

Demonstrações Financeiras

2023



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	13
3. Práticas contábeis materiais.....	14
4. Estimativas contábeis e julgamentos relevantes	14
5. Mudanças Climáticas.....	21
6. Novas normas e interpretações.....	26
7. Gestão de Capital	28
8. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	28
9. Receita de vendas	30
10. Custos e despesas por natureza.....	33
11. Outras (despesas) receitas operacionais líquidas	34
12. Resultado financeiro líquido.....	35
13. Informações por Segmento	35
14. Contas a receber.....	39
15. Estoques.....	41
16. Fornecedores	42
17. Tributos.....	42
18. Benefícios a empregados.....	47
19. Processos judiciais e contingências.....	62
20. Provisão para desmantelamento de áreas.....	71
21. Outros ativos e passivos	73
22. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na companhia	74
23. Compromisso de compra de gás natural.....	75
24. Imobilizado	75
25. Intangível	78
26. Redução ao valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>).....	81
27. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás.....	85
28. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo	88
29. Parcerias em atividades de exploração e produção	88
30. Investimentos.....	91
31. Vendas de ativos e outras operações com ativos	95
32. Financiamentos	98
33. Arrendamentos	102
34. Patrimônio líquido.....	104
35. Gerenciamento de riscos financeiros.....	110
36. Partes relacionadas	118
37. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa	124
38. Eventos subsequentes.....	125
INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)	126
Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural	126
Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16	135
CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA EXECUTIVA	137
DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E SOBRE O PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES	138
RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS 139	
PARECER DO CONSELHO FISCAL	146
RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	147

BALANÇO PATRIMONIAL**PETROBRAS**

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

Ativo	Notas	Consolidado		Controladora	
		2023	2022	2023	2022
Caixa e equivalentes de caixa	8	61.613	41.723	2.562	3.627
Títulos e valores mobiliários	8	13.650	14.470	13.644	9.109
Contas a receber, líquidas	14	29.702	26.142	77.757	87.396
Estoques	15	37.184	45.804	31.612	39.016
Imposto de renda e contribuição social	17	1.055	859	731	602
Impostos e contribuições	17	4.648	5.960	4.392	5.742
Outros ativos	21	7.603	9.271	10.253	11.651
		155.455	144.229	140.951	157.143
Ativos classificados como mantidos para venda	31	1.624	18.823	2.053	19.365
Ativo circulante		157.079	163.052	143.004	176.508
Contas a receber, líquidas	14	8.942	12.729	8.099	10.912
Títulos e valores mobiliários	8	11.661	8.159	11.661	8.159
Depósitos judiciais	19	71.390	57.671	70.968	57.239
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17	4.672	4.342	-	-
Impostos e contribuições	17	21.861	19.715	21.516	19.349
Outros ativos	21	11.209	8.106	12.230	9.524
Ativo realizável a longo prazo		129.735	110.722	124.474	105.183
Investimentos	30	6.574	8.172	268.220	271.427
Imobilizado	24	742.774	679.182	759.569	699.786
Intangível	25	14.726	15.581	14.563	15.426
Ativo não circulante		893.809	813.657	1.166.826	1.091.822
Total do ativo		1.050.888	976.709	1.309.830	1.268.330

Passivo	Notas	Consolidado		Controladora	
		2023	2022	2023	2022
Fornecedores	16	23.302	28.507	26.649	34.714
Financiamentos	32	20.923	18.656	46.736	120.724
Arrendamentos	33	34.858	28.994	36.364	29.933
Imposto de renda e contribuição social	17	6.295	15.045	4.445	12.690
Impostos e contribuições	17	20.168	15.906	19.669	15.576
Dividendos propostos	34	17.134	21.762	16.947	21.751
Provisão para desmantelamento de áreas	20	9.837	-	9.661	-
Benefícios a empregados	18	14.194	11.555	13.274	10.896
Outros passivos	21	14.596	15.660	12.252	13.384
		161.307	156.085	185.997	259.668
Passivos associados a ativos mantidos para venda	31	2.621	7.646	2.621	7.646
Passivo circulante		163.928	163.731	188.618	267.314
Financiamentos	32	118.508	137.630	346.419	315.417
Arrendamentos	33	128.773	95.423	133.240	102.227
Imposto de renda e contribuição social	17	1.446	1.578	1.409	1.538
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17	52.820	35.220	59.000	42.511
Benefícios a empregados	18	75.421	55.701	74.009	54.761
Provisão para processos judiciais e administrativos	19	16.000	15.703	14.855	14.609
Provisão para desmantelamento de áreas	20	102.493	97.048	102.167	96.552
Outros passivos	21	9.159	10.290	9.672	10.807
Passivo não circulante		504.620	448.593	740.771	638.422
Passivo circulante e não circulante		668.548	612.324	929.389	905.736
Capital subscrito e integralizado	34	205.432	205.432	205.432	205.432
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		(538)	3.102	(322)	3.318
Reservas de lucros	34	159.171	128.562	158.955	128.346
Outros resultados abrangentes		16.376	25.498	16.376	25.498
Atribuído aos acionistas da controladora		380.441	362.594	380.441	362.594
Atribuído aos acionistas não controladores	30	1.899	1.791	-	-
Patrimônio líquido		382.340	364.385	380.441	362.594
Total do passivo		1.050.888	976.709	1.309.830	1.268.330

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)

	Notas	Consolidado		Controladora	
		2023	2022	2023	2022
Receita de vendas	9	511.994	641.256	494.372	613.334
Custo dos produtos e serviços vendidos	10	(242.061)	(307.156)	(241.098)	(298.009)
Lucro bruto		269.933	334.100	253.274	315.325
Despesas					
Vendas	10	(25.163)	(25.448)	(25.114)	(27.113)
Gerais e administrativas	10	(7.952)	(6.877)	(6.688)	(5.676)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	27	(4.892)	(4.616)	(4.887)	(3.753)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(3.619)	(4.087)	(3.619)	(4.089)
Tributárias		(4.444)	(2.272)	(3.391)	(1.873)
Reversão (Perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	26	(13.111)	(6.859)	(12.950)	(6.804)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	11	(19.930)	9.023	(18.791)	10.532
		(79.111)	(41.136)	(75.440)	(38.776)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos		190.822	292.964	177.834	276.549
Resultado financeiro líquido	12	(11.861)	(19.257)	(24.679)	(29.356)
Receitas financeiras		10.821	9.420	10.790	9.972
Despesas financeiras		(19.542)	(18.040)	(33.884)	(29.762)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(3.140)	(10.637)	(1.585)	(9.566)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	30	(1.480)	1.291	19.814	23.663
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		177.481	274.998	172.969	270.856
Imposto de renda e contribuição social	17	(52.315)	(85.993)	(48.363)	(82.528)
Lucro líquido do exercício		125.166	189.005	124.606	188.328
Atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		124.606	188.328	124.606	188.328
Acionistas não controladores		560	677	-	-
Lucro líquido do exercício		125.166	189.005	124.606	188.328
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em R\$)	34	9,57	14,44	9,57	14,44

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)

	Notas	Consolidado		Controladora	
		2023	2022	2023	2022
Lucro líquido do exercício		125.166	189.005	124.606	188.328
Itens que não serão reclassificados para o resultado:					
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	18	(17.552)	(8.297)	(17.260)	(8.228)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		1.341	1.109	1.341	1.119
		(16.211)	(7.188)	(15.919)	(7.109)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas		-	-	(278)	(79)
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:					
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações					
Reconhecidos no patrimônio líquido		22.410	28.359	22.410	28.359
Transferidos para o resultado		18.846	25.174	18.371	24.832
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(14.027)	(18.201)	(13.866)	(18.085)
	35	27.229	35.332	26.915	35.106
Ajustes de conversão em investidas ⁽¹⁾					
Reconhecidos no patrimônio líquido		(21.461)	(18.366)	(21.460)	(18.364)
		(21.461)	(18.366)	(21.460)	(18.364)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas					
Reconhecidos no patrimônio líquido	30	1.306	1.162	1.620	1.388
		1.306	1.162	1.620	1.388
Outros resultados abrangentes		(9.137)	10.940	(9.122)	10.942
Resultado abrangente total		116.029	199.945	115.484	199.270
Resultado abrangente atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		115.484	199.270	115.484	199.270
Acionistas não controladores		545	675	-	-
Resultado abrangente total		116.029	199.945	115.484	199.270

(1) Inclui, no Consolidado efeito de R\$ 1.154, devedor (efeito de R\$ 774, devedor, em 31 de dezembro de 2022), 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)

	Notas	Consolidado		Controladora	
		2023	2022	2023	2022
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Lucro líquido do exercício		125.166	189.005	124.606	188.328
Ajustes para:					
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	18	7.695	6.333	7.494	6.187
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	30	1.480	(1.291)	(19.814)	(23.663)
Depreciação, depleção e amortização	37	66.204	68.202	69.609	71.377
Perda (reversão), líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	26	13.111	6.859	12.950	6.804
Ajuste a valor realizável líquido	15	(40)	57	-	-
Perdas (reversões), líquidas, de crédito esperadas		205	331	202	542
Baixa de poços	27	2.087	3.584	2.087	2.740
Resultado com alienações e baixa de ativos	11	(6.511)	(5.883)	(5.776)	(4.944)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados		12.707	22.956	21.176	29.420
Imposto de renda e contribuição social	17	52.315	85.993	48.363	82.527
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas		10.132	3.858	10.106	3.838
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	11	(1.399)	(21.660)	(1.399)	(21.651)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento		(2.086)	(3.217)	(2.174)	(3.227)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	11	3.982	7.011	3.467	6.564
Redução (aumento) de ativos					
Contas a receber		672	1.891	(73.648)	(73.707)
Estoques		7.926	(6.029)	7.245	(4.881)
Depósitos judiciais		(8.663)	(8.844)	(8.623)	(8.671)
Outros ativos		1.619	(1.675)	1.713	(2.485)
Aumento (redução) de passivos					
Fornecedores		(4.741)	(2.223)	(7.182)	2.415
Impostos e contribuições		(2.363)	(12.903)	(799)	(12.877)
Planos de pensão e de saúde		(4.617)	(11.035)	(4.596)	(11.017)
Provisão para processos judiciais e administrativos		(2.927)	(1.956)	(2.559)	(1.804)
Outros benefícios a empregados		1.726	(808)	1.468	(798)
Provisão para desmantelamento de áreas		(4.491)	(3.123)	(4.457)	(3.121)
Outros passivos		(2.781)	(876)	(2.854)	(938)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(50.712)	(59.147)	(49.494)	(58.237)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais		215.696	255.410	127.111	168.721
Fluxo de caixa das atividades de investimentos					
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis		(60.315)	(49.656)	(60.002)	(56.211)
Aquisição de participações societárias		(120)	(138)	463	326
Recebimentos pela venda de ativos – Desinvestimentos		18.232	24.815	18.215	24.953
Compensação financeira por Acordos de Coparticipação		2.032	35.769	2.032	35.769
(Investimentos) resgates em títulos e valores mobiliários ⁽¹⁾		237	(17.072)	11.175	13.719
Dividendos recebidos ⁽²⁾		439	1.905	2.007	4.109
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos		(39.495)	(4.377)	(26.110)	22.665
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Participação de acionistas não controladores		(14)	347	-	-
Financiamentos e operações de mútuo, líquidos:					
Captações	32	10.716	15.156	124.844	135.610
Amortizações de principal – financiamentos	32	(21.080)	(47.337)	(71.686)	(88.497)
Amortizações de juros - financiamentos ⁽²⁾	32	(9.900)	(9.664)	(21.118)	(14.287)
Amortizações de arrendamentos	33	(31.335)	(28.049)	(32.537)	(29.315)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	34	(97.925)	(194.200)	(97.925)	(194.200)
Recuperação de ações	34	(3.644)	-	(3.644)	-
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(253)	(409)	-	-
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos		(153.435)	(264.156)	(102.066)	(190.689)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		(2.876)	(3.636)	-	-
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício		19.890	(16.759)	(1.065)	697
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		41.723	58.482	3.627	2.930
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		61.613	41.723	2.562	3.627

(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						Reserva de lucros					Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado	
	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	Legal	Estatutárias	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos				Lucros (prejuízos) acumulados
Saldo em 1º de janeiro de 2022	205.432	3.313	119.670	(20.057)	(81.590)	(3.467)	25.509	8.611	3.559	89.029	37.320	-	387.329	2.252	389.581
Transações de capital	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	(777)	(772)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	188.328	188.328	677	189.005
Outros resultados abrangentes	-	-	(18.364)	(7.188)	35.332	1.162	-	-	-	-	-	-	10.942	(2)	10.940
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55	55	-	55
Destinações:															
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(37.320)	-	(37.320)	-	-	(37.320)
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	-	-	-	9.417	1.027	2.385	-	-	(12.829)	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(47.006)	35.815	(175.554)	(186.745)	(359)	(187.104)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	205.432	3.318	101.306	(27.245)	(46.258)	(2.305)	34.926	9.638	5.944	42.023	35.815	-	362.594	1.791	364.385
	205.432	3.318				25.498					128.346	-	362.594	1.791	364.385
Saldo em 1º de janeiro de 2023	205.432	3.318	101.306	(27.245)	(46.258)	(2.305)	34.926	9.638	5.944	42.023	35.815	-	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 prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33	33	-	33
Destinações:															
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(35.815)	-	(35.815)	-	-	(35.815)
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	-	-	-	6.160	44.505	1.555	-	-	(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)	41.086	54.143	7.499	42.023	14.204	-	380.441	1.899	382.340
	205.432	(322)				16.376					158.955	-	380.441	1.899	382.340

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	
	2023	2022	2023	2022
Receitas				
Vendas de produtos e serviços e outras receitas	633.892	778.568	612.956	746.909
Perdas (reversões), líquidas, de crédito esperadas	(205)	(331)	(202)	(542)
Receitas relativas à construção de ativos para uso	60.997	41.433	60.307	40.513
	694.684	819.670	673.061	786.880
Insumos adquiridos de terceiros				
Matérias-primas e produtos para revenda	(96.049)	(148.429)	(83.773)	(136.907)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(106.402)	(74.930)	(114.271)	(73.511)
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros	(36.760)	(45.712)	(38.792)	(48.086)
Perda (reversão), líquida, no valor de recuperação de ativos - Impairment	(13.111)	(6.859)	(12.950)	(6.804)
Ajuste a valor realizável líquido	40	(57)	-	-
	(252.282)	(275.987)	(249.786)	(265.308)
Valor adicionado bruto	442.402	543.683	423.275	521.572
Depreciação, depleção e amortização	(76.020)	(75.121)	(79.425)	(78.296)
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	366.382	468.562	343.850	443.276
Valor adicionado recebido em transferência				
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(1.480)	1.291	19.814	23.663
Receitas financeiras	10.821	9.420	10.790	9.972
Aluguéis, royalties e outros	3.024	3.772	5.550	6.299
	12.365	14.483	36.154	39.934
Valor adicionado total a distribuir	378.747	483.045	380.004	483.210
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal e administradores				
Remuneração direta				
Salários	17.382	15.545	15.501	13.723
Participações nos lucros ou resultados	2.924	678	2.885	647
Remuneração variável	2.119	2.855	1.687	2.666
	22.425	19.078	20.073	17.036
Benefícios				
Vantagens	2.045	952	1.714	774
Plano de aposentadoria e pensão	4.609	4.617	4.485	4.495
Plano de saúde	4.594	3.465	4.342	3.281
	11.248	9.034	10.541	8.550
FGTS	1.222	1.079	1.123	987
	34.895	29.191	31.737	26.573
Tributos				
Federais ^{(1) (2)}	132.688	180.123	128.503	177.118
Estaduais	47.649	41.040	47.008	39.932
Municipais	698	815	187	295
No exterior ⁽¹⁾	2.665	2.858	-	-
	183.700	224.836	175.698	217.345
Instituições financeiras e fornecedores				
Juros, variações cambiais e monetárias	29.106	33.951	41.893	44.560
Despesas de aluguéis e arrendamentos	5.880	6.062	6.070	6.404
	34.986	40.013	47.963	50.964
Acionistas				
Dividendos	52.918	155.965	52.918	155.965
Juros sobre capital próprio	19.501	19.589	19.501	19.589
Resultado dos acionistas não controladores	560	677	-	-
Lucros retidos	52.187	12.774	52.187	12.774
	125.166	189.005	124.606	188.328
Valor adicionado total distribuído	378.747	483.045	380.004	483.210

(1) Inclui participações governamentais.

(2) Em 31 de dezembro de 2023 e 2022, 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.

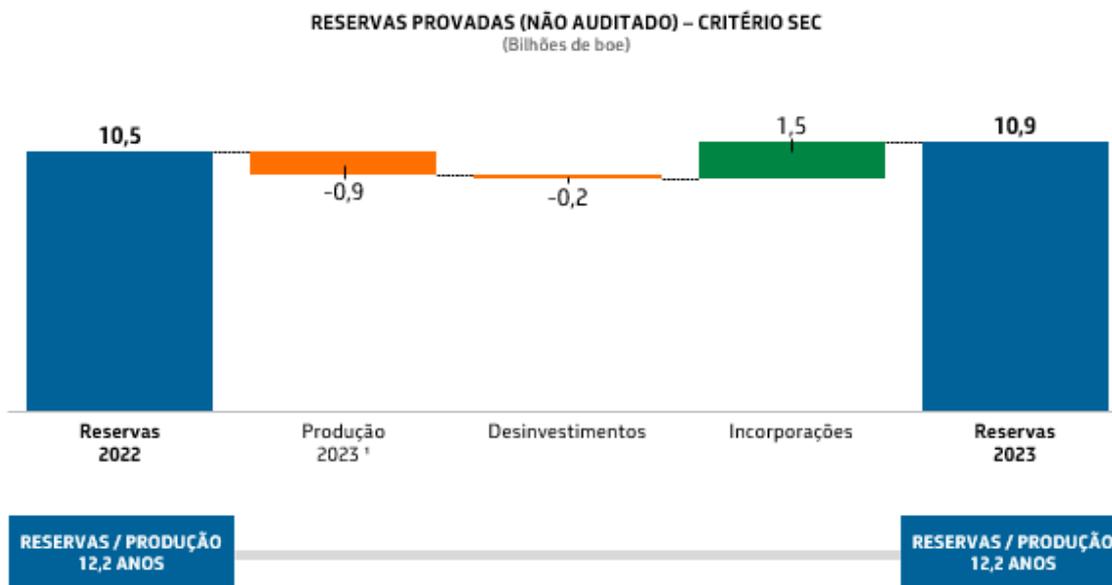
Nesse caso, o Comitê de Investimentos e o Comitê de Minoritários avaliarão e mensurarão a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida pela companhia, de tal forma que a União compense, a cada exercício social, a diferença entre as condições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

1.1. Destaques do exercício

A Petrobras apresentou resultados operacionais e financeiros positivos em 2023, gerando valor para a sociedade e para seus acionistas. O endividamento ficou dentro do nível de dívida bruta estabelecido no Plano Estratégico 2023-2027 (PE 23-27), alcançando US\$ 62,6 bilhões.

A produção de óleo e gás em 2023 foi de 2,78 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), superando a meta estabelecida no PE 23-27. Os principais fatores que resultaram nesse desempenho operacional foram: i) entrada em operação de quatro novas plataformas - FPSO Anna Nery (revitalização dos campos de Marlim e Voador), FPSO Almirante Barroso (campo de Búzios), FPSO Anita Garibaldi (revitalização dos campos de Marlim e Voador) e FPSO Sepetiba (campo de Mero); e ii) alcance das capacidades máximas de produção de óleo das plataformas P-71 (campo de Itapu), do FPSO Guanabara (campo de Mero) e do FPSO Almirante Barroso (campo de Búzios).

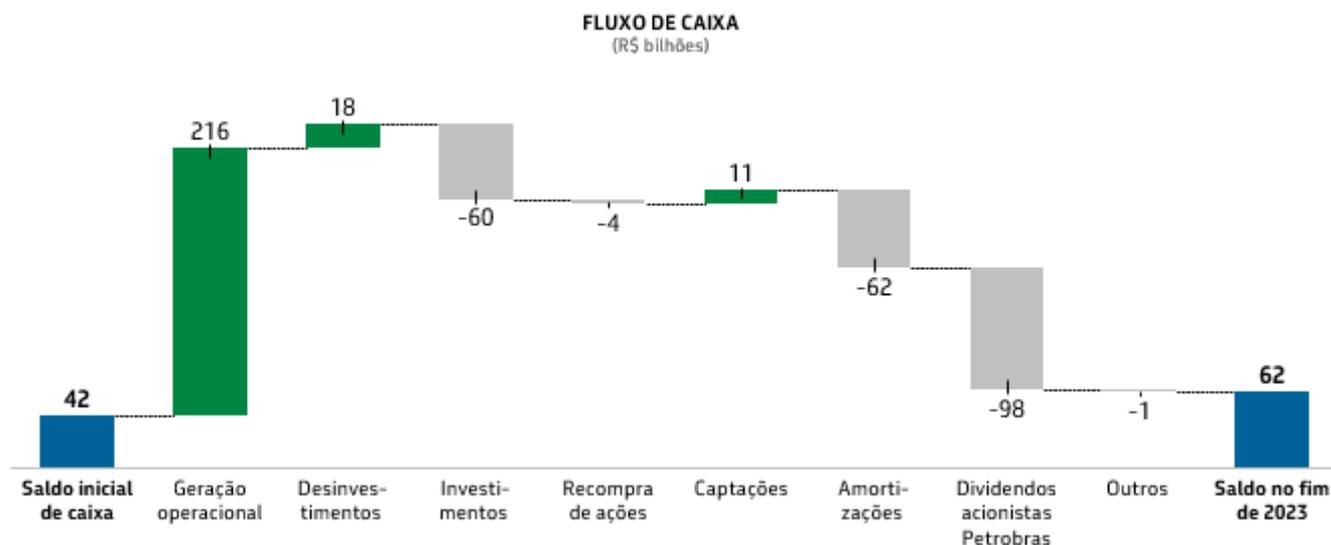
Em 2023, de acordo com o critério SEC - Securities and Exchange Commission, a companhia manteve a trajetória de adição significativa de reservas, com foco em ativos rentáveis e alinhada à busca por uma transição energética justa. A incorporação ocorreu, principalmente, em função do bom desempenho dos ativos, com destaque para os campos de Búzios, Tupi e Atapu, na Bacia de Santos, e da declaração de comercialidade dos campos não operados de Raia Manta e Raia Pintada, na Bacia de Campos. 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).



¹ Não considera: (a) 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; (b) volumes de gás injetado; (c) produção de testes de longa duração em blocos exploratórios; e (d) produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite o registro de reservas por parte da companhia.

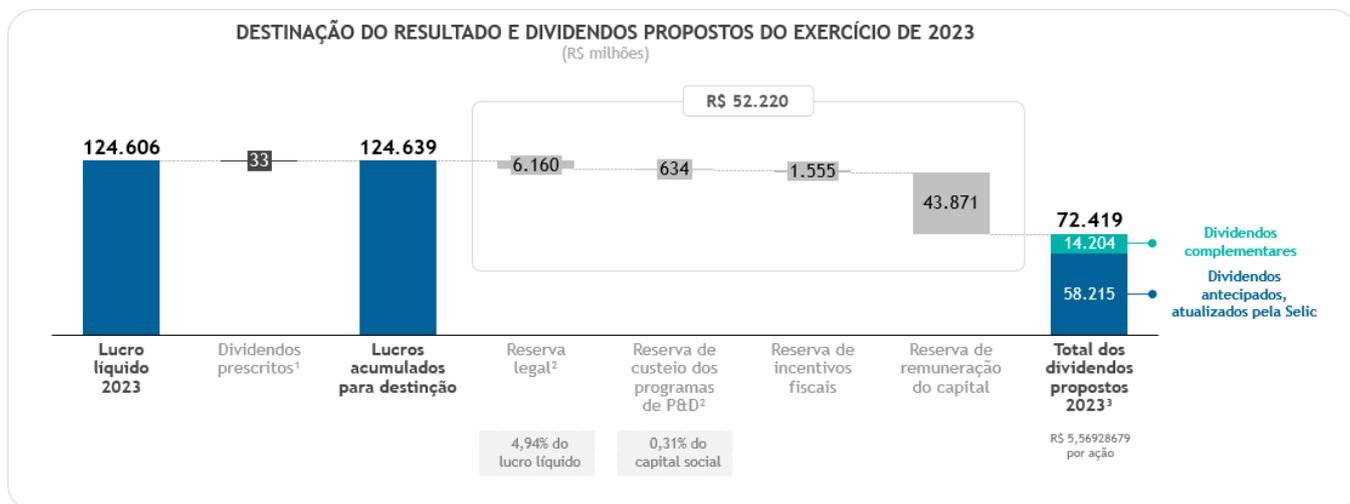
A Petrobras também estima reservas segundo o critério ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis / Society of Petroleum Engineers). Em 31 de dezembro de 2023, as reservas provadas segundo este critério atingiram 11,1 bilhões de barris de óleo equivalente. As principais diferenças entre os dois critérios estão detalhadas na nota explicativa 4.1.

O aumento do caixa no ano foi proporcionado, principalmente, pela geração de caixa operacional, recebimentos pela venda de ativos (nota explicativa 31) e captações (nota explicativa 32). Compensados, em parte, pela aquisição de ativos imobilizados e intangíveis (notas explicativas 24 e 25), amortizações de financiamentos e arrendamentos (notas explicativas 32 e 33), além do pagamento de dividendos e recompra de ações (nota explicativa 34).

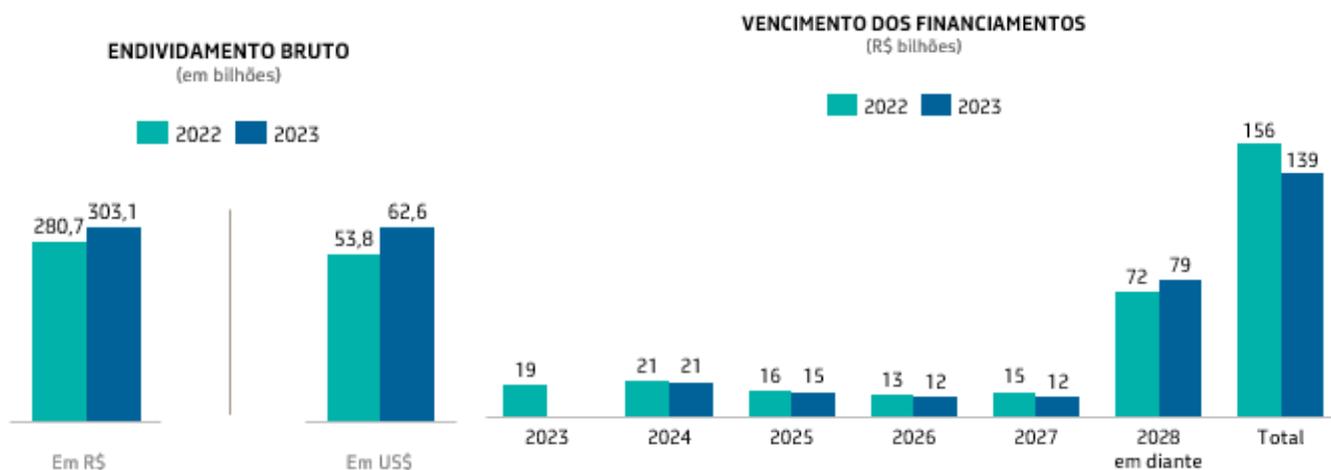


Na gestão de portfólio, alguns desinvestimentos, realizados ao longo de 2022, foram concluídos no decorrer de 2023, com venda da totalidade de participação da Petrobras: campo de Albacora Leste, Polo Norte Capixaba, Polo Potiguar, Polo Golfinho e Polo Camarupim (nota explicativa 31), além de recebimento por vendas realizadas em exercícios anteriores, especialmente por recebimentos condicionados a cláusulas contratuais envolvendo o valor do *Brent*.

O Conselho de Administração (CA) aprovou a revisão da política de remuneração aos acionistas em julho de 2023, incluindo a possibilidade de recompra de ações. Em agosto de 2023, o CA aprovou o programa de recompra de ações para permanência em tesouraria com posterior cancelamento, sem redução do capital social. Em novembro de 2023, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a criação da reserva estatutária de remuneração do capital (nota explicativa 34). Nesse contexto, a proposta de destinação do resultado a ser submetida à deliberação da AGO de 2024, que considera a distribuição de dividendos do exercício de 2023, está aderente à política de remuneração aos acionistas.



A estratégia financeira do novo Plano Estratégico 2024-2028 (PE 24-28) tem, dentre seus objetivos, foco na disciplina de capital e no compromisso de manter o endividamento da companhia sob controle, respeito à governança e entrega de valor aos acionistas por meio de dividendos e recompra de ações. A meta de endividamento inferior a US\$ 65 bilhões e caixa de referência de US\$ 8 bilhões são referências da estratégia financeira da companhia (notas explicativas 7 e 32).



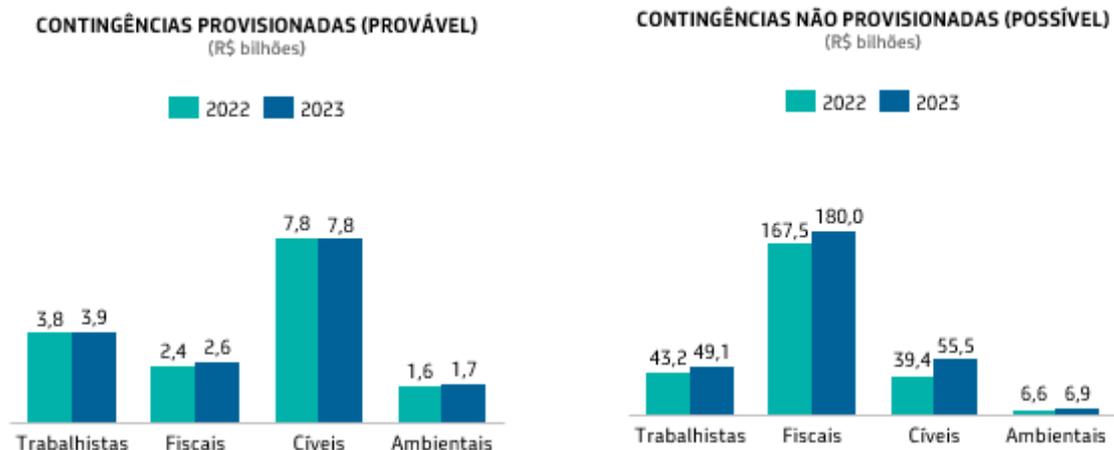
A revisão das premissas econômicas, financeiras e operacionais do PE 24-28, que inclui o portfólio de projetos e estimativas de reservas, embasaram os testes de recuperabilidade do exercício de 2023 (nota explicativa 26).

¹ Referem-se aos dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras prescritos em favor da companhia em 2023, conforme artigo 10 do Estatuto Social da Petrobras;

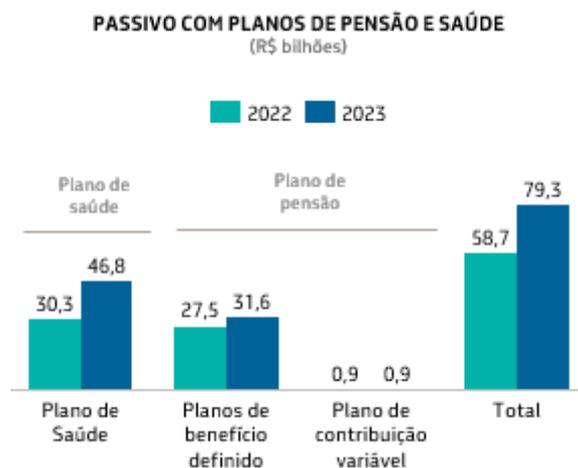
² Em 31 de dezembro de 2023, as reservas legal e de custeio dos programas de P&D atingiram os limites previstos no artigo 193 da Lei das S.A. (5% do lucro líquido do exercício, até o limite de 20% do capital social) e do artigo 56 do Estatuto Social da Petrobras (0,5% do capital social, até o limite de 5% do capital social), respectivamente. Dessa forma, no exercício de 2023 as reservas legal e de custeio dos programas de P&D foram constituídas inferiores aos cálculos legais e estatutários estabelecidos para o exercício;

³ Do total dos dividendos propostos do exercício de 2023 de R\$ 72.419, temos a seguinte composição: (i) antecipação de remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2023 de R\$ 57.152, sendo que R\$ 39.692 foram pagos no exercício de 2023 e o saldo bruto restante de R\$ 17.460 está como dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2023; (ii) atualização monetária pela Selic sobre as antecipações de dividendos de R\$ 1.063; e (iii) dividendos complementares de R\$ 14.204.

Em 2023, houve novos litígios relativos a pedidos de compensação não homologados pela Receita Federal e cobrança de impostos federais sobre preço de transferência em contratos de afretamento, bem como reclassificação de ações coletivas e individuais que discutem temas afetos a planos de previdência complementar geridos pela Petros, antes considerados como perda remota. Estes processos foram considerados com perda possível por assessores jurídicos internos e julgamentos da Administração (nota explicativa 19).



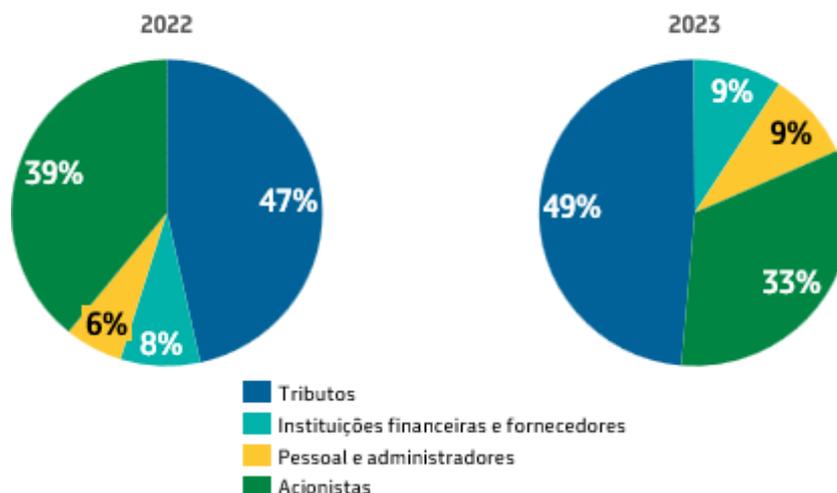
A revisão anual do passivo atuarial com planos de benefícios pós-emprego reflete, em especial, significativo aumento na estimativa de custos médicos futuros e revisão da taxa de desconto, sem efeitos no resultado do exercício (nota explicativa 18).



O aumento da provisão para desmantelamento de áreas no ano reflete a revisão anual de premissas técnicas e de planejamento do descomissionamento, além da avaliação do ano de corte econômico das concessões (nota explicativa 20).

A Petrobras considera as mudanças climáticas em suas decisões de investimento e, neste contexto, avalia também riscos decorrentes de tais mudanças. Estes riscos são considerados no Planejamento Estratégico, cujas premissas são utilizadas em diversas estimativas contábeis: teste de redução ao valor recuperável de ativos, provisão de desmantelamento de áreas, exportações futuras utilizadas na contabilidade de *hedge* e vidas úteis de ativos imobilizados e intangíveis. Informações sobre as mudanças climáticas e seus potenciais efeitos sobre as demonstrações financeiras estão descritas na nota explicativa 5.

As riquezas geradas pela companhia em 2023, no valor de R\$ 378 bilhões (R\$ 483 bilhões em 2022), foram distribuídas da seguinte forma:

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO
(%)

Adicionalmente, nossas demonstrações financeiras em dólar norte-americano, que são convertidas com base no CPC 02 – “Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis”, equivalente ao IAS 21 – Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio, são também divulgadas e arquivadas. A tabela abaixo apresenta as principais informações em milhões de dólares:

	Consolidado	
	2023	2022
Receita de vendas	102.409	124.474
Lucro bruto	53.974	64.988
Lucro líquido antes do resultado financeiro, participações e impostos	38.033	57.114
Lucro líquido do exercício - Acionistas da Petrobras	24.884	36.623
Caixa e equivalentes de caixa	12.727	7.996
Imobilizado	153.424	130.169
Financiamentos e Arrendamentos - Circulante e Não Circulante	62.600	53.799
Patrimônio líquido	78.975	69.836
Fluxo de caixa operacional	43.212	49.717
Fluxo de caixa de investimentos	(7.955)	(432)
Fluxo de caixa de financiamentos	(30.700)	(51.453)

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 7 de março de 2024, 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. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, aprovado pela Resolução CVM 117/22. O *IFRS* não exige a apresentação desta demonstração.

Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas.

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.

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

Para melhor compreensão da base de reconhecimento e mensuração aplicadas na preparação das demonstrações financeiras, as práticas contábeis são apresentadas nas respectivas notas explicativas que tratam dos temas de suas aplicações.

4. Estimativas contábeis e julgamentos relevantes

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

4.1. Reconhecimento de gastos exploratórios e estimativas de reservas

Após a obtenção dos direitos legais para explorar em uma área específica, a companhia utiliza o método dos esforços bem-sucedidos para reconhecer gastos incorridos em conexão com a exploração e avaliação de recursos minerais, antes da viabilidade técnica e comercial da extração desses recursos ser demonstrada. Este método requer uma relação direta entre os gastos incorridos e os recursos minerais, para que estes sejam caracterizados como ativos. A nota explicativa 27 apresenta os tipos de gastos exploratórios e seus respectivos reconhecimentos.

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

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

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

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

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

4.2.1. Principais fontes de incerteza de estimativas

Os testes de *impairment* envolvem incertezas relacionadas principalmente: (a) ao preço médio do *Brent* e à taxa média de câmbio (Real/Dólar), cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da companhia; (b) às taxas de desconto e; (c) às estimativas de reservas provadas e prováveis (conforme os critérios estabelecidos pela ANP/SPE). Um número significativo de variáveis interdependentes para determinação do valor em uso, cuja aplicação nos testes de *impairment* envolve alto grau de complexidade, deriva destas estimativas.

A análise de sensibilidade para os ativos ou unidades geradoras de caixa (UGCs) com maiores potenciais de reconhecimento de perda ou reversão de *impairment* no próximo exercício é apresentada na nota explicativa 26.

Preço médio do *Brent* e taxa média de câmbio

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

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

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

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

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

A nota explicativa 26 apresenta as estimativas de preços e câmbio.

Taxas de desconto

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

A nota explicativa 26 apresenta as principais taxas de desconto aplicadas nos testes de *impairment*.

Revisões nas estimativas de reservas provadas e prováveis

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

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

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

Uma UGC representa um menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou grupos de ativos. Essa definição envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão. O nível de desagregação de ativos em UGCs pode chegar até o limite dos ativos serem testados individualmente.

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

As definições das UGCs adotadas são as seguintes:

- a) UGCs do segmento de Exploração e Produção (E&P):
 - i. Campo ou polo de produção de petróleo e gás: composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção de um campo ou de um polo (conjunto de dois ou mais campos) no Brasil ou no exterior. Em 31 de dezembro de 2023, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 33 campos e 15 polos.
 - ii. Equipamentos não associados a campos de produção de petróleo e gás: representam ativos que deixaram de operar com plataformas, sondas de perfuração que não estão associadas a nenhuma UGC e que são testadas individualmente para fins de recuperabilidade.
- b) UGCs do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC):
 - i. UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõe as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro, com a operação combinada e centralizada de tais ativos, tendo como objetivo comum o atendimento do mercado ao menor custo global e, sobretudo, a preservação do valor estratégico do conjunto de ativos no longo prazo. O planejamento operacional é feito de forma centralizada e os ativos não são geridos, medidos ou avaliados pelo seu resultado econômico-financeiro individual isolado. As refinarias não têm autonomia para escolher o petróleo a ser processado, o mix de derivados a produzir, os mercados para onde destiná-los, que parcela será exportada, que intermediários serão recebidos e os preços de vendas dos produtos. As decisões operacionais são analisadas por meio de um modelo integrado de planejamento operacional para o atendimento do mercado, considerando todas as opções de produção, importação, exportação, logística e estoques e buscando maximizar o desempenho global da companhia. A decisão sobre novos investimentos não se baseia na avaliação individual do ativo onde o projeto será instalado, mas sim no resultado adicional para a UGC como um todo. O modelo que suporta todo o planejamento, usado nos estudos de viabilidade técnica e econômica de novos investimentos em refino e logística, busca alocar um determinado tipo de petróleo, ou mix de derivados, definir o atendimento de mercados (área de influência), objetivando os melhores resultados para o sistema integrado. Os dutos e terminais são partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado.

- ii. UGC Utilidades Itaboraí: composta pelos ativos relacionados à infraestrutura e utilidades que atenderão a UPGN do projeto integrado Rota 3.
 - iii. UGC Polo GasLub: conjunto de ativos que continuam hibernados e que estão sendo avaliados para aproveitamento em outros projetos.
 - iv. UGC 2º trem de refino RNEST: ativos do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada, testados isoladamente.
 - v. UGC Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro.
 - vi. UGC Comboios-Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê);
 - vii. UGCs Unidades de Fertilizantes Nitrogenados: representam as fábricas hibernadas de fertilizantes e nitrogenados;
 - viii. Demais UGCs: ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.
- c) UGCs do segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC):
- i. UGC SIP Integrado: conjunto de ativos formado pelas Unidades de Tratamento de Gás (UTG) Itaboraí, Cabiúnas e Caraguatatuba, que compõe uma UGC em função das características contratuais do Sistema Integrado de Processamento (SIP) e do Sistema Integrado de Escoamento (SIE).
 - ii. UGCs Unidades de Tratamento de Gás: as demais UTGs representam, cada uma, unidades geradoras de caixa isoladas.
 - iii. UGC Energia: é o conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termelétricas (UTES). A operação e a comercialização de energia dessa UGC são realizadas e coordenadas de forma integrada. Os resultados econômicos de cada uma das usinas do portfólio integrado são altamente dependentes entre si, devido à otimização operacional que visa maximizar o resultado do todo.
 - iv. Demais UGCs: ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos;
 - v. UGC Biodiesel: conjunto de ativos que compõe as usinas de biodiesel. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimento de cada usina, assim como os resultados alcançados (nos leilões) nas vendas e a oferta de matéria-prima; e
 - vi. UGC Quixadá: ativos da usina de biodiesel Quixadá-CE.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas na nota explicativa 26.

4.3. Fontes de incerteza em depreciação, amortização e exaustão

Conforme apresentado na nota explicativa 24, a taxa de depreciação para os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás depletados pelo método das unidades produzidas é calculada com base na produção mensal em relação às respectivas reservas provadas desenvolvidas, exceto para bônus de assinatura, onde se utilizam as reservas provadas totais.

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

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

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

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

O passivo atuarial líquido representa as obrigações da companhia, líquidas do valor justo dos ativos do plano (quando aplicável), a valor presente, conforme nota explicativa – 18.3.2 - Movimentação do valor presente da obrigação (VPO).

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

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

Essas e outras premissas são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento das premissas atuariais.

As incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido e análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares estão divulgadas nas notas explicativas 18.3.6 e 18.3.7, respectivamente.

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

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

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

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

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

4.6. Fontes de incerteza em obrigações de desmantelamento de áreas

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

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

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

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

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

4.7. Fontes de incerteza em arrendamentos

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

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

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

A nota explicativa 33 apresenta as principais informações por família de contratos de arrendamento.

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

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

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

Conforme descrito na nota 35.2.2, a parcela eficaz dos ganhos e perdas cambiais decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido afetar o resultado do período. No entanto, podem ocorrer situações em que as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de hedge, deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

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

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 35.2.2.

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

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

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

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

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

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

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

Informações adicionais sobre tratamento fiscal incerto de tributos sobre o lucro são divulgadas na nota explicativa 17.1.

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

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

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

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

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

Como resultado da 2ª rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa no regime de Partilha de Produção, a companhia celebrou em 2022 aditivos e novos acordos junto aos parceiros nos campos de Atapu e Sépia. Tais acordos preveem, além das compensações já recebidas mediante suas assinaturas, complementos que podem ser devidos à companhia, conforme condições descritas na nota explicativa 25.2.

Adicionalmente, ao longo dos últimos anos a companhia alienou ativos considerados não estratégicos e estabeleceu parcerias em ativos de E&P visando, dentre outros objetivos, compartilhamento de riscos e o desenvolvimento de novas tecnologias. Tais transações foram realizadas através de parcerias (nota explicativa 29) e desinvestimentos, com procedimentos alinhados à legislação vigente e órgãos reguladores. Em algumas dessas transações, também estão previstos recebimentos condicionados a cláusulas contratuais (nota explicativa 31.4).

5. Mudanças Climáticas

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

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

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

Risco	Descrição	Horizonte de tempo ⁽²⁾
Mercado	No mundo: aumento da demanda por energia e produtos com menor intensidade de carbono levando à redução da demanda por petróleo e consequente queda de preços dos produtos fósseis. Preferência por produtos fósseis com menor intensidade de Gases de Efeito Estufa (GEE) nos processos produtivos. No Brasil: a demanda de nossos produtos pode ser afetada especialmente pelo aumento da demanda por combustíveis alternativos, também estimulados por Políticas Públicas como o programa RENOVBIO ⁽¹⁾ , entre outros.	Médio a longo prazo
Tecnológico	Perda de competitividade pela não implementação ou implementação de tecnologias pouco eficazes ou pouco efetivas para redução de emissões de nossas operações e produtos.	Médio a longo prazo
Regulatório	Aumento de exigências de controle das emissões de GEE nos processos de licenciamento, que podem causar restrições operacionais e penalidades financeiras às nossas atividades. Complementação da regulação para a adoção de um instrumento de precificação de carbono no Brasil, considerando os seus diversos aspectos e possíveis formulações.	Médio a longo prazo
Legal e Reputacional	Litígios e/ou perda de reputação por não atendimento de compromissos climáticos.	Médio prazo.

(1) Política Nacional de Biocombustíveis, visando aumentar a produção e uso de biocombustíveis na matriz energética brasileira.

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

Riscos físicos resultam de mudanças no clima que podem ser por evento (risco físico agudo) ou de alterações de longo prazo em padrões climáticos (risco físico crônico). Nessa categoria, a companhia identificou os seguintes riscos que, razoavelmente, podem ser esperados de afetar os seus fluxos de caixa, o seu acesso a financiamento ou o seu custo de capital:

Risco	Descrição	Horizonte de tempo ⁽¹⁾
Escassez hídrica	Redução de disponibilidade hídrica afetando instalações onshore.	Médio a Longo Prazo
Alterações meteorológicas	Mudanças em padrões de ventos, ondas, correntes podem alterar as condições de operacionalidade de nossos ativos.	Longo prazo

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

5.1. Efeitos dos riscos climáticos nas estimativas contábeis

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

As seguintes informações utilizadas em estimativas contábeis relevantes da companhia são, em grande parte, determinadas com base nas premissas e projeções do Planejamento Estratégico (PE) da Petrobras:

- Valor em uso considerado nos testes de recuperabilidade de ativos (nota explicativa 4.2.1);
- Prazos e custos utilizados na mensuração da provisão para desmantelamento de áreas (nota explicativa 4.6).
- Exportações futuras altamente prováveis utilizadas na contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação (nota explicativa 4.8); e
- Vidas úteis dos ativos imobilizados e intangíveis utilizadas na mensuração das despesas com depreciação, amortização e depleção (notas explicativas 24 e 25).

Conforme especificado no tópico a seguir, a companhia considerou os impactos relacionados aos riscos climáticos no seu Planejamento Estratégico aprovado pelo Conselho de Administração, plano atualizado a cada ano, o que inclui as ações para o atingimento dos seus compromissos climáticos e de sua ambição de neutralizar as suas emissões líquidas operacionais de GEE (escopos 1 e 2) até 2050.

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

a) Risco de transição para economia de baixo carbono

A transição para economia de baixo carbono traz riscos de mercado, tecnológicos, regulatórios e legais e reputacionais, que foram considerados na elaboração do Planejamento Estratégico da companhia. Tal consideração se baseou nas seguintes premissas de ambiente externo que refletem a dinâmica do setor de energia:

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

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

Em 2023, a companhia adotou três cenários distintos que são utilizados para diferentes finalidades nas suas atividades de planejamento. Esses cenários são chamados de Adaptação, Negociação e Compromisso e, em todos eles, observa-se desaceleração e posterior retração das fontes fósseis. Especificamente o cenário Negociação, utilizado como referência para quantificação do Planejamento Estratégico da companhia, considera que as fontes fósseis, que atualmente representam aproximadamente 80% das fontes primárias de energia, passarão a representar algo próximo a 55% em 2050. Já a participação do petróleo, cairá dos atuais 29%, para algo mais próximo de 21%.

O preço do Brent considerado no cenário de referência do Planejamento Estratégico reduz de US\$ 80/Barril em 2024 para US\$ 65/Barril em 2050. Informações adicionais sobre o comportamento do preço do Brent, considerado no cenário de referência do Planejamento Estratégico da companhia, podem ser encontradas na nota explicativa 26. Na tabela a seguir são comparados os preços de petróleo utilizados no cenário de referência do Planejamento Estratégico para os anos de 2030 e 2050 com aqueles previstos nos cenários Announced Pledges Scenario (APS) e Net Zero Emission (NZE) da Agência Internacional de Energia (AIE):

Preço do Brent US\$/Barril	2030	2050
PE	65	65
APS	74	60
NZE	42	25

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

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

Nas estimativas contábeis da companhia não foi incorporada a incidência do preço de carbono. No momento, existem incertezas a respeito da forma e da dinâmica de um futuro mercado de carbono no Brasil, não existindo informações suficientes e confiáveis que permitam considerar o impacto do preço do carbono.

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

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

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

Adicionalmente, avanços no estabelecimento de um mercado regulado de carbono no Brasil pode tornar necessária a incorporação do preço de carbono nos cálculos do valor em uso a ser utilizado nos testes de recuperabilidade dos ativos da companhia.

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

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

Utilizando os preços constantes nos cenários APS e NZE para realizar uma análise de sensibilidade sobre a receita bruta projetada e as participações governamentais sobre tais receitas e, calculando o efeito dos tributos sobre o lucro somente sobre tais itens sensibilizados, mas mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável, o segmento E&P da Controladora, sobre a perda de recuperabilidade reconhecida pela companhia, conforme divulgada na nota explicativa 26, teria uma reversão de perda de recuperabilidade adicional bruta de R\$ 3.368 no cenário APS e uma perda de recuperabilidade adicional bruta de R\$ 32.006 no cenário NZE, concentrado nos campos da Bacia de Campos.

As simulações utilizadas para testar a sensibilidade, com base nos preços do Brent constantes nos cenários APS e NZE, não são consideradas pela companhia como as melhores estimativas para determinar impactos esperados de perda de recuperabilidade, tampouco, os impactos estimados nas receitas brutas ou o lucro líquido.

Dado que o preço do carbono não foi incorporado às estimativas contábeis da companhia, calculamos a sensibilidade do efeito do custo da precificação das emissões de GEE no teste de recuperabilidade dos ativos no Brasil do segmento de E&P, um valor monetário cobrado por tonelada de emissão de CO₂ a partir de 2028 e a existência de cotas gratuitas de emissão.

Neste contexto, utilizando como base um preço de US\$10/ CO₂ de 2024 à 2030, US\$ 31/ CO₂ em 2035, US\$ 52/ CO₂ em 2040, US\$ 73/ CO₂ em 2045 e US\$ 95/ CO₂ 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\$ 880.

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 2023, o valor da provisão de desmantelamento de áreas reconhecida pela Controladora totalizou R\$ 111.828, conforme detalhado na nota explicativa 20. Em bases não descontadas, o valor nominal seria de R\$ 236.191.

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

Durante o ano de 2023, não foram emitidas regulamentações governamentais vinculadas a questões climáticas que alteraram ou possuísem 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\$ 5.328, R\$ 16.390 e R\$ 26.521, caso os prazos atualmente utilizados fossem antecipados em um, três e cinco anos, respectivamente. Esta sensibilidade assumiu que todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo da provisão se mantiveram inalterados. Os intervalos de anos utilizados não se destinam a ser previsões de eventos ou resultados futuros prováveis.

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

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a prevista pela companhia pode impactar negativamente as exportações futuras da companhia. Tal impacto pode fazer com que determinadas exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de hedge, deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, ou, a depender da magnitude da transição e de sua velocidade, deixem de ser consideradas previstas. Maiores detalhes sobre as consequências de tais impactos estão descritos na nota explicativa 35.2.2 (a), envolvendo as exportações futuras da companhia (prática contábil).

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

Com base nos preços do Brent, constantes nos cenários APS e NZE, foram elaboradas análises de sensibilidade da necessidade de reclassificação de variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado. Tal sensibilidade simulou um novo fluxo de caixa futuro das exportações, alterando apenas a variável preço, mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados. Em tal sensibilidade, verificou-se não ser necessário reclassificar valores de variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado em nenhum dos cenários simulados.

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

a.4) Efeitos nas vidas úteis dos ativos imobilizados

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a prevista pela companhia pode reduzir a vida útil dos seus ativos, o que pode acarretar no aumento das despesas anuais de depreciação, depleção e amortização.

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás de uma área contratada são depletados pelo método das unidades produzidas e depreciados ou amortizados pelo método linear. Em 31 de dezembro de 2023, o valor contábil desses ativos que se encontram em operação no Brasil é de R\$ 510.748. Desse conjunto, os ativos depreciados ou amortizados pelo método linear não possuem vida útil se encerrando em ou após 2050. Quanto aos ativos depletados pelo método das unidades produzidas, estima-se que 4 campos localizados na Bahia, com valores contábeis de R\$ 1.135 em 31 de dezembro de 2023, possuem curvas de produção utilizadas para estimar suas vidas úteis se estendendo além de 2050 (com base nas suas respectivas reservas provadas desenvolvidas).

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

O parque de refino da companhia é composto por 10 refinarias no Brasil. Com base nas atuais taxas de depreciação dos ativos que se encontram em operação, aplicadas sobre os respectivos valores contábeis em 31 de dezembro de 2023, que totalizam R\$ 53.522, e, assumindo nenhum investimento adicional, todas as refinarias estariam totalmente depreciadas antes de 2050.

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

Os ativos de gás e energia no Brasil, que incluem o parque termelétrico, são depreciados pelo método linear. Com base nas atuais taxas de depreciação dos ativos que se encontram em operação, aplicadas sobre os respectivos valores contábeis em 31 de dezembro de 2023, que totalizam R\$ 14.541, e, assumindo nenhum investimento adicional, tais ativos estariam totalmente depreciados antes de 2050.

Neste contexto, com base nas informações disponíveis, a companhia não prevê mudanças significativas na vida útil das suas refinarias, dos ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás e aos ativos de gás e energia em razão da transição para uma economia de baixo carbono. Tais ativos representam 91% do total dos ativos da companhia em operação.

b) Riscos Físicos

As condições operacionais de nossos ativos estão sujeitas aos riscos físicos associados à mudança climática. As variáveis consideradas mais suscetíveis a essas alterações incluem os padrões de ventos, ondas e correntes oceânicas nas áreas nas quais a companhia possui atuação offshore, bem como a disponibilidade de água doce para nossas operações onshore.

A companhia estima que as estruturas offshore das bacias do Sudeste, que totalizam o maior percentual de produção da Petrobras (96%), encontram-se dimensionadas adequadamente às alterações previstas nos padrões de ventos, ondas e correntes oceânicas na região.

Quanto à disponibilidade de água doce para as operações das nossas instalações, os riscos relacionados ao tema são acompanhados, gerenciados e mitigados pela companhia. Tais riscos podem advir de vários fatores que, conjuntamente, pressionam a disponibilidade hídrica, tais como: crescimento populacional, intensificação dos padrões de consumo, infraestrutura inadequada, poluição, falhas na alocação do recurso e mudança climática.

Por conta disso, o gerenciamento dos riscos hídricos na companhia é feito abrangendo riscos climáticos e não climáticos e, com base na avaliação da companhia, os impactos potenciais decorrentes das mudanças climáticas na disponibilidade de água doce para nossas instalações não são representativos no conjunto dos riscos envolvidos.

Consequentemente, com relação aos riscos físicos, em 31 de dezembro de 2023, a companhia não vislumbra que as alterações ocasionadas pela mudança climática tenham efeito material nas estimativas contábeis, tanto do ponto de vista das variáveis meteoceanográficas, como da redução de disponibilidade de água doce.

Não obstante, as circunstâncias que basearam as análises de cenários de mudanças climáticas por parte da companhia podem se alterar, de maneira que as abordagens utilizadas para a execução dessas análises também poderão ser aprimoradas ao longo do tempo.

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 2023 são:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
<i>Lease Liability in a Sale and Leaseback - Amendments to IFRS 16</i>	Adiciona requerimentos que especificam que o vendedor-arrendatário deve mensurar subsequentemente o passivo de arrendamento derivado da transferência de ativo - que atende aos requisitos do IFRS 15 para ser contabilizada como venda - e retroarrendamento (<i>Sale and Leaseback</i>) de forma que não seja reconhecido ganho ou perda referente ao direito de uso retido na transação.	1º de janeiro de 2024, aplicação retrospectiva.
<i>Classification of Liabilities as Current or Non-current / Non-current Liabilities with Covenants- Amendments to IAS 1</i>	<p>As emendas estabelecem que o passivo deve ser classificado como circulante quando a entidade não tem o direito no final do período de reporte de diferir a liquidação do passivo durante pelo menos doze meses após o período de reporte.</p> <p>Entre outras orientações, as emendas determinam que a classificação de um passivo não é afetada pela probabilidade de exercício do direito de diferir a liquidação do passivo. Adicionalmente, segundo as emendas, apenas <i>covenants</i> cujo cumprimento é obrigatório antes do, ou, no final do período de reporte devem afetar a classificação de um passivo como circulante ou não circulante.</p> <p>Divulgações adicionais também são requeridas pelas emendas, incluindo informações sobre passivos não circulantes com cláusulas restritivas <i>covenants</i> cujo cumprimento é obrigatório em até 12 meses após a data de reporte.</p>	1º de janeiro de 2024, aplicação retrospectiva.
<i>Supplier Finance Arrangements - Amendments to IAS 7 and IFRS 7</i>	As emendas estabelecem as características dos acordos de financiamento envolvendo fornecedores e, que devem ser divulgadas determinadas informações relacionadas a tais acordos de forma a possibilitar a avaliação dos efeitos deles sobre os passivos, fluxos de caixa e a exposição ao risco de liquidez.	1º de janeiro de 2024 com regras de transição específicas.
<i>Lack of Exchangeability - Amendments to IAS 21</i>	<p>As emendas estabelecem que quando uma moeda não for permutável por outra na data da mensuração, a taxa de câmbio à vista deve ser estimada. Adicionalmente, as emendas orientam sobre como avaliar a permutabilidade entre moedas e como determinar a taxa de câmbio à vista quando da ausência da permutabilidade.</p> <p>Quando a taxa de câmbio à vista for estimada porque uma moeda não é permutável por outra moeda, devem ser divulgadas informações que permitam entender como a moeda não permutável por outra moeda afeta, ou se espera que afete, a demonstração do resultado, o balanço patrimonial e a demonstração dos fluxos de caixa.</p>	1º de janeiro de 2025 com regras de transição específicas.

Em relação aos normativos - Amendments to IFRS 16 e Amendments to IAS 1 em vigor a partir de 1º de janeiro de 2024, de acordo com as avaliações realizadas, a companhia estima que não há impactos materiais na aplicação inicial em suas demonstrações financeiras consolidadas. Em relação ao Amendments to IAS 7 and IFRS 7, o impacto esperado é de divulgação adicional.

Quanto ao normativo que entrará em vigor a partir de 1º de janeiro de 2025, a companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações contábeis 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, integralmente ou parcialmente, e não tiveram sua adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2023, bem como os IFRS equivalentes:

Pronunciamento, revisão ou interpretação do CPC	IFRS equivalente	Data de vigência
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 23	<i>Classification of Liabilities as Current or Non-current / Non-current Liabilities with Covenants (Amendments to IAS 1)</i> <i>Lease Liability in a Sale and Leaseback (Amendments to IFRS 16)</i>	1º de janeiro de 2024
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 24	<i>Supplier Finance Arrangements (Amendments to IAS 7 and IFRS 7)</i>	1º de janeiro de 2024 com regras de transição específicas

Os efeitos esperados da aplicação inicial referente aos normativos listados acima são os mesmos que foram apresentados para os respectivos normativos emitidos pelo IASB apresentados na nota explicativa 6.1.

Adicionalmente, em fevereiro de 2024, foi emitido pelo CPC, o Pronunciamento Técnico CPC 09 (R1) - Demonstração do Valor Adicionado, que entra em vigor em 1º de março de 2024, aplicando-se aos exercícios sociais iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2024.

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 PE 24-28 tem como foco:

- Controle do endividamento;
- Investimentos e decisões de negócio respeitando a estrutura de capital ideal;
- Sólida governança nos processos decisórios assegurando rentabilidade, racionalidade e geração de valor para todos os stakeholders; e
- Distribuição do valor gerado por meio de dividendos e *buyback* (recompra de ações).

A meta de endividamento foi definida em valor inferior a US\$ 65 bilhões e caixa de referência de US\$ 8 bilhões.

No decorrer do exercício de 2023, a Petrobras obteve EBITDA ajustado recorrente positivo, 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.

Em 2023, a companhia aumentou o endividamento bruto em US\$ 8,801 milhões, porém mantendo-se dentro do intervalo de referência estipulado em seu planejamento. O endividamento líquido em 2023 aumentou US\$ 3,182 milhões. Em Reais, o endividamento bruto aumentou 8%, enquanto o endividamento líquido manteve-se estável, conforme quadro a seguir:

	Em milhões de US\$		Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Endividamento total (Financiamentos e Arrendamentos)	62.600	53.799	303.062	280.703
Caixa e equivalentes de Caixa e TVM (títulos públicos federais, CDB e time deposits)	17.902	12.283	86.670	64.092
Endividamento líquido	44.698	41.516	216.392	216.611

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	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Caixa e bancos	501	1.126	87	68
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	8.434	14.414	2.348	2.766
Outros fundos de investimentos	1.352	1.277	20	18
	9.786	15.691	2.368	2.784
- No exterior				
Time deposits	37.458	12.458	-	-
Auto Invest e contas remuneradas	13.807	12.339	107	775
Outras aplicações financeiras	61	109	-	-
	51.326	24.906	107	775
Total das aplicações financeiras de curto prazo	61.112	40.597	2.475	3.559
Total de caixa e equivalentes de caixa	61.613	41.723	2.562	3.627

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

Os principais recursos constituídos foram substancialmente proporcionados por uma geração de caixa operacional de R\$ 215.696, recebimentos pela venda de ativos e de participações societárias de R\$ 18.232, captações no valor de R\$ 10.716 e compensação financeira por acordos de coparticipação de R\$ 2.032.

As principais aplicações destes recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 foram para pagamento de dividendos e recompra de ações de R\$ 101.822, cumprimento do serviço da dívida, recompra e resgate de títulos no mercado de capitais internacional e amortizações de arrendamentos, no total de R\$ 62.315, bem como para realização de investimentos no montante de R\$ 60.315.

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

	31.12.2023		31.12.2022		Consolidado		Controladora	
	País	Total	País	Exterior	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023
Valor justo por meio do resultado	4.485	4.485	3.722	-	3.722	4.485	3.722	3.722
Custo amortizado - CDB e time deposits	20.572	20.572	13.296	5.351	18.647	20.566	13.286	13.286
Custo amortizado - Outros	254	254	260	-	260	254	260	260
Total	25.311	25.311	17.278	5.351	22.629	25.305	17.268	17.268
Circulante	13.650	13.650	9.119	5.351	14.470	13.644	9.109	9.109
Não circulante	11.661	11.661	8.159	-	8.159	11.661	8.159	8.159

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

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

Prática contábil

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

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

9. Receita de vendas

9.1. Receita de vendas de contratos com clientes

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

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

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Receita bruta de vendas	610.755	742.671	592.566	713.984
Encargos de vendas ⁽¹⁾	(98.761)	(101.415)	(98.194)	(100.650)
Receita de vendas	511.994	641.256	494.372	613.334
Diesel	161.279	206.960	161.336	206.608
Gasolina	71.519	83.354	71.519	83.396
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	17.530	26.362	17.530	26.369
Querosene de aviação (QAV)	25.095	28.007	25.095	27.941
Nafta	9.187	12.312	9.187	12.312
Óleo combustível (incluindo bunker)	5.788	7.287	5.788	7.248
Outros derivados de petróleo	22.109	28.493	22.109	28.429
Subtotal de derivados de petróleo	312.507	392.775	312.564	392.303
Gás natural	28.163	39.617	28.153	39.707
Petróleo	27.336	39.613	27.336	40.433
Renováveis e nitrogenados	467	1.454	-	-
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	4.290	3.448	4.290	3.453
Energia elétrica	3.265	3.622	3.269	3.598
Serviços, agenciamentos e outros	5.289	5.363	2.718	3.142
Mercado interno	381.317	485.892	378.330	482.636
Exportações	125.138	141.521	116.042	130.698
Petróleo	92.476	99.474	83.675	90.712
Óleo combustível (incluindo bunker)	25.452	38.129	25.215	35.588
Outros derivados de petróleo e outros produtos	7.210	3.918	7.152	4.398
Vendas no exterior ⁽²⁾	5.539	13.843	-	-
Mercado externo	130.677	155.364	116.042	130.698
Receitas de vendas	511.994	641.256	494.372	613.334

(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 2023, a composição da receita de vendas pelo destino de embarque está assim apresentada:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado	
	2023	2022
Brasil	381.317	485.892
Mercado interno	381.317	485.892
China	36.359	32.908
Américas (exceto Estados Unidos da América)	24.246	36.861
Europa	27.695	30.430
Ásia (exceto China e Cingapura)	7.262	7.757
Estados Unidos da América	19.418	25.347
Cingapura	15.337	22.034
Outros	360	27
Mercado externo	130.677	155.364
Receitas de vendas	511.994	641.256

Receita de vendas de R\$ 511.994, R\$ 129.262 inferior a 2022 (R\$ 641.256), refletindo:

Redução da receita no mercado interno, principalmente por:

- Menores preços médios dos derivados, com destaque para o diesel, a gasolina, o GLP e o QAV, acompanhando, em grande parte, a desvalorização das cotações internacionais;
- Menor receita de petróleo, em razão dos menores preços, acompanhando a desvalorização das cotações internacionais, bem como dos menores volumes vendidos;
- 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 o menor consumo do segmento industrial; (ii) da menor demanda no setor termelétrico, devido aos menores despachos, refletindo as melhores condições hidrológicas no Brasil; e (iii) dos menores preços, principalmente para o setor não termelétrico, influenciados, em grande parte, pela desvalorização do Brent;
- Menor volume de vendas de derivados, com destaque para o diesel, em função da venda da Refinaria de Manaus no final de 2022 e do aumento do teor de biodiesel na mistura do óleo diesel tipo B;
- Redução da receita de energia elétrica, refletindo os menores despachos termelétricos, em função da melhora no nível dos reservatórios hidrelétricos;

A redução da receita com exportações reflete os menores preços, acompanhando a desvalorização das cotações internacionais, compensados, parcialmente, pelos maiores volumes de exportação de petróleo, retratando a maior produção de óleo no Brasil, bem como pelos maiores volumes de exportação de derivados, principalmente gasolina.

Redução das receitas de vendas no exterior, retratando os menores preços médios realizados, acompanhando a desvalorização das cotações internacionais, e o menor volume de operações de trading offshore, com destaque para as cargas de GNL.

Em 2023, as receitas de dois clientes do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) representam, individualmente, 16% e 11% das receitas da companhia. Em 2022, os dois clientes do segmento RTC representam, individualmente, 15% 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 2023, com prazos superiores a um ano, onde há estabelecida uma quantidade de bens ou serviços para vendas nos próximos exercícios com seus respectivos termos de pagamentos.

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2023, tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2023 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Consolidado		
	Expectativa de realização em até 1 ano	Expectativa de realização após 1 ano	Total dos contratos
Mercado interno			

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Gasolina	58.876	859	59.735
Diesel	132.289	-	132.289
Gás natural	37.352	188.743	226.095
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	15.103	-	15.103
Serviços e outros	3.582	17.465	21.047
Nafta	7.248	7.247	14.495
Eletricidade	2.561	23.813	26.374
Outros derivados de petróleo	14.588	18.185	32.773
Querosene de aviação (QAV)	6.464	-	6.464
Mercado externo			
Exportações	13.227	25.838	39.065
Total	291.290	282.150	573.440

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 2023, a companhia possui R\$ 558 (R\$ 252 em 2022) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de *take e ship or pay*, a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados como outras contas e despesas a pagar no passivo circulante.

Prática contábil

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

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

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

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

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	
	2023	2022	2023	2022
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados ⁽¹⁾	(119.446)	(167.280)	(118.107)	(157.088)
Depreciação, depleção e amortização	(53.742)	(54.259)	(56.161)	(57.201)
Participação governamental	(60.443)	(77.016)	(60.390)	(76.961)
Gastos com pessoal	(8.430)	(8.601)	(6.440)	(6.759)
Total	(242.061)	(307.156)	(241.098)	(298.009)

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

Custo dos produtos vendidos de R\$ 242.061, R\$ 65.095 inferior a 2022 (R\$ 307.156), com destaque para os seguintes fatores:

- Redução dos volumes vendidos no mercado interno, com destaque para o gás natural, o petróleo e o diesel;
- Menores custos com importados e com participação governamental, acompanhando a desvalorização das cotações internacionais;
- Menor participação do derivado importado, com destaque para o diesel, e do GNL, em função da menor demanda do setor termelétrico, no mix das vendas;
- Redução dos custos com operações no exterior, em razão do menor volume de operações de trading offshore, com destaque para as cargas de GNL, e da desvalorização das cotações internacionais; e
- Compensados, em parte, pelos maiores volumes de exportação de petróleo e de derivados.

10.2. Despesas de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(21.459)	(20.592)	(21.284)	(22.827)
Depreciação, depleção e amortização	(3.038)	(4.062)	(3.244)	(3.544)
Perdas de créditos esperadas	(110)	(304)	(105)	(315)
Gastos com pessoal	(556)	(490)	(481)	(427)
Total	(25.163)	(25.448)	(25.114)	(27.113)

Despesas de vendas de R\$ 25.163, R\$ 285 inferior a 2022 (R\$ 25.448), retratando em grande parte os menores gastos logísticos relativos ao transporte do gás natural, refletindo o efeito da abertura do mercado, onde outros agentes passaram a ter acesso direto à infraestrutura de transporte.

Esse fator foi compensado, em parte por: i) maiores gastos logísticos atrelados ao aumento dos volumes de exportações de petróleo e de derivados, com destaque para a gasolina; e ii) custo mais elevado da tarifa de frete atrelado às exportações de petróleo e de derivados.

10.3. Despesas gerais e administrativas

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Gastos com pessoal	(5.166)	(4.464)	(4.357)	(3.691)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(2.170)	(1.871)	(1.770)	(1.491)
Depreciação, depleção e amortização	(616)	(542)	(561)	(494)
Total	(7.952)	(6.877)	(6.688)	(5.676)

Despesas gerais e administrativas de R\$ 7.952, R\$ 1.075 superior a 2022 (R\$ 6.877), decorrente, em grande parte de:

- Reajustes salariais, conforme os Acordos Coletivos de Trabalho, e do processo de avanço de nível de cargos dos empregados;
- Contratação de novos colaboradores, principalmente a partir do terceiro trimestre de 2022;

- Maiores despesas com os benefícios do Plano de Saúde, reflexo da revisão atuarial ocorrida no final de 2022; 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 (despesas) receitas operacionais líquidas

	2023	Consolidado 2022	2023	Controladora 2022
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(10.999)	(9.440)	(10.954)	(9.375)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(5.850)	(1.178)	(5.850)	(1.178)
Plano de pensão e saúde (inativos) ⁽¹⁾	(5.848)	(5.240)	(5.809)	(5.216)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(3.982)	(7.011)	(3.467)	(6.564)
Participação nos lucros ou resultados	(2.924)	(678)	(2.885)	(647)
Programa de remuneração variável	(2.096)	(2.836)	(1.673)	(2.655)
Indenizações por distratos de contratos de afretamento de embarcação ⁽²⁾	(1.724)	(58)	(1.724)	(58)
Acordo Coletivo de Trabalho	(1.061)	-	(966)	-
Despesas com multas contratuais recebidas	(1.000)	(474)	(1.000)	(460)
Despesas operacionais com termelétricas	(944)	(774)	(990)	(809)
Relações institucionais e projetos culturais	(775)	(535)	(758)	(524)
Resultado com derivativos de commodities	84	(1.261)	33	(729)
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	562	499	562	493
Resultado de atividades não fim	845	882	2.425	2.494
Contratos de Ship/Take or Pay e multas aplicadas	1.181	547	1.181	547
Multas aplicadas a fornecedores	1.192	1.184	1.173	981
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas ⁽³⁾	1.399	21.660	1.399	21.651
Subvenções e assistências governamentais	1.579	2.427	1.567	2.403
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	2.086	3.217	2.174	3.227
Resultados com operações em parcerias de E&P	2.858	3.545	2.858	3.545
Resultado com alienações e baixa de ativos	6.511	5.884	5.776	4.945
Outros	(1.024)	(1.337)	(1.863)	(1.539)
Total	(19.930)	9.023	(18.791)	10.532

(1) Em 2022, inclui o valor de R\$ 352 referente ao pagamento de contribuição previsto no TCF Pré-70 para custeio administrativo dos planos de pensão PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

(2) Inclui em 2023, despesa com indenização por distrato de contrato de afretamento de embarcação no montante de R\$ 1.654.

(3) Em 2022, refere-se principalmente aos ganhos de capital com os resultados dos Acordos de Coparticipação relacionados aos Excedentes da Cessão Onerosa (ECO) dos campos de Sépia e de Atapu.

Outras (despesas) receitas operacionais líquidas negativas em R\$ 19.930, R\$ 28.953 inferiores quando comparado às do exercício de 2022 (R\$ 9.023), com destaque para:

- Menor ganho com a compensação de investimentos realizados em áreas licitadas, devido, principalmente: (i) aos ganhos de capital com os resultados dos Acordos de Coparticipação relacionados aos Excedentes da Cessão Onerosa (ECO) dos campos de Sépia e de Atapu ocorridos em 2022; (ii) ao ganho com a conclusão da cessão de 5% da participação do campo de Búzios ocorrido em 2022; e (iii) aos menores ganhos com o *earn out* dos campos de Sépia e Atapu, refletindo a menor valorização média do *Brent*;
- Maiores perdas relacionadas a desmantelamento de áreas, devido, em grande parte, ao resultado da revisão anual da provisão para campos já devolvidos, mas com compromissos de abandono ainda existentes;
- Aumento das despesas com provisões relacionadas à participação nos lucros ou resultados (PLR); e
- Maior despesa com indenização por distrato de contrato de afretamento de embarcação.

Estes efeitos foram compensados, parcialmente, pela menor provisão para perda e contingências com processos judiciais, devido, principalmente, às reduções das provisões para perdas com litígios de natureza cível envolvendo questões contratuais.

12. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Receitas Financeiras	10.821	9.420	10.790	9.972
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	8.258	5.955	3.971	1.989
Receita Financeira FIDC-NP	-	-	4.968	6.450
Outros	2.563	3.465	1.851	1.533
Despesas Financeiras	(19.542)	(18.040)	(33.884)	(29.762)
Despesas com financiamentos	(11.309)	(12.173)	(26.756)	(25.180)
Despesas com arrendamentos	(8.886)	(6.936)	(8.259)	(6.367)
Ágio na recompra de títulos de dívida	(22)	(596)	-	-
Encargos financeiros capitalizados	6.431	5.319	6.431	5.278
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(4.282)	(2.680)	(4.256)	(2.660)
Outros	(1.474)	(974)	(1.044)	(833)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	(3.140)	(10.637)	(1.585)	(9.566)
Variações cambiais ⁽¹⁾	11.212	5.637	12.310	6.444
Reclassificação do hedge accounting ⁽¹⁾	(18.846)	(25.174)	(18.371)	(24.832)
Atualização monetária de dividendos antecipados e dividendos a pagar ⁽²⁾	(1.506)	5.351	(1.499)	5.357
Acordo Petrobras e Eletrobras - empréstimos compulsórios ⁽³⁾	1.156	-	1.156	-
Atualização monetária de impostos a recuperar	1.016	443	976	503
Outros	3.828	3.106	3.843	2.962
Total	(11.861)	(19.257)	(24.679)	(29.356)

(1) Para mais informações, vide nota explicativa 35.2.a e 35.2.c.

(2) Em 2023, no saldo do consolidado inclui atualização monetária credora de dividendos antecipados no valor de R\$ 1.063 (R\$ 6.782, em 2022) e devedora de dividendos a pagar no valor de R\$ 2.569 (R\$ 1.431 em 2022). Em 2023, o saldo da controladora inclui atualização monetária credora de dividendos antecipados no valor de R\$ 1.063 (R\$ 6.782, em 2022) e devedora de dividendos a pagar no valor de R\$ 2.562 (R\$ 1.425 em 2022).

(3) Para maiores informações, vide nota explicativa 19.6.

Resultado financeiro líquido negativo de R\$ 11.861, R\$ 7.396 inferior em comparação ao resultado negativo em 2022 (R\$ 19.257), em razão de:

- Variação monetária e cambial negativa menor, ocasionada por: (i) menor transferência da variação cambial negativa acumulada no patrimônio líquido para o resultado pela realização das exportações protegidas no âmbito da contabilidade de hedge; (ii) ganhos líquidos com a variação cambial real x dólar, refletindo, principalmente, a valorização de 7,2% do real frente ao dólar em 2023 sobre a exposição passiva média em dólar, quando comparada à valorização de 6,5% em 2022 sobre a exposição passiva média em dólar; (iii) receita com atualização monetária relativa ao acordo judicial celebrado com a Eletrobras, referente à cobrança das diferenças de correção monetária e juros do empréstimo compulsório; e (iv) maior receita com atualizações monetárias sobre depósitos judiciais, retratando, em grande parte, o maior saldo médio dos depósitos judiciais e o aumento da taxa média de juros. Efeitos compensados, parcialmente, pela menor receita com atualização monetária sobre dividendos antecipados, líquida da despesa com atualização monetária sobre os dividendos a pagar, em função, principalmente, dos maiores valores de dividendos antecipados no exercício de 2022;
- Despesas financeiras líquidas, superiores, com destaque para: (i) maiores despesas com arrendamentos, devido, em grande parte, ao aumento do passivo de arrendamentos, com destaque para as entradas em operação dos FPSOs Guanabara, Anna Nery, Almirante Barroso e Anita Garibaldi; (ii) aumento das despesas com juros referentes à atualização financeira da provisão de desmantelamento de áreas, em função do maior saldo de passivo a abandonar, reflexo da atualização do PE 2023-2027. Efeitos compensados, em parte por: (iii) maior receita com aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários, retratando, basicamente, o maior volume médio aplicado entre os períodos e o aumento da taxa de juros no Brasil, principalmente taxa Selic e CDI; (iv) maiores encargos financeiros capitalizados, decorrentes do maior saldo médio dos projetos em andamento e da maior taxa média de capitalização; e (v) menores despesas com financiamentos, devido à redução do resultado com despesas na emissão de títulos de dívidas no mercado de capitais, em função dos menores volumes de operações de pré-pagamentos realizados e do melhor resultado com derivativos.

13. Informações por Segmento

Em 23 de novembro de 2023, a Administração aprovou no contexto do PE 2024-2028 uma nova abordagem em relação aos investimentos que serão realizados pela companhia, alterando a visão do segmento de Gás e Energia para Gás e Energias de Baixo Carbono, além de novos direcionadores estratégicos para os negócios de:

- Biocombustíveis: antes apresentados em Corporativo e outros negócios, passam a ser acompanhados no segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC); e

- Fertilizantes: antes apresentados em Gás e Energia, passam a ser acompanhados no segmento de Refino, Transporte e Comercialização.

Em 31 de dezembro de 2023, essas informações refletem o atual modelo de gestão da companhia e são utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões de alocação de recursos e avaliação de desempenho.

Nesse contexto, as informações por segmento do exercício de 2022 não foram reapresentadas para fins de comparabilidade pelo fato do valor envolvido de ativo e resultado ser imaterial.

13.1. Informações por Segmento - Resultado

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 2023

	E&P	RTC	Corporativo e		Eliminação	Total
			G&EBC	outros negócios		
Receita de vendas	333.934	474.338	55.476	1.819		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 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 (prejuízo) 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

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 2022

	E&P	RTC	Corporativo e		Eliminação	Total
			G&EBC	outros negócios		
Receita de vendas	401.204	584.697	77.867	2.636	(425.148)	641.256
Intersegmentos	394.457	10.050	20.600	41	(425.148)	-
Terceiros	6.747	574.647	57.267	2.595	-	641.256
Custo dos produtos e serviços vendidos	(157.146)	(510.933)	(54.570)	(2.689)	418.182	(307.156)
Lucro bruto	244.058	73.764	23.297	(53)	(6.966)	334.100
Despesas	3.994	(16.030)	(15.233)	(13.787)	(80)	(41.136)
Vendas	(111)	(9.503)	(15.369)	(385)	(80)	(25.448)
Gerais e administrativas	(248)	(1.425)	(317)	(4.887)	-	(6.877)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(4.616)	-	-	-	-	(4.616)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(3.483)	(26)	(30)	(548)	-	(4.087)
Tributárias	(410)	(160)	(223)	(1.479)	-	(2.272)
Reversão (Perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - Impairment	(6.361)	(495)	4	(7)	-	(6.859)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	19.223	(4.421)	702	(6.481)	-	9.023
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	248.052	57.734	8.064	(13.840)	(7.046)	292.964
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(19.257)	-	(19.257)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	863	38	417	(27)	-	1.291
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	248.915	57.772	8.481	(33.124)	(7.046)	274.998
Imposto de renda e contribuição social	(84.338)	(19.630)	(2.742)	18.321	2.396	(85.993)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	164.577	38.142	5.739	(14.803)	(4.650)	189.005
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	164.600	38.142	5.277	(15.041)	(4.650)	188.328
Acionistas não controladores	(23)	-	462	238	-	677
	164.577	38.142	5.739	(14.803)	(4.650)	189.005

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	E&P	RTC	Corporativo e		Total
			G&EBC outros negócios	583	
2023	50.982	12.022	2.617	583	66.204
2022	53.725	11.603	2.310	564	68.202

13.2. Informações por Segmento - Ativo

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2023

	E&P	RTC	Corporativo e		Eliminação	Total
			G&EBC outros negócios	113.997	(25.550)	
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

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2022

	E&P	RTC	Corporativo e		Eliminação	Total
			G&EBC outros negócios	98.422	(27.464)	
Circulante	27.259	62.794	2.041	98.422	(27.464)	163.052
Não circulante	579.735	116.858	37.533	79.531	-	813.657
Realizável a longo prazo	33.140	9.450	492	67.640	-	110.722
Investimentos	1.976	5.098	905	193	-	8.172
Imobilizado	531.550	101.728	35.747	10.157	-	679.182
Em operação	480.481	87.925	25.085	8.267	-	601.758
Em construção	51.069	13.803	10.662	1.890	-	77.424
Intangível	13.069	582	389	1.541	-	15.581
Ativo	606.994	179.652	39.574	177.953	(27.464)	976.709

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 realizar o processamento em suas unidades industriais. Essas transações são mensuradas por preços internos de transferência, baseados nos preços internacionais praticados dessa commodity.

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

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	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Recebíveis de contratos com clientes				
Terceiros	29.231	27.184	19.980	18.628
Partes relacionadas				
Investidas (nota explicativa 36.7)	680	486	27.341	28.198
Recebíveis do setor elétrico	-	-	-	1
Subtotal	29.911	27.670	47.321	46.827
Outras contas a receber				
Terceiros				
Recebíveis por desinvestimento e cessão onerosa	10.466	10.026	10.466	10.026
Arrendamentos	1.706	2.054	136	153
Outras	3.037	3.993	2.427	2.804
Partes relacionadas				
Aplicações em direitos creditórios - FIDC-NP (nota explicativa 36.5)	-	-	28.797	40.007
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal	1.345	3.143	1.345	3.143
Subtotal	16.554	19.216	43.171	56.133
Total do contas a receber	46.465	46.886	90.492	102.960
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(7.811)	(8.000)	(4.626)	(4.637)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(10)	(15)	(10)	(15)
Total do contas a receber, líquidas	38.644	38.871	85.856	98.308
Circulante	29.702	26.142	77.757	87.396
Não circulante	8.942	12.729	8.099	10.912

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 2023 totalizou R\$ 2.434 (R\$ 2.451 em 31 de dezembro de 2022).

O saldo de recebíveis por desinvestimentos está relacionado, principalmente, ao Earn Out dos campos de Atapu e Sépia no montante de R\$ 2.957 (R\$ 3.618, em 2022), pelas vendas do campo de Roncador de R\$ 1.745 (R\$ 2.049, em 2022), do Polo Carmópolis de R\$ 1.433 (R\$ 1.435, em 2022) e do Polo Potiguar, R\$ 1.283.

Em 8 de setembro de 2023, a companhia recebeu o valor de R\$ 1.788, líquido de imposto de renda retido na fonte, referente à primeira parcela dos precatórios oriundos das contas petróleo e álcool. O valor da segunda e última parcela, no montante de R\$ 1.345, está ainda em conta judicial e aguarda liberação pela justiça para compor garantia em processo de execução fiscal na 11ª Vara de Execuções.

Em 2023, o prazo médio do contas de receber de contratos de clientes terceiros no mercado interno é aproximadamente 2 dias (mesmo prazo em 2022) para venda de derivados e 20 a 27 dias para venda de petróleo (mesmo prazo em 2022). As exportações de óleo combustível possuem prazo médio de recebimento entre 11 e 14 dias, enquanto as exportações de petróleo entre 8 e 12 dias (em 2022 as exportações têm prazos médios entre 12 dias e 26 dias para óleo combustível e entre 7 e 16 dias para petróleo).

14.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

	Consolidado						Controladora	
	31.12.2023		31.12.2022		31.12.2023		31.12.2022	
	Contas a receber	PCE						
A vencer	33.636	(163)	33.778	(203)	25.925	(159)	25.979	(184)
Vencidos:								
Até 3 meses ⁽¹⁾	2.285	(208)	986	(252)	2.246	(200)	916	(250)
De 3 a 6 meses	91	(50)	159	(143)	68	(43)	157	(141)
De 6 a 12 meses	303	(277)	330	(265)	278	(274)	322	(260)
Acima de 12 meses	8.125	(7.113)	8.004	(7.137)	4.492	(3.950)	4.237	(3.802)
Total	44.440	(7.811)	43.257	(8.000)	33.009	(4.626)	31.611	(4.637)

(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, que venceu em 20 de dezembro de 2023.

14.3. Movimentação das perdas de crédito esperadas – Terceiros e Partes Relacionadas

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Saldo inicial	8.015	8.083	4.652	4.227
Adições	849	705	779	701
Reversões	(473)	(423)	(472)	(193)
Baixas	(329)	(104)	(323)	(83)
Ajuste acumulado de conversão	(241)	(246)	-	-
Saldo final	7.821	8.015	4.636	4.652
Circulante	1.384	1.278	1.204	1.161
Não circulante	6.437	6.737	3.432	3.491

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.

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	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Petróleo	16.341	19.505	12.419	15.223
Derivados de petróleo	10.631	17.102	9.410	14.971
Intermediários	3.076	3.063	3.076	3.063
Gás Natural e GNL ⁽¹⁾	379	706	328	706
Biocombustíveis	61	75	24	7
Fertilizantes	7	19	8	8
Total de produtos	30.495	40.470	25.265	33.978
Materiais, suprimentos e outros	6.689	5.334	6.347	5.038
Total	37.184	45.804	31.612	39.016

(1) GNL - Gás Natural Liquefeito.

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

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

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

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

A redução do saldo de estoques em 2023, de R\$ 8.620, refere-se, principalmente:

- i. Em derivados de petróleo, por menores custos com importados e com a matéria-prima (petróleo), acompanhando a redução das cotações internacionais, dos maiores volumes vendidos no mercado externo e da menor participação do derivado importado na formação dos estoques, compensados em parte pela maior produção, em razão do aumento do fator de utilização das refinarias; e
- ii. Em petróleo, por menores custos com participações governamentais do óleo produzido e com importados, acompanhando a redução do *Brent*, da menor participação do óleo importado na formação dos estoques, do maior volume processado e dos maiores volumes vendidos, compensados em parte pela maior produção de petróleo.

Os estoques consolidados 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 2023, houve reversão da provisão para perdas de R\$ 40 (constituição de R\$ 57 em 31 de dezembro de 2022).

Em 31 de dezembro de 2023, 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\$ 4.773.

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 a qual o estoque é mantido. Os estoques com contratos de vendas identificáveis têm o valor realizável líquido com base no preço contratado, como, por exemplo, nas operações *offshore* (sem tancagem física, com carregamento no navio e descarga direta no cliente) ou leilão. Os demais itens em estoque têm o valor realizável líquido com base em preços gerais de venda, considerando as evidências mais confiáveis disponíveis no momento em que é feita a estimativa.

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

16. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Terceiros no país	17.544	18.248	16.376	17.073
Terceiros no exterior	5.691	10.096	2.705	4.186
Partes relacionadas (nota explicativa 36.1)	67	163	7.568	13.455
Total	23.302	28.507	26.649	34.714

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

A redução do saldo de fornecedores em 2023, de R\$ 5.205, refere-se, principalmente, aos pagamentos líquidos das aquisições a prazo de petróleo e derivados pela PIB BV e de petróleo e gás natural pela Petrobras.

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 2023, o saldo antecipado pelos fornecedores, no escopo do programa, é de R\$ 534 (R\$ 677 em 31 de dezembro de 2022), com prazo de pagamento entre 7 e 92 dias e prazo médio ponderado de 57 dias (24 dias em 2022), 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	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
No país						
Tributos sobre o lucro	963	833	4.788	13.074	-	-
Programas de regularização de débitos federais	-	-	283	259	1.446	1.578
	963	833	5.071	13.333	1.446	1.578
No exterior	92	26	1.224	1.712	-	-
Total	1.055	859	6.295	15.045	1.446	1.578

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

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, das entradas de novos créditos de Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) sobre aplicação financeira e pagamentos a maior na apuração do IRPJ/CSLL, líquidos das compensações IRPJ/CSLL devidos.

O saldo do passivo circulante apresentou redução, principalmente, em função do menor lucro antes dos impostos e menor lucro tributável no exterior no exercício de 2023, maiores adições em despesas com prospecção, devido à baixa por alienação de Papa Terra, Búzios e Carmópolis, e pela devolução de campos no Polo Garoupa em 2022, liquidados em janeiro de 2023.

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	
	2023	2022	2023	2022
Lucro do exercício antes dos impostos	177.481	274.998	172.969	270.856
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(60.344)	(93.499)	(58.810)	(92.091)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Juros sobre capital próprio	6.481	6.417	6.481	6.408
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	2.977	4.285	-	-
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior ⁽¹⁾	(2.685)	(3.866)	(2.685)	(3.866)
Incentivos fiscais	1.489	982	1.488	981
Prejuízos fiscais	104	1.136	-	-
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas ⁽²⁾	1.607	(57)	(170)	(196)
Benefício pós emprego	(1.734)	(2.029)	(1.679)	(1.994)
Resultado de equivalência patrimonial no país e exterior	(495)	451	6.745	8.058
Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indébitos tributários	268	172	267	172
Outros	17	15	-	-
Imposto de renda e contribuição social	(52.315)	(85.993)	(48.363)	(82.528)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(4.542)	(4.518)	(3.997)	(5.028)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(47.773)	(81.475)	(44.366)	(77.500)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	29,5%	31,3%	28,0%	30,5%

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

(2) Inclui efeito sobre acordos judiciais e sobre o pagamento de contribuição administrativa sobre o valor do TCF Pré-70 para custeio administrativo dos planos PPSP-R pré 70 e PPSP-NE pré -70.

Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

O quadro a seguir demonstra a movimentação nos exercícios:

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Saldo inicial	(30.878)	(3.486)	(42.511)	(14.807)
Reconhecido no resultado	(4.542)	(4.518)	(3.997)	(5.028)
Reconhecido no patrimônio líquido	(12.686)	(17.092)	(12.525)	(16.966)
Ajuste acumulado de conversão	(96)	(38)	-	-
Utilização de créditos tributários	-	(5.745)	-	(5.745)
Outros	54	1	33	35
Saldo final	(48.148)	(30.878)	(59.000)	(42.511)

O saldo de impostos diferidos passivos, líquidos, apresenta um aumento em 2023, principalmente pelas variações cambiais de empréstimos, de conta a receber e a pagar, em financiamentos e contratos de arrendamento, pela depreciação acelerada incentivada e pelo acréscimo na atualização monetária sobre depósitos judiciais. Esses valores foram compensados, parcialmente, pela realização do custo com prospecção, pela concessão de benefícios a empregados e pela depreciação do *impairment*.

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

Natureza	Fundamento para realização	31.12.2023	Consolidado 31.12.2022
Imobilizado - Custo com prospecção e desmatelamento de áreas	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(30.480)	(34.367)
Imobilizado - Impairment	Amortização, baixa de ativos e reversão Impairment	20.348	18.795
Imobilizado Direito de Uso	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(45.359)	(29.275)
Imobilizado - Depreciação acelerada, linear x unidade produzida e encargos capitalizados	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(90.939)	(80.553)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, recebimentos e contraprestação	(12.001)	4.228
Arrendamentos	Apropriação da contraprestação	44.733	31.541
Provisão para desmatelamento de áreas	Pagamento e reversão da provisão	38.779	35.191
Provisão para processos judiciais	Pagamento e reversão da provisão	4.617	4.618
Prejuízos fiscais	Compensação do lucro tributável	5.517	4.771
Estoques	Venda, baixa e perda	1.988	1.740
Benefícios concedidos a empregados, principalmente plano de pensão	Pagamento e reversão da provisão	9.856	7.918
Outros		4.793	4.515
Total		(48.148)	(30.878)
Impostos diferidos ativos		4.672	4.342
Impostos diferidos passivos		(52.820)	(35.220)

Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do PE 2024-2028, que tem como pilares o controle do endividamento, investimentos e decisões de negócio respeitando a estrutura de capital ideal e sólida governança nos processos decisórios assegurando rentabilidade, racionalidade e geração de valor para todos os *stakeholders*.

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados nas projeções do PE 2024-2028.

Em 31 de dezembro de 2023, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Imposto de Renda e CSLL diferidos, líquidos			
	Consolidado		Controladora	
	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
2024	669	(7.968)	-	(9.222)
2025	281	12.295	-	13.781
2026	295	1.947	-	2.108
2027	354	3.604	-	3.979
2028	343	(1.234)	-	(1.463)
2029 em diante	2.730	44.176	-	49.817
Parcela registrada contabilmente	4.672	52.820	-	59.000

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Em 31 de dezembro de 2023, a companhia possui prejuízos fiscais não utilizados e não reconhecidos como ativo fiscal diferido, conforme a seguir:

	Consolidado	
	Ativos	
	31.12.2023	31.12.2022
País	1.786	2
Exterior	3.774	5.148
Parcela não registrada contabilmente	5.560	5.150

Os créditos tributários no exterior não registrados são decorrentes de prejuízos fiscais acumulados pelas subsidiárias Petrobras America Inc. e Petrobras de Valores Internacional de Espanha S.L.U., oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos. Em 2023, a companhia registrou parte desses créditos tributários, no valor de R\$ 126, em função das projeções de lucro tributário futuro, suportado pela entrada, dessas subsidiárias, na cadeia de exportação da Petrobras.

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

	Consolidado				
	2030-2032	2033-2035	2036-2038	Sem prazo de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	1.380	1.446	683	265	3.774

Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Em 31 de dezembro de 2023, a companhia possui tratamentos fiscais incertos de tributos sobre o lucro de R\$ 33.802 (R\$ 31.533 em 2022), relacionados a processos judiciais e administrativos conforme detalhado na nota explicativa 19.3. Adicionalmente, a companhia possui outros posicionamentos que podem ser considerados tratamentos fiscais incertos de tributos sobre o lucro de R\$ 19.668 (R\$ 156.635 em 2022), dada a possibilidade de interpretação divergente por parte da autoridade fiscal. Esses tratamentos fiscais incertos são suportados por avaliações técnicas e por metodologia de avaliação de riscos tributários, portanto, a companhia entende que tais posicionamentos serão aceitos pelas autoridades fiscais, assim entendidos os órgãos que decidem se tratamentos fiscais são aceitáveis de acordo com a legislação tributária, incluindo tribunais judiciais.

Corporate Income Tax - CIT

Em 2023, a companhia recebeu cobrança adicional da autoridade fiscal holandesa (final assessment), em relação à apuração do tributo sobre o lucro (*Corporate Income Tax* - CIT) referente aos exercícios de 2018, 2019 e 2020 de controladas na Holanda, decorrente da valoração para fins fiscais das plataformas e equipamentos nacionalizados no âmbito do Repetro, no valor de R\$ 2.881 (U\$S 595 milhões), considerando os juros até 31 de dezembro de 2023.

Os exercícios de 2020 a 2022 de algumas controladas ainda não foram avaliados pelo fisco holandês. Eventual cobrança da autoridade fiscal holandesa, em bases similares aos períodos já manifestados, poderia alcançar o valor de R\$ 1.173 (U\$S 242 milhões), perfazendo o total da referida posição fiscal incerta em R\$ 4.054 (U\$S 837 milhões), considerando os juros até 31 de dezembro de 2023.

A companhia seguirá defendendo a sua posição, contudo, avaliou que não é provável que a autoridade fiscal aceite integralmente o tratamento fiscal incerto. Nesse contexto, reconheceu um passivo em contrapartida do imposto de renda e contribuição social no resultado do período, utilizando o método do valor esperado que consiste na soma de valores de probabilidade ponderada dos possíveis cenários de resolução da incerteza.

Prática contábil

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. Demais Impostos e Contribuições

Demais impostos e contribuições	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Passivo não circulante ⁽¹⁾		Consolidado
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	
Impostos no país:									
ICMS / ICMS diferido	2.868	3.734	2.939	2.470	4.997	3.646	-	-	
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	1.470	1.970	13.923	12.323	1.282	148	684	466	
PIS e COFINS - Lei 9.718/98	-	-	3.549	3.429	-	-	-	-	
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	10.139	10.416	702	594	
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	1.317	779	-	-	
Outros	279	218	1.402	1.424	2.142	820	435	471	
Total no país	4.617	5.922	21.813	19.646	19.877	15.809	1.821	1.531	
Impostos no exterior	31	38	48	69	291	97	-	-	
Total	4.648	5.960	21.861	19.715	20.168	15.906	1.821	1.531	

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

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

Os créditos de PIS-COFINS diferidos são referentes, principalmente, às aquisições de bens e serviços para ativos em construção (obras em andamento), uma vez que a legislação fiscal só permite o seu aproveitamento após a entrada desses ativos em produção, bem como a Pedidos Eletrônicos de Restituição (PER) de créditos extemporâneos junto à Receita Federal do Brasil.

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

No período de 1º de março a 30 de junho de 2023, houve a incidência do Imposto de Exportação (IE) sobre exportações de óleos brutos de petróleo. No período de incidência de cobrança do IE, a companhia apurou e registrou em despesas tributárias o valor de R\$ 1.446.

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.

Tributação Mínima Global (Pillar II)

Em dezembro de 2021, a Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) divulgou as regras do Pillar II para reformular a tributação internacional, visando garantir que as multinacionais elegíveis, isto é, aquelas com receitas globais superiores a 750 milhões de euros, paguem um imposto complementar mínimo sobre os lucros de suas subsidiárias que estejam sendo tributados a uma alíquota efetiva inferior a 15% por jurisdição (*Global Minimum Top-up Tax*).

Se a entidade controladora final estiver localizada em uma jurisdição que não tenha implementado o Pillar II, esse imposto será devido pela próxima entidade da estrutura organizacional localizada em uma jurisdição que tenha regulamentado o regime, seguindo sempre uma perspectiva descendente. Em 19 de dezembro de 2023, a Holanda promulgou a legislação de imposto de renda do Pillar II, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2024.

A Petrobras está em processo de avaliação se há alguma exposição decorrente da legislação do Pillar II. Com base em uma avaliação preliminar das novas regras, não se espera uma exposição relevante. Considerando que as informações para uma análise abrangente ainda estão sendo avaliadas e devido à complexidade da nova legislação, a Petrobras espera concluir a avaliação no decorrer de 2024.

A Petrobras aplicou a exceção temporária emitida pelo IASB em maio de 2023 dos requisitos contábeis para reconhecimento de impostos diferidos pelo IAS 12. Consequentemente, a Petrobras não reconhece nem divulga informação sobre ativos e passivos fiscais diferidos relacionados ao imposto de renda do Pillar II.

18. Benefícios a empregados

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Passivo				
Benefícios de curto prazo	9.615	7.576	8.682	6.902
Benefícios rescisórios	692	1.005	692	1.005
Benefícios pós-emprego	79.308	58.675	77.909	57.750
Total	89.615	67.256	87.283	65.657
Circulante	14.194	11.555	13.274	10.896
Não Circulante	75.421	55.701	74.009	54.761
Total	89.615	67.256	87.283	65.657

18.1. Benefícios de Curto Prazo

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Programa de remuneração variável empregados	2.246	2.552	1.820	2.381
Provisão de férias	2.780	2.634	2.496	2.354
Salários, encargos e outras provisões	1.658	1.704	1.475	1.518
Participação nos lucros ou resultados	2.931	686	2.891	649
Total	9.615	7.576	8.682	6.902
Circulante	9.412	7.413	8.492	6.754
Não circulante ⁽¹⁾	203	163	190	148
Total	9.615	7.576	8.682	6.902

(1) Refere-se ao saldo do diferimento por 4 anos de 40% da parcela do PPP dos administradores e dos gestores executivos.

A companhia reconheceu na demonstração do resultado os seguintes valores:

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Custeio/Despesas na demonstração de resultado				
Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros	(17.336)	(15.493)	(15.475)	(13.698)
Programa de remuneração variável ⁽¹⁾	(2.096)	(2.836)	(1.673)	(2.655)
Participações nos lucros ou resultados ⁽¹⁾	(2.924)	(678)	(2.885)	(647)
Honorários e encargos de Administradores	(69)	(71)	(40)	(36)
Total	(22.425)	(19.078)	(20.073)	(17.036)

(1) Inclui complemento/reversão de programas anteriores.

18.1.1. Remuneração variável

Programa Prêmio por Performance – PPP e Programa de Prêmio por Desempenho – PRD

A companhia realizou o pagamento do Programa Prêmio por Performance - PPP referente ao exercício de 2022 aos empregados no montante de R\$ 2.848 (R\$ 2.637 na controladora), incluindo o valor do adiantamento de R\$ 448 (R\$ 404 controladora), realizado em novembro de 2022, e considerando o cumprimento de métricas de desempenho da companhia e ao desempenho individual de todos os empregados.

Para o exercício de 2023, a Petrobras revisou o seu programa de remuneração variável, implantando o Programa de Prêmio por Desempenho – PRD. No novo modelo, o PRD é um programa complementar a Participação nos Lucros e Resultados (PLR) e é destinado aos empregados com e sem função gratificada em substituição ao Prêmio por Performance (PPP).

Com o PRD, a companhia pretende reconhecer o esforço e o desempenho individual de cada empregado para o alcance dos resultados da Petrobras. O prêmio de cada empregado, a exemplo dos anos anteriores, segue sendo definido pelo atingimento das métricas de topo – Delta Valor Petrobras (VALOR), Índice de Atendimento às Metas de Gases de Efeito Estufa (IAGEE) e Indicador de Volume Vazado de Óleo e Derivados (Vazo) – e das metas específicas – nota de desempenho (GD) para todos os empregados, com exceção dos gerentes executivos e equivalentes, para os quais será considerado o *scorecard* (métricas) da sua respectiva área.

O PRD possui como gatilhos para acionamento do programa a declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração (CA), e a obtenção de lucro líquido positivo no exercício.

O montante total a ser utilizado para pagamento a todos os participantes é limitado a um percentual do Lucro Líquido e/ou do EBITDA.

Para o exercício de 2023, o montante estabelecido para a Remuneração Variável está limitado a 5% do EBITDA ajustado.

A Petrobras provisionou para o PRD, no exercício de 2023, R\$ 1.673 (R\$ 2.655 para o PPP no exercício de 2022), registrado em outras despesas operacionais. No consolidado, a provisão alcançou R\$ 2.088 (R\$ 2.863 no exercício de 2022), incluindo a remuneração variável da Petrobras e dos demais programas das empresas consolidadas.

Participação nos Lucros ou Resultados - PLR

Em 2023, a companhia realizou pagamento da PLR de 2022 aos empregados no montante de R\$ 678 (R\$ 643 na controladora), considerando o regramento PLR 2021-2022 aprovado pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest), do Governo Federal, que alcançava os empregados que não ocupam funções gratificadas e previa limites individuais de acordo com a remuneração dos participantes.

Para 2023, considerando a mudança implantada no modelo de remuneração variável da companhia, a PLR proposta passa a abranger também os ocupantes de função gratificada. O novo programa passa a ser a principal prática de remuneração variável da companhia.

Para o pagamento da PLR 2023, é preciso que a companhia atinja os seguintes gatilhos: declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração (CA), a apuração de Lucro Líquido para o exercício de referência e atingimento do percentual médio, ponderado pelo peso, do conjunto das metas dos indicadores de no mínimo 80% (oitenta por cento).

O montante total para pagamento da PLR 2023 está limitado a 6,25% (seis vírgula vinte e cinco por cento) do lucro líquido e a 25% dos dividendos distribuídos aos acionistas da Petrobras no exercício, o que for menor.

No exercício de 2023, a companhia provisionou R\$ 2.925 (R\$ 2.885 na controladora) referente à participação nos lucros ou resultados do ano, registrado em outras despesas operacionais. No exercício de 2022, a provisão foi de R\$ 684 (R\$ 647 na controladora) referente à PLR 2022.

Prática contábil

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

18.2. Benefícios rescisórios

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

Programa de Desligamento Voluntário

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

No período de janeiro a dezembro de 2023, foram identificadas 55 inscrições e 179 desistências, enquanto 481 empregados se desligaram através dos programas ofertados pela companhia. A movimentação da provisão está representada a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Saldo inicial	1.005	1.950	1.005	1.950
Efeito no resultado	(43)	92	(43)	82
Inscritos no PDV	37	98	37	88
Revisão de provisão (desistências / atualização)	(80)	(6)	(80)	(6)
Efeito caixa	(270)	(1.037)	(270)	(1.027)
Utilização por desligamento	(270)	(1.037)	(270)	(1.027)
Saldo final	692	1.005	692	1.005
Circulante	390	392	390	392
Não circulante	302	613	302	613

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

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

Em 31 de dezembro de 2023, o valor de R\$ 127 corresponde a segunda parcela de 494 empregados desligados e o de R\$ 565 corresponde a 1.046 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com previsão de saída até dezembro de 2025, totalizando o valor de R\$ 692.

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	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Passivo				
Plano de saúde - AMS Saúde Petrobras	46.772	30.330	45.516	29.530
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	20.437	18.813	20.437	18.813
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR)	6.479	5.431	6.479	5.431
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	2.513	1.484	2.513	1.484
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	2.234	1.767	2.234	1.767
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	873	850	730	725
Total	79.308	58.675	77.909	57.750
Circulante	4.392	3.750	4.392	3.750
Não circulante	74.916	54.925	73.517	54.000

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 está aberto a novos empregados.

Atualmente patrocinado pela Petrobras, Transpetro, PBI, TBG e Termobahia, o plano está exposto principalmente ao risco de aumento dos custos médicos devido à inflação, novas tecnologias, novos tipos de 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 acordo coletivo de trabalho (ACT), sendo, atualmente, 60% (sessenta por cento) pela companhia e 40% (quarenta por cento) pelos participantes.

Conforme previsto na cláusula 37 – parágrafo 2º do Acordo Coletivo 2023-2025, caso as Resoluções CGPAR nº 42/2022 e nº 49/2023 venham a ser revogadas ou alteradas, viabilizando ajustes na relação de custeio dos planos de saúde, a companhia e as entidades sindicais, se reunirão para implantar nova relação de custeio, de modo a causar menor impacto na remuneração/provento de seus beneficiários (responsáveis financeiros), conforme a relação de custeio historicamente adotada pela Petrobras.

Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2023, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado 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 apresenta metodologia de reconhecimento diversa daquela aplicável aos fundos de pensão, regulados pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPC).

Em 29 de março de 2023, o Conselho Deliberativo da Petros aprovou as demonstrações financeiras dos planos previdenciários patrocinados pela companhia referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022.

As principais diferenças de práticas contábeis para cômputo do compromisso atuarial em 31 de dezembro de 2022, adotadas no Brasil (CNPC e CVM) entre Fundo de Pensão e Patrocinadora, estão demonstradas no quadro a seguir.

O quadro atualizado com o resultado dos planos em 31 de dezembro de 2023 será divulgado na nota explicativa do 1º trimestre de 2024, após a aprovação do Conselho Deliberativo da Petros das suas demonstrações financeiras do respectivo exercício.

	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾
Déficit acumulado de acordo com o CNPC - Fundação Petros	1.721	1.781
Contribuições futuras normais e extraordinárias - patrocinadora	21.977	5.627
Contribuições contratadas - Termo de Compromisso Financeiro - patrocinadora	3.608	2.041
Hipóteses financeiras (taxas de Juros e Inflação), ajuste no valor dos ativos do plano e metodologia de cálculo	(7.009)	(2.251)
Passivo atuarial líquido de acordo com a CVM - Patrocinadora	20.297	7.198

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

- Contribuições da patrocinadora – Pelo critério CNPC, a Petros considera, no cálculo da obrigação, além do fluxo futuro dos participantes, o fluxo futuro das contribuições normais e extraordinárias patronais, descontado a valor presente, enquanto a companhia, pelo critério CVM, só considera tais fluxos patronais na medida em que são realizados.
- Hipóteses financeiras - A principal diferença está na definição da taxa real de juros estabelecida pela Petros de acordo com as expectativas de rentabilidade das carteiras atuais de investimentos e os parâmetros publicados pela Previc (CNPC), levando em conta uma média móvel de anos recentes no estabelecimento de limites de segurança, enquanto que na companhia compreende os juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro (Tesouro IPCA, antigas NTNs), observando posição spot do final do exercício de fechamento considerado.
- Ajuste no valor dos ativos garantidores do plano – Na Petros, os títulos públicos, com a estratégia de imunização das carteiras, são marcados na curva, enquanto na companhia são marcados a valor de mercado.

Os principais benefícios de pensão patrocinados são:

- Plano Petros do Sistema Petrobras – Repactuados (PPSP-R);
- 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),

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

- Plano Petros 2; e
- Plano Petros 3.

Atualmente os planos PPSP – R, PPSP-R Pré-70, PPSP-NR, PPSP-NR Pré-70 e Plano Petros 3 são patrocinados pela Petrobras, e o Plano Petros 2 patrocinado por: Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG, Termobahia e Termomacaé.

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

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

A tabela a seguir fornece outras características desses planos:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	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 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 vitalícios: atualizados com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo IPCA. Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.	Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Contribuições paritárias feitas pelos participantes e pela companhia aos planos	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivadas de déficits atuariais.	É composto por contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit até o encerramento dos Termos de Compromisso Financeiro Petrobras.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivados de déficits atuariais.	É composto por contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit até o encerramento dos Termos de Compromisso Financeiro Petrobras.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais, em caso de surgimento de apuração de déficit, conforme previsto no regulamento para a parcela de benefício definido do plano.	Contribuições normais paritárias na fase de ativo que formam o direito aos benefícios não definidos, acumulado em saldos de contas individuais.
Termo de Compromisso Financeiro - TCF (acordos de dívida) assumido pela companhia para fazer face aos déficits dos planos - Valores a pagar à Fundação Petros (1)	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 633 em 31/12/2023.	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 1.886 em 31/12/2023.	Obrigações financeiras liquidadas antecipadamente em 2021.	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 1.295 em 31/12/2023.	N/A	N/A
	Remensuradas anualmente de acordo com as premissas atuariais, com pagamento semestral de juros baseado no saldo atualizado e com vencimento planejado em 2028.					

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

Instrumento Particular de Confissão de Dívida (PED 2015)

Em 18 de outubro de 2022, a companhia formalizou o seu compromisso de pagamento referente às contribuições extraordinárias patronais do plano de equacionamento de déficit – 2015 (PED 2015), implementado em 2017, junto aos planos de pensão Petros Repactuados e Não Repactuados (PPSP-R e PPSP-NR). Os pagamentos das contribuições extraordinárias não foram realizados anteriormente por causa de liminares judiciais.

O valor relativo à Petrobras é de R\$ 1.114 e se refere aos valores não cobrados no período de julho de 2020 a dezembro de 2021. O montante de R\$ 229 foi pago em 28 de outubro de 2022, e o restante, referente às parcelas vincendas, será pago de acordo com a folha de pagamento em contrapartida à arrecadação da parcela dos participantes e assistidos.

O efeito do PED 2015, nos planos de pensão PPSP R e PPSP NR, já foi reconhecido nas demonstrações financeiras do exercício em que foi implementado.

Em 31 de dezembro de 2023, o saldo do Instrumento Particular é de R\$ 800, compondo o registro do valor de passivo atuarial (R\$ 876 em 31 de dezembro de 2022).

Plano de equacionamento de déficit 2021 (PED) - Plano Petros Repactuados

Em 1º de abril de 2023, entrou em vigência o plano de equacionamento do déficit (PED) do exercício de 2021, do Plano Petros Repactuados (PPSP-R), com início das cobranças extraordinárias nas folhas de pagamento de ativos e assistidos a partir de abril/23, após manifestação favorável da SEST (órgão supervisor da patrocinadora Petrobras), ocorrida em 17 de março de 2023.

O PED 2021 já havia sido aprovado pelo Conselho Deliberativo (CD) da Petros em 10 de novembro de 2022 e o déficit apurado do exercício de 2021, de R\$ 8.515, está sendo equacionado entre as patrocinadoras e os participantes do PPSP-R, observado o limite da paridade de contribuições, cabendo à Petrobras o valor total de R\$ 4.012, posicionado em 31 de dezembro de 2022, que será pago em parcelas mensais por todo o período de existência do plano.

Plano de equacionamento do déficit 2022 (PED) - Plano Petros Não Repactuados

Em 22 de dezembro de 2023, o Conselho de Administração da companhia aprovou o plano de equacionamento do déficit do exercício de 2022 (PED 2022) do plano Petros do Sistema Petrobras – Não Repactuados (PPSP-NR) e seu envio para apreciação da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST).

O PED 2022 prevê o equacionamento do valor intermediário entre o Déficit Técnico Acumulado e o Déficit Técnico Ajustado de 2022 no montante de R\$ 1.557 em 31 de dezembro de 2022, valor que melhor atende a necessidade de solvência do plano, conforme estudos elaborados pela Fundação Petros. Esse montante atualizado pela meta atuarial até dezembro de 2023 atingiu o valor de R\$ 1.775.

Conforme as Leis Complementares 108/2001 e 109/2001, bem como a Resolução do Conselho Nacional de Previdência Complementar - CNPC nº 30/2018, o déficit deverá ser equacionado paritariamente entre as patrocinadoras e os participantes do PPSP-NR. Sendo assim, caberá à companhia o valor total de R\$ 827, posicionado em dezembro de 2023.

O PED 2022 deverá obter manifestação favorável da SEST para que a Petros possa implementar a cobrança de contribuições extraordinárias a partir de abril de 2024, que se somará às contribuições normais e extraordinárias já em vigor.

O desembolso pelas patrocinadoras será decrescente ao longo da vida do plano, com fluxo adicional anual médio estimado, para os primeiros 5 anos, em torno de R\$ 60.

A posição atuarial do plano PPSP-NR e os efeitos da implementação de novas contribuições extraordinárias pelo PED 2022 estão refletidas no passivo atuarial do exercício de 2023.

Revisão anual dos planos de pensão

Em 31 de dezembro de 2023, os passivos foram remensurados com as premissas atuariais vigentes cujos resultados estão demonstrados no quadro (a) do item 18.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

18.3.2. Valores nas demonstrações financeiras 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), aprovado pela Deliberação CVM nº 110/2022, que diverge das práticas contábeis e atuariais adotadas pelos fundos de pensão regulados pelo CNPC.

Em 31 de dezembro de 2023, o aumento do passivo atuarial com planos de benefícios pós emprego de R\$ 20.633 refere-se, basicamente, à perda atuarial de R\$ 17.552, reconhecida no patrimônio líquido, com a remensuração do passivo decorrente das variações de premissas atuariais, em sua grande parte, pelo aumento dos custos médicos hospitalares- VCMH, queda da taxa real de desconto aplicada sobre os passivos dos planos, sendo compensada, parcialmente, pelo retorno dos ativos garantidores.

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:

NOTAS EXPLICATIVAS
PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado				
	2023				
	Planos de pensão			Plano de saúde	Total
PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2	AMS - Saúde Petrobras		
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
Perdas (ganhos) de remensuração ⁽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.

	Consolidado					
	2022					
	Planos de pensão			Plano de saúde	Outros planos	Total
PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2	AMS - Saúde Petrobras	-		
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	66.635	21.489	5.750	30.330	-	124.204
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(46.338)	(14.291)	(4.900)	-	-	(65.529)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	20.297	7.198	850	30.330	-	58.675
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro	22.599	6.523	918	25.029	61	55.130
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	2.357	669	167	3.140	-	6.333
Custo do serviço corrente	49	7	68	540	-	664
Custo dos juros líquidos	2.308	662	99	2.600	-	5.669
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	2.207	2.187	(239)	4.145	(3)	8.297
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais	2.207	2.187	(239)	4.145	(3)	8.297
Efeito caixa	(6.866)	(2.181)	-	(1.987)	(1)	(11.035)
Pagamento de contribuições	(1.574)	(485)	-	(1.987)	(1)	(4.047)
Pagamento do termo de compromisso financeiro ⁽²⁾	(5.292)	(1.696)	-	-	-	(6.988)
Outros movimentos	-	-	4	3	(57)	(50)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	20.297	7.198	850	30.330	-	58.675

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

(2) Inclui o pagamento de R\$ 6.882 de parte do principal do Termo de Compromisso Financeiro (TCF) realizado em 25 de fevereiro de 2022.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

b) Movimentação do valor presente da obrigação (VPO)

	Consolidado 2023				
	Planos de pensão			Plano de saúde	Total
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2	AMS - Saúde Petrobras	
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.

	Consolidado 2022					
	Planos de pensão			Plano de saúde	Outros planos	Total
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2	AMS - Saúde Petrobras		
Movimentação						
Valor presente das obrigações no início do exercício	64.068	19.446	5.509	25.029	52	114.104
Reconhecido no resultado	6.591	1.979	642	3.140	-	12.352
Custo dos juros	6.542	1.972	574	2.600	-	11.688
Custo do serviço	49	7	68	540	-	664
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	1.477	1.995	(35)	4.145	(3)	7.579
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	7.172	3.601	492	(1.449)	(3)	9.813
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	23	31	(131)	-	(77)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(5.695)	(1.629)	(558)	5.725	-	(2.157)
Outros	(5.501)	(1.931)	(366)	(1.984)	(49)	(9.831)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(5.621)	(1.960)	(370)	(1.987)	(1)	(9.939)
Contribuições de participantes	120	29	-	-	-	149
Outros	-	-	4	3	(48)	(41)
Valor presente das obrigações no fim do exercício	66.635	21.489	5.750	30.330	-	124.204

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

c) Movimentação do valor justo dos ativos (VJA)

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

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

					Consolidado 2023
	Planos de pensão		Plano de saúde		Total
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2	AMS - Saúde Petrobras	
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.

					Consolidado 2022
	Planos de pensão		Plano de saúde	Outros planos	Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	AMS - Saúde Petrobras	
Movimentação					
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	41.469	12.923	4.591	-	(9)
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	4.234	1.310	475	-	6.019
Receita de Juros	4.234	1.310	475	-	6.019
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(730)	(192)	204	-	(718)
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de desconto	(730)	(192)	204	-	(718)
Efeito caixa	6.866	2.181	-	1.987	1
Contribuições pagas pela companhia	1.574	485	-	1.987	1
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	5.292	1.696	-	-	6.988
Outros movimentos	(5.501)	(1.931)	(370)	(1.987)	8
Contribuições de participantes	120	29	-	-	149
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(5.621)	(1.960)	(370)	(1.987)	(1)
Transferência e aporte no PP3	-	-	-	-	9
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	46.338	14.291	4.900	-	65.529

(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, simulando um período de 30 anos.

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

Categorias dos ativos dos planos	2023				Consolidado 2022	
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total	%
Recebíveis	-	7.096	7.096	10%	7.062	11%
Renda fixa	15.548	37.267	52.815	76%	46.144	70%
Títulos públicos	8.500	37.247	45.747		38.873	
Fundos de renda fixa	3.803	1	3.804		4.508	
Outros investimentos	3.245	19	3.264		2.763	
Renda variável	3.556	1.018	4.574	6%	7.450	12%
Ações à vista	3.556	-	3.556		6.180	
Outros investimentos	-	1.018	1.018		1.270	
Investimentos Estruturados	895	152	1.047	2%	830	1%
Imóveis	-	2.621	2.621	4%	2.555	4%
	19.999	48.154	68.153	98%	64.041	98%
Empréstimos a participantes	-	1.483	1.483	2%	1.488	2%
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	19.999	49.637	69.636	100%	65.529	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 2023, os investimentos incluem ações ordinárias, no valor de R\$ 7, todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de R\$ 128 por 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)	(235)	(45)	(71)	(1.496)	(1.847)
Relativa aos inativos (Outras Despesas Operacionais)	(2.207)	(798)	(82)	(2.761)	(5.848)
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2023	(2.442)	(843)	(153)	(4.257)	(7.695)
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2022	(2.357)	(669)	(167)	(3.140)	(6.333)

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

18.3.3. Contribuições

No exercício de 2023, a companhia contribuiu com o total de R\$ 4.617 (R\$ 11.035 no exercício de 2022) para os planos de benefícios definidos, o que reduziu o saldo das obrigações, conforme quadro da nota explicativa 18.3.2. Adicionalmente, contribuiu com R\$ 1.159 (R\$ 1.020 no exercício de 2022) para a parcela de contribuição definida do plano PP2 e R\$ 9 (R\$ 9 no exercício de 2022) do plano PP3, que foram reconhecidas em custeio e resultado do exercício.

As contribuições esperadas dos planos PPSP-R, PPSP-NR, PPSP R pré-70, PPSP-NR pré-70 e parcela de risco do PP2, para 2024, somam R\$ 2.536. A parcela de contribuição definida do Plano Petros 2 soma R\$ 1.154.

A parcela da contribuição com característica de benefício definido do PP2 (risco e garantias mínimas), que estava suspensa, desde julho de 2012, foi restabelecida em abril de 2023, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Petros. Dessa forma, uma parcela da contribuição mensal passou a ser novamente destinada à cobertura de risco (pagamento dos benefícios de Pecúlio por Morte, Garantias Mínimas e outros) e reduzindo o saldo da obrigação atuarial conforme as contribuições são efetuadas.

18.3.4. Fluxos de Caixa Esperados

A estimativa abaixo reflete apenas os fluxos de caixa futuros esperados para cumprir a obrigação de benefício definido reconhecida no final do exercício social de 31 de dezembro de 2023.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Perfil de vencimento do valor presente das obrigações	Plano de pensão		Plano de Saúde		2023	2022
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2	AMS - Saúde	Total	Total
				Petrobras		
Até 1 ano	1.089	1.875	405	1.880	5.249	9.017
De 1 a 5 anos	23.796	7.756	1.748	10.056	43.356	36.634
De 6 a 10 anos	17.325	5.445	1.335	9.636	33.741	28.009
De 11 a 15 anos	12.170	3.615	992	7.964	24.741	19.626
Acima de 15 anos	17.957	4.580	2.084	17.236	41.857	30.918
Total	72.337	23.271	6.564	46.772	148.944	124.204

(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	11,18 Anos.	7,29 Anos.	10,92 Anos.	7,22 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:

	Planos de pensão					2023	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, suavizada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposent. Assist: PPSP-R: Ex Petros 2016	
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022	Ativos: PP2: Experiência Invalidez PP-2 2022 Assistidos: n/a	
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte, suavizada em 30%	PPSP-R: AT-49, masculina	
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	1ª elegibilidade, conforme RGPS Homens 65 e Mulheres 60	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	

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

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

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

	Planos de pensão					2022
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	Plano de saúde AMS - Saúde Petrobras
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	11,95%	11,95%	11,93%	11,93%	11,97%	11,97%
Taxa real de desconto	6,16%	6,16%	6,15%	6,15%	6,18%	6,18%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	6,27%	6,16%	6,27%	6,16%	7,74%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	9,87% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2013	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2020	AT-2012, feminina, suavizada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposent. Assist: Ex Petros (Bidecr 2013)
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, suavizada em 30%	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	n/a	n/a	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 5,45% para 2023 e atingindo 3,25% de 2027 em diante.

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

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

As premissas mais significativas estão descritas na nota explicativa 4.4.

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 do custo médico está estabelecido conforme abaixo:

	Taxa de desconto				Consolidado Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigações atuariais	(8.734)	11.412	(5.334)	6.604	6.721	(5.486)
Custo do serviço e juros	(150)	355	(324)	399	958	(761)

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. Processos provisionados

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

- Processos trabalhistas, destacando-se: (i) 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; (iii) não recolhimento de CIDE combustíveis sobre importação de propano e butano; e (iv) não recolhimento de contribuições previdenciárias sobre abonos e gratificações.
- Processos cíveis, destacando-se: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) processos administrativos e judiciais discutindo multas aplicadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em especial as relativas a sistemas de medição de produção; e (iii) processos administrativos e judiciais que discutem diferenças de participação especial e royalties em campos diversos.
- Processos ambientais, em especial: (i) multas relativas ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; (ii) multas relativas à operação offshore da companhia; e (iii) ação civil pública por vazamento de petróleo em 2004 no Parque Estadual da Serra do Mar/SP.

Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Processos trabalhistas	3.902	3.844	3.561	3.482
Processos fiscais	2.633	2.433	2.483	2.299
Processos cíveis	7.813	7.847	7.512	7.558
Processos ambientais	1.652	1.579	1.299	1.270
Total	16.000	15.703	14.855	14.609

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Saldo inicial	15.703	11.263	14.609	10.382
Adição, líquida de reversão	1.967	5.558	1.701	5.210
Utilização	(3.525)	(2.509)	(3.221)	(2.337)
Atualização	1.875	1.399	1.766	1.354
Outros	(20)	(8)	-	-
Saldo final	16.000	15.703	14.855	14.609

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2023, a companhia considerou todas as informações disponíveis relativas aos processos em que é parte envolvida para realizar as estimativas dos valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos.

Em 2023, o acréscimo no passivo decorre principalmente das alterações ocorridas nos seguintes casos: (i) R\$ 355 na provisão referente a ações trabalhistas; (ii) R\$ 215 na provisão de litígio cível envolvendo compra e venda de ativos, compensados, em parte pela; (iii) redução de R\$ 276 na provisão de litígio envolvendo conflito societário e; (iv) redução de R\$ 235 em função do pagamento de ações envolvendo royalties e participação especial.

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:

Ativo não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Fiscais	51.350	41.095	51.205	40.961
Trabalhistas	4.739	4.735	4.512	4.483
Cíveis	14.411	10.899	14.394	10.884
Ambientais	555	569	521	541
Outros	335	373	336	370
Total	71.390	57.671	70.968	57.239

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Saldo inicial	57.671	44.858	57.239	44.543
Adição, líquido de reversão	8.663	8.822	8.623	8.671
Utilização	(738)	(590)	(662)	(533)
Atualização financeira	5.830	4.635	5.803	4.612
Outros	(36)	(54)	(35)	(54)
Saldo final	71.390	57.671	70.968	57.239

Em 2023, a companhia realizou depósitos judiciais no montante de R\$ 8.663, com destaque para os depósitos e a natureza das contingências vinculadas: (i) R\$ 2.881 referentes à incidência de CIDE, PIS e COFINS relacionados a afretamento de plataformas; (ii) R\$ 1.978 referentes a valores de participação governamental relacionados à unificação de campos de produção (Cernambi, Tupi, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça); (iii) R\$ 1.482 referentes a IRPJ e CSLL pela não adição dos lucros de controladas e coligadas domiciliadas no exterior à base de cálculo do IRPJ e CSLL da controladora; (iv) R\$ 729 referentes a IRPJ e CSLL na dedução de despesas com a Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros); (v) R\$ 478 referentes ao não recolhimento de Contribuições Previdenciárias sobre gratificações pagas a funcionários; e (vi) R\$ 457 referentes ao recálculo das participações governamentais sobre a produção do campo Albacora.

A companhia mantém Negócio Jurídico Processual (NJP) celebrado com a Procuradoria da Fazenda Nacional (PGFN), com o objetivo de postergar a realização de depósitos judiciais, relacionados a processos tributários federais, com valores superiores a 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 2023, a capacidade de produção compromissada no NJP totalizava R\$ 38.714.

19.3. Processos não provisionados

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

Em 31 de dezembro de 2023, os passivos contingentes acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos, cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

Natureza	Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022
Fiscais	180.040	167.457
Trabalhistas	49.138	43.163
Cíveis	55.458	39.381
Ambientais	6.910	6.561
Total	291.546	256.562

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.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Descrição dos processos de natureza fiscal

	2023	Estimativa 2022
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.		
1) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE e PIS/COFINS-Importação sobre as remessas para pagamentos de afretamentos de embarcações. Situação atual: A discussão jurídica relacionada à incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, no período de 1999 a 2002, trata da legalidade de ato normativo da Receita Federal que garante alíquota zero para as referidas remessas. A companhia ratifica a classificação da perda como possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores e buscará assegurar a defesa de seus direitos. Os demais processos envolvendo CIDE e PIS/COFINS encontram-se em fases administrativa e judicial diversas e são classificados como perda possível em função de haver previsão legal em linha com o entendimento da companhia. Em 2023, houve aumento de valores especialmente em virtude de atualização monetária, parcialmente compensada pela redução de valores em três processos já em fase judicial, nos quais houve decisões desfavoráveis no CARF pelo voto de qualidade, e, com isso, os valores das multas foram excluídos da dívida ativa, nos termos do § 9º-A, do artigo 25, da Lei nº. 14.689/2023.	55.234	54.191
2) Lucro de controladas domiciliadas no exterior não adicionado à base de cálculo do IRPJ e da CSLL. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas, permanecendo como perda possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores. Em 2023, houve redução de valores, parcialmente compensada pela atualização monetária, tendo em vista que, em quatro processos já em fase judicial, houve decisões desfavoráveis no CARF pelo voto de qualidade, e, com isso, os valores das multas foram excluídos da dívida ativa, nos termos do § 9º-A, do artigo 25, da Lei nº. 14.689/2023.	20.625	22.936
3) 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 2023, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.	13.905	12.597
4) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2023, a companhia recebeu novos autos de infração.	8.793	3.680
5) Cobrança de IRPJ e CSLL – Preço de transferência - Contratos de afretamento. Situação atual: Os processos estão em fase administrativa. Há duas decisões, uma favorável e outra desfavorável à Petrobras em primeira instância. Aguarda-se julgamento dos recursos da empresa e da União Federal. Em 2023, a companhia recebeu novo auto de infração referente ao exercício de 2018.	6.867	2.597
6) Dedução da base de cálculo de PIS e COFINS, incluindo contratos de ship or pay e afretamentos de aeronaves e embarcações. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2023, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.	6.633	5.146
7) Cobrança de PIS/COFINS – Incidências sobre Anistias. Situação atual: Cobrança de contribuições sociais para o Programa de Integração Social (PIS) e para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), decorrentes da transação tributária prevista no artigo 3º da Lei 13.586/2017. Os Embargos à Execução estão em fase de produção de prova pericial. Em 2023, o acréscimo se refere, em especial, à inscrição do débito em Dívida Ativa da União.	6.116	4.538
8) Incidência de contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos nas esferas administrativa e judicial.	5.149	4.810
9) Dedução da base de cálculo do IRPJ e da CSLL dos valores pagos como incentivo à repactuação do Plano Petros (ativos e inativos) e serviço passado. Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas.	3.498	3.373
10) 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.	2.798	2.614
11) Cobrança da CIDE - Combustível em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo. Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas.	2.632	2.530
12) 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 2023, o acréscimo se refere, em especial, ao recebimento pela companhia de um novo auto de infração.	1.949	1.534
13) Aduaneiro – Multas 1% e 5% sobre o Valor Aduaneiro. Multas aplicadas sobre o valor aduaneiro de produtos importados em razão da prestação de informações tidas como inexatas nas declarações de importação. Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.320	1.251
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA, PB, PE, AM e SE.		
14) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	2.488	2.219
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ e BA.		
15) Exigência de ICMS sobre operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN e C5+ com emissão de documento fiscal não aceito pela fiscalização, bem como questionamento do direito ao aproveitamento do crédito. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	4.650	4.393
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do PE e RJ.		
16) ICMS – Importação exigido pelos estados. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial diversas. Em 2023, a redução se refere, em especial, à alteração da expectativa de perda de diversos processos, de possível para remota, em razão da modulação dos efeitos da decisão da Ação Declaratória de Constitucionalidade (ADC) 49, pelo STF.	1.718	2.293
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, AM, PA, BA, MA, SP, RO, PE e RS.		
17) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas próprias ou promovidas por terceiros em operações subsequentes. Situação atual: A questão envolve processos que se encontram nas esferas administrativa e judicial diversas. Em 2023, o acréscimo decorreu, em especial, do recebimento de novos autos de infração e atualização monetária.	6.087	4.782
Autor: Secretarias da Fazenda do Estado de RJ, BA, PE e MT.		

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

18) Cobrança de ICMS de transferência entre estabelecimentos, em especial pelo Estado do RJ ao argumento de que as transferências sem destaque de ICMS com fundamento no Regime Especial do RJ reduziram o total de créditos do estabelecimento centralizador. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2023, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária, compensada pela alteração da expectativa de perda de diversos processos, de possível para remota, em razão da modulação dos efeitos da decisão da Ação Declaratória de Constitucionalidade (ADC) 49, pelo STF.	4.972	4.846
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de RJ, BA, PB, SE, SP, ES, CE e PE.		
19) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2023, a redução se refere, em especial, à alteração da expectativa de diversos processos, de perda possível para remota, em razão da modulação dos efeitos da decisão da Ação Declaratória de Constitucionalidade (ADC) 49, pelo STF.	1.810	3.587
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PR, AM, BA, PA, PE, SP, PB e AL.		
20) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	4.419	4.167
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.		
21) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como uso da alíquota de 7% em operações interestaduais de venda de Biodiesel B100 com os Estados do Centro-Oeste, Norte, Nordeste e com o Estado do ES. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.446	1.373
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE, PR e CE.		
22) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2023, o acréscimo decorreu, em especial, do recebimento de novos autos de infração e atualização monetária.	2.790	2.494
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PA e AM.		
23) Aproveitamento de créditos de ICMS na aquisição de brocas e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2023, a redução se refere, em especial, à alteração da expectativa de diversos processos de perda possível para remota, em razão da modulação dos efeitos da decisão da Ação Declaratória de Constitucionalidade (ADC) 49, pelo STF.	392	2.537
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do AC, PA, AM, MA, BA, PB, PE, SE, TO, GO, MT, RJ, SP, SC e PR.		
24) ICMS - Substituição Tributária exigida pelos estados. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2023, o acréscimo decorreu, em especial, do recebimento de novos autos de infração.	1.079	837
Autor: Autor: Prefeitura Municipal de Angra dos Reis.		
25) Valor adicionado de ICMS sobre operações de importação de petróleo. Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2023, em razão de decisão favorável à tese da companhia, no STJ, que negou provimento ao Recurso Especial do Município, a expectativa de alguns processos foi alterada de perda possível para remota. Houve também o recebimento de novo auto de infração.	1.505	1.811
Autor: Prefeituras Municipais diversas.		
26) Retenção de Imposto sobre Serviço em contratações de serviços. Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.232	1.162
27) Processos diversos de natureza fiscal.	9.933	9.159
Total de processos de natureza fiscal	180.040	167.457
Descrição dos processos de natureza trabalhista		Estimativa
	2023	2022
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: A lide encontra-se no Supremo Tribunal Federal (STF). O Ministro Relator do Recurso Extraordinário da Petrobras, em 28/07/2021, decidiu monocraticamente de maneira favorável à companhia, reformando a decisão do Pleno do Tribunal Superior do Trabalho (TST) que era contrária à companhia. O julgamento dos recursos interpostos pelo autor da ação e por diversos amici curiae em face da referida decisão do Ministro Relator foi concluído pela turma julgadora em 10/11/2023, confirmando, por 3 votos a 1, a decisão que reconheceu a validade do acordo coletivo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos. Em 2023, o acréscimo decorreu, em especial, pela atualização monetária e parcelas adicionadas no período. Em janeiro de 2024, o acórdão foi publicado pelo STF. Contra o referido acórdão, o reclamante e entidades sindicais interpuseram o recurso de embargos de declaração, sendo pautado em plenário virtual iniciado em 23/02/2024 e encerrado em 01/03/2024. Os embargos declaratórios não foram conhecidos por decisão unânime da 1ª Turma do STF, mantendo-se a decisão favorável à Petrobras. A referida decisão ainda está pendente de publicação.	40.485	35.513
2) Processos diversos de natureza trabalhista.	8.653	7.650
Total de processos de natureza trabalhista	49.138	43.163

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Descrição dos processos de natureza cível	Estimativa	
	2023	2022
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 2023, houve aumento de valor em razão de novos processos e de decisões desfavoráveis à Petrobras.	17.171	15.587
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 2023, houve aumento do valor, em razão dos depósitos judiciais que foram realizados pela Petrobras: a) Tupi e Cernambi: os valores das supostas diferenças de participação especial foram inicialmente depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, as diferenças foram pagas diretamente para a ANP, tendo sido retomados tais depósitos judiciais no 2º trimestre de 2019. A suspensão da arbitragem foi revertida pelo Consórcio BM-S-11 no Superior Tribunal de Justiça, de modo que a arbitragem retomou seu trâmite; b) Baúna e Piracaba: o Tribunal Regional Federal da 2ª Região manteve a suspensão da arbitragem. A Petrobras ingressou com recursos aos Tribunais Superiores; c) Tartaruga Verde e Mestiça: a Petrobras igualmente foi autorizada a realizar os depósitos dos valores controvertidos, que continuam ocorrendo. O Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu, até o momento, pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem até o item 6 do cronograma conjunto (reunião pré-audiência) formulado pelas partes.	10.870	7.989
Autor: Federações, 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 2023, o acréscimo se refere, em especial, à alteração da expectativa de perda remota para possível em pedido de ação coletiva.	10.772	33
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.	10.721	10.333
Autor: Pessoas jurídicas que participaram de compra e venda 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 2023, houve aumento de valor em razão do recebimento de novos processos.	1.163	816
6) Processos diversos de natureza cível, com destaque para os relacionados a desapropriação e servidão de passagem e responsabilidade civil.	4.761	4.622
Total de processos de natureza cível	55.458	39.381

Descrição dos processos de natureza ambiental	Estimativa	
	2023	2022
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 multas relativas às operações da companhia e ação civil pública por suposto dano ambiental em virtude do afundamento da Plataforma P-36.	6.910	6.561
Total de processos de natureza ambiental	6.910	6.561

19.3.2. RMNR - Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho

Existem diversos processos judiciais relacionados a Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho (RMNR), com o objetivo de revisar os critérios de cálculo da rubrica denominada Complemento da RMNR.

A RMNR consiste em uma remuneração mínima garantida aos empregados, baseada no nível salarial, regime e condição de trabalho e localização geográfica. Essa política de remuneração foi criada por meio de negociação coletiva com entidades sindicais e aprovada em assembleias dos empregados, por fim, implantada pela Petrobras em 2007, sendo, contudo, questionada três anos após sua implantação.

Em 2018, o Tribunal Superior do Trabalho (TST) decidiu (13 votos a 12) contra a companhia, que interpôs recursos extraordinários ao Supremo Tribunal Federal (STF) que suspendeu os efeitos da decisão proferida pela Corte Trabalhista e determinou a suspensão nacional dos processos em andamento relacionados à RMNR.

Em julho de 2021, foi publicada decisão monocrática na qual o Ministro Relator deu provimento ao Recurso Extraordinário interposto em um dos processos para reestabelecer a sentença que julgou improcedentes os pedidos autorais, acolhendo a tese da companhia e reconhecendo a validade do acordo coletivo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos, revertendo, assim, a decisão do TST.

Em novembro de 2023, a Primeira Turma do STF decidiu favoravelmente à Petrobras, por 3 votos a 1, acolhendo a tese da companhia e reconhecendo a validade do acordo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos, em relação à metodologia de cálculo para a remuneração dos funcionários da empresa. Em janeiro de 2024, o acórdão foi publicado pelo STF. Contra o referido acórdão, o reclamante e entidades sindicais interpuseram o recurso de embargos de declaração, sendo pautado em plenário virtual iniciado em 23 de fevereiro de 2024 e encerrado em 1º de março de 2024. Os embargos de declaração não foram conhecidos por decisão unânime da 1ª Turma do STF, sendo mantida a decisão favorável à Petrobras. A referida decisão ainda está pendente de publicação.

Em 31 de dezembro de 2023, existem diversos processos judiciais relacionados à Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho (RMNR) refletidos nas demonstrações financeiras da companhia, sendo R\$ 655 classificados como perda provável, reconhecidos no passivo como provisão para processos judiciais e administrativos, e R\$ 40.485 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 Rotterdam, contra a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF), Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras. A Fundação alega que representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e afirma que, com base nos fatos revelados pela Operação Lava Jato, os réus agiram de maneira ilegal perante os investidores. Em 26 de maio de 2021, a Corte Distrital de Rotterdam decidiu que a ação coletiva deveria prosseguir e que a cláusula de arbitragem do Estatuto Social da Petrobras não impede que acionistas da companhia tenham acesso ao Poder Judiciário holandês e tenham seus interesses representados pela Fundação Stichting Petrobras Compensation Foundation. Não obstante, estão excluídos do escopo da ação os investidores que já tenham iniciado arbitragem contra a Petrobras ou que sejam partes em processos judiciais nos quais tenha sido reconhecida de forma definitiva a aplicabilidade da cláusula de arbitragem. A ação coletiva passou para a fase de discussão das questões de mérito.

Em 26 de julho de 2023, a Corte emitiu decisão intermediária de mérito, determinando a produção de prova, em relação à qual as partes poderão se manifestar antes da publicação da sentença de mérito, que é recorrível. Além disso, o Tribunal adiantou os seguintes entendimentos, que deverão constar da sentença de mérito, dentre os quais: i) foram rejeitados os pedidos formulados contra PIB BV, PO&G e determinados ex-gestores da Petrobras; ii) o Tribunal declarou que a Petrobras e a PGF atuaram ilegalmente em relação aos seus investidores, embora não se considere suficientemente informado sobre aspectos relevantes das leis brasileira, argentina e de Luxemburgo para decidir definitivamente sobre o mérito da ação; e iii) os alegados direitos sob a legislação espanhola estão prescritos.

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

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

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

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

Ademais, as alegações formuladas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma ampla variedade de atividades e, no cenário atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam a duração da resolução final dessa ação. Como resultado, a Petrobras não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda resultante dessa ação. Não obstante, a Petrobras reitera sua condição de vítima do esquema de corrupção revelado pela Operação Lava-Jato e pretende apresentar e provar esta condição perante o tribunal holandês.

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

19.4.2. Arbitragem na Argentina

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

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

Quanto à ação penal na Argentina relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de a Petrobras supostamente ter declarado dados falsos nas suas demonstrações financeiras anteriores a 2015, o Tribunal de Apelações revogou, em 21 de outubro de 2021, a decisão de primeira instância que havia reconhecido a imunidade de jurisdição da Petrobras e recomendou que o Juízo de primeira instância promovesse algumas diligências para certificar se a companhia poderia ser considerada criminalmente imune na Argentina para posterior reavaliação do tema. A Petrobras recorreu contra essa decisão, mas as instâncias superiores mantiveram a decisão do Tribunal de Apelações. Após realização das diligências determinadas pelo Tribunal de Apelações, em 30 de maio de 2023, o Juízo de primeira instância negou o reconhecimento de imunidade de jurisdição à Petrobras. A Petrobras apresentou recurso contra essa decisão, ainda pendente de julgamento. O Tribunal de Apelações também já havia reconhecido que a Associação não poderia funcionar como representante dos consumidores financeiros, em razão da perda do seu registro perante os órgãos argentinos competentes, o que também foi objeto de recurso acolhido pela Corte de Cassação em 15 de setembro de 2022, reconhecendo à Associação o direito de representar os consumidores financeiros. A companhia apresentou recurso contra tal decisão, ainda pendente de julgamento. A Petrobras apresentou outras defesas processuais, ainda sujeitas à apreciação pelas instâncias recursais da Justiça argentina. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal 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 2023.

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, ainda pendente de julgamento. Diante da interposição do recurso, a Petrobras pediu a suspensão do processo, o que foi deferido pelo juiz de primeira instância em 26 de outubro de 2022.

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, pretende ser coletiva, mediante representação de todos os acionistas minoritários da Petrobras que adquiriram ações na B3 entre 22 de janeiro de 2010 e 28 de julho de 2015. Os investidores pretendem que a companhia os indenize pelos supostos prejuízos financeiros causados pela diminuição do preço das ações da Petrobras listadas em bolsa, no Brasil, decorrentes dos atos revelados pela Operação Lava Jato.

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

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

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

A maioria destas arbitragens ainda está distante de um desfecho, seja em estágios preliminares, seja iniciando a fase de produção de provas, de modo que não há previsão para sentença dos respectivos tribunais arbitrais.

Contudo, em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, no dia 26 de maio de 2020, foi proferida sentença arbitral parcial que indica a responsabilidade da companhia, mas não determina o pagamento de valores pela Petrobras, tampouco encerra o procedimento. Esta arbitragem é confidencial, assim como as demais em curso, e a sentença parcial que não representa um posicionamento da CAM, mas unicamente dos três árbitros que compõem este painel arbitral, não se estende às demais arbitragens existentes.

Em 20 de julho de 2020, a Petrobras ingressou com ação judicial para anulação dessa sentença arbitral parcial, por entender que ela contém graves falhas e impropriedades. Em 11 de novembro de 2020, a 5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro anulou a sentença arbitral parcial, em razão dessas graves falhas e impropriedades apontadas pela Petrobras. O processo judicial ainda se encontra pendente e sujeito a recursos. Em respeito às regras da CAM, a ação judicial tramita em segredo de justiça. A Petrobras reitera que continuará a se defender vigorosamente, em respeito a seus atuais acionistas, em todas as arbitragens de que é parte.

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, não ocorreram eventos que modificassem a avaliação sobre as arbitragens propostas por acionistas minoritários no Brasil.

19.6. Processo judicial – Empréstimo Compulsório - Eletrobras

O governo brasileiro, pretendendo financiar a expansão do sistema elétrico nacional, estabeleceu o empréstimo compulsório em favor da Eletrobrás, que durou até 1993. O empréstimo era cobrado nas contas de energia elétrica dos consumidores.

Em 2010, a companhia ingressou com ação judicial com vistas a ter reconhecido o seu direito de receber as diferenças de correção monetária e juros de empréstimo compulsório da Eletrobrás, relativamente à terceira conversão de ações da Eletrobrás, no período de 1987 a 1993.

O processo teve trânsito em julgado favorável à Petrobras em dezembro de 2022, em relação ao mérito do processo. Iniciado o procedimento de liquidação de sentença, em 18 de dezembro de 2023, foi celebrado acordo judicial entre as partes para extinção da discussão mediante pagamento, pela Eletrobras, do valor de R\$ 1.156, recebido pela companhia em 26 de dezembro de 2023, encerrando a contingência ativa.

19.7. Ações judiciais propostas por Distribuidoras de Gás Natural e outros

Em 2023, a Petrobras celebrou acordos com a CEG, CEG Rio e SERGÁS, com o objetivo de pôr fim aos litígios existentes e pacificar questões controvertidas em relação ao preço do gás natural fornecido, com base nas condições econômicas atuais do mercado de gás natural. Atualmente, a Petrobras ainda detém uma única arbitragem em face de distribuidora de gás do Nordeste, a qual é confidencial.

Em relação ao estado de Minas Gerais, a questão permanece judicializada, não havendo arbitragem em curso, uma vez que a cobrança do preço do gás continua sendo realizada conforme o Contrato em vigor firmado entre Petrobras e GASMIG.

Prática contábil

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 provável o desembolso de caixa futuro e sejam atendidas as demais condições para o reconhecimento de uma provisão.

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

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

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

20. Provisão para desmantelamento de áreas

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Terra	2.162	2.182	1.660	1.686
Águas rasas	30.274	22.951	30.274	22.951
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	52.638	52.114	52.638	52.114
Pré-sal	27.256	19.801	27.256	19.801
Total	112.330	97.048	111.828	96.552

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Saldo inicial	97.048	87.160	96.552	86.713
Revisão de provisão	18.935	18.313	18.883	18.255
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	(1.683)	(6.436)	(1.683)	(6.436)
Utilização	(6.108)	(4.415)	(6.074)	(4.413)
Atualização de juros	4.176	2.453	4.150	2.433
Outros	(38)	(27)	-	-
Saldo final	112.330	97.048	111.828	96.552
Circulante	9.837	-	9.661	-
Não circulante	102.493	97.048	102.167	96.552

Os projetos de descomissionamento no Brasil são relativamente recentes e apresentam particularidades que podem torná-los complexos e desafiadores, inclusive para adequá-los às exigências da ANP, Marinha do Brasil e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). O melhor entendimento desse cenário, juntamente com a experiência prática com o descomissionamento de algumas instalações, permitiu à companhia adequar seu Planejamento Estratégico a essa nova realidade, inclusive com a adoção de práticas avançadas ambientais, sociais e de governança - ASG, como a implantação do modelo verde de destinação de plataformas flutuantes próprias, utilizado de forma pioneira no descomissionamento da plataforma P-32.

A companhia se aproxima da necessidade de realizar o descomissionamento em diversos sistemas onde a produção de óleo e gás se tornou inviável ou os ativos chegaram ao final de sua vida útil, a exemplo do projeto de revitalização do campo de Marlim, que nos últimos anos levou ao encerramento das operações de várias plataformas. Em 2023, foram aprovados diversos Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI), relacionados, principalmente, a esse campo, sendo a maioria concentrado no mês de dezembro. Com os PDIs aprovados, a companhia se compromete a executar as atividades previstas nos programas, de modo que, ainda que não exista um compromisso firme quanto ao prazo de execução, permite estimar com razoável segurança a parcela da provisão para desmantelamento de curto prazo, que passa a ser divulgada no passivo circulante.

O aumento no saldo total da provisão no ano de 2023, reflete, em grande parte: i) a revisão de premissas técnicas e econômicas de poços e equipamentos; e ii) a revisão do planejamento das operações de descomissionamento da companhia, com a previsão do recolhimento integral de linhas flexíveis.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelas reduções decorrentes: i) da conclusão das vendas dos campos de produção de óleo e gás de Albacora Leste, Camarupim, Camarupim Norte, Canapu e Golfinho e dos polos Norte Capixaba, Potiguar, que resultou na baixa da provisão associada a esses campos e polos; ii) da valorização do Real frente ao Dólar norte americano, com impacto nas estimativas dos custos em Dólar; iii) da atualização da base de desconto de 2022 para 2023; e iv) do aumento da taxa de desconto real ajustada ao risco para 4,79% a.a. (4,41% em 2022).

Variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido. A tabela a seguir contém informações sobre sensibilidades nessa premissa chave:

	Reflexo na provisão para desmantelamento	Reflexo no valor contábil dos ativos	Reflexo em outras despesas operacionais
Sensibilidades em relação à taxa de desconto ⁽¹⁾			
Aumento de 0,5 ponto percentual	(7.076)	(6.445)	(631)
Redução de 0,5 ponto percentual	7.821	7.192	629

(1) Inclui o passivo mantido para venda.

A transferência para passivos mantidos para venda refere-se à constituição e revisão da provisão associada a ativos de E&P em processo de desinvestimento e classificados no ativo mantido para venda. Em 2023, contempla a provisão constituída para o Polo Uruguá (R\$ 1.888), no Rio de Janeiro, e a redução da provisão relativa ao Polo Pescada (R\$ 205), no Rio Grande do Norte. Em 2022, as movimentações se referem ao Polo Potiguar (R\$ 2.879), no Rio Grande do Norte, ao Campo de Albacora Leste (R\$ 2.452), no Rio de Janeiro, e aos Polos Golfinho e Camarupim (R\$ 884) e Norte Capixaba (R\$ 230), no Espírito Santo, conforme nota explicativa 31.

As estimativas de vencimento das obrigações estão apresentadas a seguir:

Vencimento	Consolidado						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante	31.12.2023
Provisão para desmantelamento	9.837	10.142	9.833	11.055	9.451	62.012	112.330

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.

21. Outros ativos e passivos

Ativo		Consolidado		Controladora	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	4.885	5.673	4.786	5.136
Adiantamentos a fornecedores	(b)	8.783	8.147	10.529	10.274
Despesas antecipadas	(c)	2.192	1.892	1.622	1.367
Operações com derivativos	(d)	443	281	331	15
Ativos relativos a parcerias de negócio	(e)	1.235	368	4.237	3.510
Outros		1.274	1.016	978	873
		18.812	17.377	22.483	21.175
Circulante		7.603	9.271	10.253	11.651
Não circulante		11.209	8.106	12.230	9.524

Passivo		Consolidado		Controladora	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(f)	5.811	7.068	5.807	7.063
Retenções contratuais	(g)	3.468	3.134	3.363	3.031
Adiantamento de clientes	(h)	3.350	4.726	2.027	3.853
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(i)	3.426	3.519	3.167	3.239
Impostos e contribuições	(j)	1.821	1.531	1.821	1.531
Dividendos não reclamados	(k)	1.630	1.258	1.630	1.258
Operações com derivativos	(d)	299	767	249	424
Obrigações oriundas de aquisição de participação societária	(l)	753	722	753	722
Credores diversos		666	496	663	493
Outros		2.531	2.729	2.444	2.577
		23.755	25.950	21.924	24.191
Circulante		14.596	15.660	12.252	13.384
Não circulante		9.159	10.290	9.672	10.807

Em 2023, o aumento de outros ativos deve-se, principalmente, aos adiantamentos para aquisição de estoques de materiais para investimentos (R\$ 4.405), compensados em parte, pela baixa dos adiantamentos para a construção das plataformas P-78, P-79, P-80, P-82 e P-83 para o ativo imobilizado (R\$ 1.913); e para aquisição de gás natural (R\$ 1.593); bem como, pelas maiores disponibilidades e valores a receber dos parceiros em operações de parcerias de E&P operadas pela Petrobras (R\$ 727), com destaque para os campos de Búzios, Libra e Mero.

A variação de outros passivos decorre principalmente pela compensação dos adiantamentos relacionados à venda da participação da concessão de Albacora Leste (R\$ 1.236) e pelas menores obrigações oriundas de desinvestimento do polo de Pampo e Enchova (R\$ 1.042).

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 TAG e na NTS.

- b) Valores cuja compensação deverá ser realizada mediante o fornecimento de materiais ou prestação de serviços contratados junto aos fornecedores.
- c) Gastos com afretamentos de plataformas e aluguéis de equipamentos em situações em que o início das operações foi postergado por conta de exigências legais ou pela necessidade de adequações técnicas.
- d) Valor justo das posições em aberto e das operações encerradas e ainda não liquidadas financeiramente.
- e) Disponibilidades e valores a receber dos parceiros em operações de parcerias de E&P operadas pela Petrobras.
- f) Provisões de indenizações contratuais e de reembolsos financeiros assumidos pela Petrobras a ser realizada ao comprador, referente a parcela de gastos com abandono de poços, dutos e equipamentos dos ativos desinvestidos. A liquidação das provisões segue cronogramas de descomissionamento, com pagamentos iniciados entre dois e três meses após a data considerada para execução das operações, conforme os prazos contratuais de reembolso de abandono dos respectivos campos de petróleo.
- g) Parcelas retidas de obrigações junto a fornecedores para garantia da execução de contrato firmado, registradas por ocasião do vencimento de tais obrigações. As retenções contratuais serão pagas aos fornecedores por ocasião do encerramento do contrato, quando da emissão do termo de encerramento contratual.
- h) Valores referentes ao recebimento antecipado ou à vista de clientes terceiros, vinculados a venda de produtos ou serviços.
- i) Valores constituídos com o objetivo de compensação ambiental assumidos pela companhia no curso de suas operações, bem como com o desenvolvimento de seus projetos de pesquisa.
- j) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 17.
- k) Dividendos colocados à disposição dos acionistas e não pagos devido a existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco custodiante das ações e com a própria Petrobras, conforme nota explicativa 34.
- l) Obrigações decorrentes da aquisição de participação acionária na Araucária Nitrogenados e que serão quitadas até o final de 2030.

Prática contábil

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 2023, a companhia considerou todas as informações disponíveis e monitorou as investigações da “Operação Lava Jato”, não tendo sido identificadas novas informações que alterassem a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente que fora reconhecida no terceiro trimestre de 2014, ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela companhia. A Petrobras continuará no monitoramento das investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

A companhia continua acompanhando as investigações e colaborando com os trabalhos das autoridades competentes.

Em 2023, a companhia reconheceu em decorrência de acordos de leniência e acordos de colaboração e repatriações, o ressarcimento de R\$ 562 (R\$ 499 em 2022). Estes recursos estão apresentados como outras receitas operacionais e devem ser somados ao montante de R\$ 6.719 reconhecidos em períodos anteriores, visando a posição acumulada.

23. Compromisso de compra de gás natural

O contrato GSA (*Gas Supply Agreement*) entre Petrobras e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB possuía vigência inicial até 31 de dezembro de 2019. Conforme dispositivo contratual, após esta data, o GSA foi automaticamente prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue pela YPFB e retirado pela Petrobras.

A partir do fim de 2019, o contrato vem sendo ajustado, principalmente, para adequar a Quantidade Diária Garantida (QDG) à disponibilidade da YPFB. Em 15 de dezembro de 2023, por meio de novo aditivo ao GSA, o compromisso de fornecimento foi mais uma vez revisado por solicitação da YPFB.

O dispositivo de controle do saldo contratual indica uma extensão do GSA, no mínimo, até dezembro de 2027, considerando-se retiradas com base na QDG da YPFB (retirando-se todos os dias o volume máximo garantido), a qual oscila entre 18,00 milhões de m³ por dia e 6,00 milhões de m³ por dia (limites em base mensal), representando um valor total adicional estimado de US\$ 3,04 bilhões para o período compreendido entre janeiro de 2024 e dezembro de 2027, conforme a projeção de preço constante do Plano Estratégico 2024-2028.

Caso as retiradas ocorram com base na obrigação do pagamento da Petrobras (*take-or-pay*), a qual oscila entre 12,60 milhões de m³ por dia e 4,20 milhões de m³ por dia (limites em base mensal), a referida prorrogação será estendida, no máximo, até agosto de 2030, representando um valor total adicional estimado de US\$ 2,88 bilhões para o período compreendido entre janeiro de 2024 e agosto de 2030, conforme a projeção de preço constante Plano Estratégico 2024-2028.

24. Imobilizado

24.1. 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 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 ⁽⁵⁾	-	-	-	82	-	82	82
Baixas	(55)	(1.508)	(396)	(399)	(811)	(3.169)	(3.255)
Transferências ⁽⁶⁾	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 26)	-	(8.272)	(4.314)	(1.538)	(193)	(14.317)	(14.021)
Impairment - reversão (nota explicativa 26)	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)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

						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 2021	13.302	296.471	94.430	200.046	95.157	699.406	717.355
Custo acumulado	22.770	547.365	139.857	345.470	147.222	1.202.684	1.149.507
Depreciação e impairment acumulado ⁽⁴⁾	(9.468)	(250.894)	(45.427)	(145.424)	(52.065)	(503.278)	(432.152)
Adições	1	4.323	38.936	247	36.269	79.776	85.325
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	-	-	-	17.135	-	17.135	17.077
Juros capitalizados	-	-	5.267	-	-	5.267	5.226
Transferência de Bônus de Assinatura ⁽⁵⁾	-	-	-	6.008	-	6.008	6.008
Baixas	(109)	(3.709)	(11.042)	(3.287)	(7.308)	(25.455)	(24.675)
Transferências ⁽⁶⁾	663	26.970	(44.476)	18.395	13	1.565	285
Transferências para ativos mantidos para venda	(155)	(9.357)	(2.098)	(10.085)	(726)	(22.421)	(22.116)
Depreciação, amortização e depleção	(455)	(24.498)	-	(27.370)	(23.089)	(75.412)	(78.677)
Impairment - constituição (nota explicativa 26)	-	(3.621)	(3.165)	(738)	(66)	(7.590)	(7.539)
Impairment - reversão (nota explicativa 26)	-	1.169	78	272	-	1.519	1.517
Ajuste acumulado de conversão	(6)	(8)	(506)	(86)	(10)	(616)	-
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)

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

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

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

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

(5) Transferência do Intangível. Em 2023, refere-se à declaração de comercialidade dos campos de Manjuba, Espadim, Raia Manta e Raia Pintada. Em 2022, refere-se aos campos de Itapu, Atapu e Sépia.

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

As adições em direito de uso devem-se principalmente pela entrada em operação das FPSO Anita Garibaldi, FPSO Anna Nery, FPSO Almirante Barroso e FPSO Sepetiba, e respectivo reflexo no passivo de arrendamentos (nota explicativa 25).

24.2. Tempo de vida útil estimada

Os tempos de vida útil dos ativos depreciados são demonstrados a seguir:

Ativo	Tempo de vida útil médio ponderado em anos
Edificações e benfeitorias	40 (entre 25 e 50)
Equipamentos e outros bens	20 (3 a 31) - exceto ativos pelo método de unidade produzida
Gastos com exploração e desenvolvimento	Método de unidade produzida
Direitos de uso	8 (entre 2 e 47)

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

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação acumulada	Saldo em 31.12.2023
até 5 anos	29.361	(24.745)	4.616
6 - 10 anos	40.242	(31.358)	8.884
11 - 15 anos	28.135	(11.413)	16.722
16 - 20 anos	152.152	(96.380)	55.772
21 - 25 anos	160.814	(44.994)	115.820
25 - 30 anos	62.524	(20.673)	41.851
30 anos em diante	26.227	(10.349)	15.878
Método da Unidade Produzida	94.420	(58.822)	35.598
	593.875	(298.734)	295.141
Edificações e benfeitorias	21.764	(9.398)	12.366
Equipamentos e outros bens	572.111	(289.336)	282.775

24.3. Direitos de uso

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

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

				Consolidado	Controladora
	Plataformas	Embarcações	Imóveis e outros	Total	Total
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
31.12.2022					
Custo acumulado	65.758	77.159	11.888	154.805	167.727
Depreciação e impairment acumulado	(17.704)	(34.092)	(2.769)	(54.565)	(57.517)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(27.769)	(334)	(28.103)	-
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(17.704)	(1.134)	-	(18.838)	(57.517)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	-	(5.189)	(2.435)	(7.624)	-
Total	48.054	43.067	9.119	100.240	110.210

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 24.2, são: (i) aqueles vinculados diretamente à produção de óleo e gás, cuja vida útil seja inferior à vida útil do campo; (ii) as plataformas móveis; e (iii) os demais bens não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás. Os terrenos não são depreciados.

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

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

Durante o exercício de 2023, a Petrobras decidiu pela devolução à ANP dos campos Atum, Curimã, Espada e Xaréu, pertencentes à Bacia de Campos, que se encontravam sem produzir desde 2020, resultando em baixas no montante de R\$ 220, em outras despesas operacionais (em 2022, as baixas por devolução somaram R\$ 3.247, referente aos campos paralisados Anequim, Congro, Corvina, Garoupa, Garoupinha, Malhado, Namorado, Parati e Viola, da Bacia do Ceará).

24.5. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa média ponderada dos encargos financeiros utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos sem destinação específica, a ser capitalizado como parte integrante dos ativos em construção, foi de 7% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 (6,55% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2022).

25. Intangível

25.1. Por tipo de ativos

				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 ⁽²⁾	(82)	-	-	(82)	(82)
Amortização	(18)	(499)	-	(517)	(487)
Impairment - constituição (nota explicativa 26)	(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	⁽³⁾	5	Indefinida		

				Consolidado	Controladora
	Direitos e Concessões ⁽¹⁾	Softwares	Ágio (goodwill)	Total	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	15.037	1.719	123	16.879	16.682
Custo acumulado	15.312	7.373	123	22.808	21.769
Amortização e impairment acumulado	(275)	(5.654)	-	(5.929)	(5.087)
Adições	4.281	936	-	5.217	5.158
Juros capitalizados	-	52	-	52	52
Baixas	(56)	(29)	-	(85)	(29)
Transferências	(61)	(2)	-	(63)	(57)
Transferência de Bônus de Assinatura ⁽²⁾	(6.008)	-	-	(6.008)	(6.008)
Amortização	(18)	(376)	-	(394)	(372)
Impairment - constituição (nota explicativa 26)	-	(6)	-	(6)	-
Ajuste acumulado de conversão	(11)	-	-	(11)	-
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)
Tempo de vida útil estimado em anos	⁽³⁾	5	Indefinida		

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

(2) Transferência para Imobilizado. Em 2023, refere-se à declaração de comercialidade do campo de Manjuba, Espadim, Raia Manta e Raia Pintada. Em 2022, refere-se aos campos de Itapu, Atapu e Sépia.

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

25.2. Resultado de Leilão da ANP

Atapu e Sépia

Em 27 de abril de 2022, a Petrobras celebrou o Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Atapu em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda (Shell - 25%) e a TotalEnergies EP Brasil Ltda. (TotalEnergies - 22,5%), e o Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Sépia, em consórcio com as empresas TotalEnergies (28%), Petronas Petróleo Brasil Ltda. (Petronas - 21%) e QP Brasil Ltda. (QP - 21%). Estes contratos estão vinculados à 2ª rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa no regime de Partilha de Produção, ocorrida em 17 de dezembro de 2021.

Os Acordos de Coparticipação (Acordos) e os Aditivos ao Acordo de Individualização da Produção de Atapu e Sépia (AIPs), necessários para gerir as jazidas coincidentes contidas na área do Contrato de Cessão Onerosa e na área do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa, também foram celebrados em 27 de abril de 2022.

As compensações devidas à Petrobras para Atapu e Sépia, que incluem uma estimativa preliminar do gross up dos impostos incidentes, nos termos da Portaria nº 08 de 19 de abril de 2021 do Ministério de Minas e Energia do Brasil - MME (Portaria MME nº 8/2021), foram pagas pelos parceiros nos dias 13, 26 e 27 de abril de 2022, sendo o montante de R\$ 9.960 na compensação de Atapu e R\$ 14.552 na compensação de Sépia.

Os Acordos passaram a vigorar em 2 de maio de 2022, após o atestamento pela Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) quanto à adimplência dos contratados com o pagamento da compensação, conforme estabelecido na Portaria nº 519 de 21 de maio de 2021 do MME.

Adicionalmente, conforme estabelecido na Portaria Normativa MME nº 08/2021, nos períodos em que o preço do petróleo tipo Brent atingir média anual superior a US\$ 40/bbl, mas limitado a US\$ 70/bbl, será devido um complemento (*Earn Out*) às compensações de Atapu e Sépia. Entre os anos de 2022 e 2032, o *Earn Out* é estimado em até US\$ 5.244 milhões.

No exercício de 2022, a companhia reconheceu parte desse ativo contingente, relativo ao *Earn Out* dos anos de 2022 e 2023, no montante de R\$ 3.619 (US\$ 693 milhões), sendo: (i) R\$ 2.004 (US\$ 384 milhões), cujo recebimento ocorreu em janeiro de 2023; e (ii) 1.615 (US\$ 309 milhões) referente ao exercício de 2023, a valor presente, considerando a entrada dos benefícios econômicos como praticamente certos.

Durante o exercício de 2023, a parcela do *Earn Out* de 2023 foi atualizada no montante de R\$ 224 (US\$ 44 milhões), e o valor total de R\$ 1.819 (US\$ 371 milhões) foi recebido em janeiro de 2024.

Adicionalmente, a companhia reconheceu em dezembro de 2023 parte do ativo contingente relativo ao *Earn Out* de 2024, no montante de R\$ 1.165 (US\$ 241 milhões), a valor presente, com previsão de recebimento em 2025.

Esses recebíveis foram reconhecidos em contrapartida a outras receitas operacionais.

Blocos Sudoeste de Sagitário, Água Marinha e Norte de Brava - 1º Ciclo de Oferta Permanente de Partilha da Produção

Em 16 de dezembro de 2022, a Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos blocos Sudoeste de Sagitário e Água Marinha em parceria e a totalidade do bloco Norte de Brava no 1º Ciclo de Oferta Permanente de Partilha da Produção, realizado pela ANP. Em maio de 2023, houve assinatura dos Contratos de Partilha de Produção e reconhecimento do bônus de assinatura no intangível, no montante de R\$ 729 (R\$ 20 de Sudoeste de Sagitário, R\$ 198 de Água Marinha e R\$ 511 de Norte de Brava).

A aquisição de Sudoeste de Sagitário ocorreu em conjunto com a Shell Brasil, com 40% de participação, sendo a Petrobras operadora com participação de 60%.

Em Água Marinha, a Petrobras também atuará como operadora, com participação de 30%, em parceria com a TotalEnergies EP (30%), Petronas (20%), e QatarEnergy (20%).

O bloco Norte de Brava foi adquirido integralmente pela Petrobras.

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

Em 13 de dezembro de 2023, a Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em 29 blocos na bacia de Pelotas no 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, realizado pela ANP.

O valor total do bônus de assinatura, no montante de R\$ 116, a ser pago pela Petrobras no segundo trimestre de 2024, será registrado contabilmente no ativo intangível no momento do pagamento.

A Petrobras atuará como operadora em todos os blocos, adquiridos em parceria:

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

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

Em 2023, foram devolvidos 8 blocos exploratórios, localizados no pré-sal na Bacia de Campos, totalizando R\$ 2.006 em direitos exploratórios baixados contabilmente. Em 2022, não houve devolução de blocos exploratórios à ANP.

Mais informações na nota explicativa 27, sobre atividades de exploração e avaliação de reservas de petróleo e gás.

Prática contábil

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.

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

	Consolidado	
	2023	2022
Demonstração de Resultado		
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - Impairment	(13.111)	(6.859)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(1.796)	-
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(9)	(32)
Efeito líquido no resultado do exercício	(14.916)	(6.891)
Reconhecimento de perda	(16.212)	(8.510)
Reversão de perda	1.296	1.619
Balanco Patrimonial		
Imobilizado	(13.619)	(6.071)
Intangível	(1.796)	(6)
Ativos mantidos para venda	508	(782)
Investimentos	(9)	(32)
Efeito líquido no Balanço Patrimonial	(14.916)	(6.891)

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

Em 23 de novembro de 2023, a Administração concluiu e aprovou seu PE 24-28, contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas.

A curva de produção de óleo e gás estimada no período 2024-2028 indica um crescimento contínuo focado no desenvolvimento de projetos que geram valor, com aumento da participação dos ativos no pré-sal que possuem menor custo de extração. Ao longo desse período, está prevista a entrada em operação de 14 novos sistemas de produção, sendo todos alocados em projetos em águas profundas e ultra profundas.

O investimento previsto para o período 2024-2028 é de US\$ 101 bilhões, dos quais 71% estão alocados à Exploração e Produção de petróleo e gás (E&P).

26.1. Imobilizado e Intangível

Ativo ou UGC, por natureza (1)	Valor contábil		(Perda)	Segmento	Comentários
	líquido	Valor recuperável (2)	Reversão (3)		
Consolidado					
2023					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	40.339	29.569	(10.860)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	4.564	2.201	(2.363)	RTC, Brasil	Ver item (b1)
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)		
2022					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	43.343	40.421	(3.293)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)
Utilidades Itaboraí	4.797	4.054	(743)	Gás e Energias de Baixo Carbono, Brasil	Ver item (e)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	4.132	4.601	469	RTC, Brasil	Ver item (b2)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	2.536	38	(2.498)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (d)
Outros	-	-	(12)	Diversos	
Total 2022			(6.077)		

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

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

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

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

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

- Premissas e orçamentos aprovados pela Administração para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e
- Taxa de desconto que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital* - WACC) pós-imposto, ajustada por um prêmio de risco específico, nos casos de projetos postergados por extenso período, ou risco específico do país, nos casos de ativos no exterior. O uso de taxas de desconto pós-impósitos 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 2023 foram:

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

Em 2022, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

Plano Estratégico 2023-2027	2023	2024	2025	2026	2027	Longo prazo
						Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	85	80	75	70	65	55
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,02	5,00	5,00	4,97	4,88	4,76

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

Setor	31.12.2023	31.12.2022
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	7,6% a.a.	7,3% a.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	7,0% a.a.	7,1% a.a.

Em 2023 ocorreram as seguintes alterações nas Unidades Geradoras de Caixa da companhia:

- No segmento de E&P, inclusão dos campos de Manjuba e Espadim à UGC Polo Norte, que passa a ser composta, pelos campos Marlim, Voador, Albacora, Manjuba e Espadim e seus sistemas de produção; criação da UGC Polo Raia, composta pelos campos Raia Manta e Raia Pintada, decorrentes dos Plano Avaliação das Descobertas de Pão-de-Açúcar, Seat e Gávea (bloco BM-C-33); extinção da UGC Polo Uruguá, formada pelos campos Uruguá e Tambaú, devido à assinatura de contrato de compra e venda para a cessão da totalidade da participação da Petrobras nesses campos; extinção das UGC isoladas Plataforma P-33 e sonda de perfuração SC-106, em função de alienação. Os ativos relacionados à UGC Polo Uruguá e a Plataforma P-33 passaram a constituir ativos mantidos para venda; e
- No segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC), retorno da refinaria de Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) para a UGC Abastecimento, em função do cancelamento de sua venda.

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

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

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2023

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de 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.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2022

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de R\$ 3.293, predominantemente no campo de Roncador (R\$ 2.716), em função da revisão dos gastos para abandono e recuperação de áreas, bem como de alterações nas previsões de eficiência operacional, que impactaram negativamente as curvas de produção do campo.

b1) 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.

b2) 2º trem de refino da RNEST – 2022

A atualização dos fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST incorpora as otimizações operacionais e as margens de refino previstas no PE 23-27, implicando no reconhecimento de reversões de perdas no valor de R\$ 469.

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

Nossas avaliações realizadas em ativos exploratórios indicaram redução dos valores recuperáveis dos ativos relacionados aos blocos C-M-210, C-M-277, C-M-344, C-M-346, C-M-411 e C-M-413, localizados no pré-sal na Bacia de Campos, em função da não economicidade dos projetos concebidos para fins de eventual desenvolvimento da produção, resultando no reconhecimento de perdas no valor de R\$ 1.796. Posteriormente, a Administração aprovou a devolução integral e voluntária desses blocos à ANP.

d) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2022

Nossas avaliações identificaram perdas líquidas de R\$ 2.498 relacionadas aos equipamentos e estruturas do segmento de E&P, principalmente em função da decisão pela paralisação em definitivo das operações das plataformas P-18, P-19, P-20, P-35 e P-47 no campo de Marlim em 2022, com perdas líquidas por desvalorização de R\$ 2.097.

e) Utilidades Itaboraí – 2022

Postergação do início das operações da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Polo Gaslub de Itaboraí, em função da rescisão do contrato com a empresa responsável pelas obras, o que impactou a projeção de receitas e resultou no reconhecimento de perdas líquidas por desvalorização, no montante de R\$ 743.

26.1.1. Valores contábeis de ativos próximos aos seus valores recuperáveis

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

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

(a) Sensibilidade – variação negativa de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor		Sensibilidade
		Valor Contábil	recuperável (1)	
Ativos com perdas por <i>impairment</i> parcial existente - potencial complemento de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil - Roncador	E&P	28.384	25.546	(2.838)
2º Trem da RNEST	E&P	2.201	1.981	(220)
Utilidades de Itaboraí	G&EBC	4.473	4.026	(447)
Total potencial de perdas		35.058	31.553	(3.505)

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

(b) Sensibilidade – variação positiva de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável (1)	Sensibilidade (2)
Ativos com perdas por impairment existente - potencial de reversão de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil - Roncador	E&P	28.384	31.222	2.838
2º Trem da RNEST	RTC	2.201	2.421	220
Utilidades de Itaboraí	G&E	4.473	4.920	447
Total potencial de reversão		35.058	38.563	3.505

(1) O valor recuperável foi sensibilizado com -10% e +10% considerando os valores recuperáveis estimados em 31/12/2023.

(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

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

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

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

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

26.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Ativo ou grupo de ativos, por natureza (1)	Consolidado			Segmento
	Valor contábil líquido	Valor recuperável (2)	(Perda) Reversão (3)	
Campos de produção de óleo e gás	1.113	1.619	506	E&P, Brasil
Outros	-	-	2	-
Total 2023			508	
Campos de produção de óleo e gás	1.963	1.568	(601)	E&P, Brasil
Refinarias e ativos logísticos associados	400	178	(222)	RTC, Brasil
Outros	-	-	41	-
Total 2022			(782)	

(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.

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

Em 2023, o montante de reversões líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado foi de R\$ 509, predominantemente pela aprovação da venda do Polo Uruguá (R\$ 506), avaliado a valor justo.

Em 2022, o montante de perdas líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado foi de R\$ 782, decorrentes da avaliação a valor justo, líquido de despesas de venda, principalmente por:

- Campos de produção de óleo e gás: reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R\$ 601, em função da revisão dos gastos para abandono e recuperação de áreas de diversas concessões agrupadas no Polo Golfinho (R\$ 368), Polo Pescada (R\$ 152) e Polo Camarupim (R\$ 81); e
- Refinaria e ativos logísticos associados: aprovação da venda da Refinaria de Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR), com perdas reconhecidas no montante de R\$ 222.

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 31.

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

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

Prática contábil

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

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

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

Braskem S.A.

A Braskem S.A. é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2023, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (21,9% do total) da Braskem S.A. foi avaliada em R\$ 6.264, conforme descrito na nota explicativa 30.4. Nessa data base, aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada.

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

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem S.A. consideraram as projeções de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais; a evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do Produto Interno Bruto – PIB (brasileiro e global); taxa de desconto pós-imposto de 6,7% a.a., em moeda constante, considerando o custo de capital médio ponderado; e reduções na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com aumento no longo prazo. As premissas de taxa de câmbio e preço de petróleo Brent foram as divulgadas na nota explicativa 26.1.

27. 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:

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado	
	2023	2022
Custos exploratórios reconhecidos no Ativo ⁽¹⁾		
Imobilizado		
Saldo inicial	9.790	11.127
Adições	2.502	1.977
Baixas	(41)	(2.863)
Transferências	(4.908)	(428)
Ajustes acumulados de conversão	(22)	(23)
Saldo final	7.321	9.790
Intangível		
Saldo inicial	12.556	14.376
Adições	729	4.242
Baixas	(210)	-
Transferências	(82)	(6.062)
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(1.796)	-
Saldo final	11.197	12.556
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	18.518	22.346

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

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).

As adições ocorridas no ativo intangível no exercício de 2023 referem-se, principalmente, aos bônus de assinatura pagos para obtenção de direitos de exploração nos blocos Norte de Brava (R\$ 512) e Sudoeste de Sagitário (R\$ 198). No exercício de 2022, referem-se aos bônus dos campos Sépia (R\$ 2.141) e Atapu (R\$ 2.101). Os bônus destes campos, juntamente com o do campo de Itapu (R\$ 1.766), foram transferidos para o ativo imobilizado.

Em 2023, houve o reconhecimento de perdas no ativo intangível no montante de R\$ 1.796, em função da avaliação da não economicidade dos projetos concebidos para fins de eventual desenvolvimento da produção dos Blocos C-M-210, C-M-277, C-M-344, C-M-346, C-M-411 e C-M-413. Posteriormente, a companhia fez a devolução integral e voluntária destes blocos à ANP, que se somou as devoluções dos Blocos Dois Irmãos (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.

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	
	2023	2022
Custos exploratórios reconhecidos no resultado		
Despesas com geologia e geofísica	(2.826)	(1.770)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(2.087)	(3.584)
Penalidades contratuais de conteúdo local	62	836
Outras despesas exploratórias	(41)	(98)
Total	(4.892)	(4.616)
Caixa utilizado nas atividades		
Operacionais	2.867	1.868
Investimentos	3.321	6.281
Total	6.188	8.149

Em 2023 e 2022, a Petrobras celebrou, junto a ANP, Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) para compensação de multas de conteúdo local relacionadas à:

- 24 concessões nas quais a Petrobras possui 100% de participação, situadas nas bacias de Barreirinhas, Campos, Espírito Santo, Parecis, Potiguar, Recôncavo, Santos, Sergipe-Alagoas e Solimões; e
- 22 concessões nas quais a Petrobras atua em parceria com outros concessionários, situadas nas bacias de Almada, Campos, Espírito Santo, Mucuri, Parnaíba, Pelotas, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Santos e Sergipe.

O TAC prevê a conversão de multas em compromissos de investimentos em Exploração e Produção com conteúdo local. Com isso, todos os processos administrativos relacionados à cobrança de multas decorrentes do não cumprimento de conteúdo local nessas concessões foram encerrados, resultando em reversão da provisão e respectiva redução no passivo, no montante de R\$ 266 no exercício de 2023 (R\$ 918 no exercício de 2022).

Em 31 de dezembro de 2023, nos termos desses acordos, a Petrobras se compromete a investir R\$ 1.681 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 25, sobre prática contábil do ativo intangível;
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços, inclusive os equipamentos, instalações e demais custos necessários para identificação das viabilidades técnica e comercial, são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas à área ou ao bloco exploratório. Em determinados casos, reservas são identificadas, mas não podem ser classificadas como provadas quando a perfuração do poço é finalizada. Nesses casos, os custos anteriores e posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados, se o volume de reservas descobertos justificar sua conclusão como poço produtor e estudos das reservas e das viabilidades técnica e comercial do empreendimento estiverem em curso. Essas informações são detalhadas na nota explicativa 27.1 sobre tempo de capitalização;
- Uma comissão interna de executivos técnicos da companhia revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais. Na nota explicativa 4.1, há mais informações sobre o cálculo das reservas provadas de petróleo e gás;
- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal pela comissão interna de executivos técnicos; e
- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área com reservas provadas (técnica e economicamente viável) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem, processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

27.1. Tempo de capitalização

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência ⁽¹⁾	2023	2022
Custos de prospecção capitalizados até um ano	1.021	2.116
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	6.300	7.674
Saldo final	7.321	9.790
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	17	15

Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	2023	Número de poços
2022	1.152	3
2021	420	2
2020	97	1
2018 e anos anteriores	4.631	16
Saldo total	6.300	22

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

Do total de R\$ 6.300 de custos de prospecção para 17 projetos, que incluem 22 poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 5.666 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\$ 634 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.

28. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à ANP no total de R\$ 8.568 (R\$ 9.119 em 31 de dezembro de 2022) para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, os quais encontram-se líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 8.502 (R\$ 8.598 em 31 de dezembro de 2022) correspondem ao penhor da capacidade de produção futura de petróleo dos campos de Marlim e Búzios que já se encontram na fase de produção, e R\$ 66 (R\$ 521 em 31 de dezembro de 2022) referem-se a garantias bancárias.

29. Parcerias em atividades de exploração e produção

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Petrobras atua de forma associada com outras empresas em *joint ventures* no Brasil como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão e partilha da produção.

Em 31 de dezembro de 2023, a companhia detém participação em 67 consórcios com 32 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 39 consórcios (78 consórcios, 36 empresas parceiras e operadora de 50 parcerias em 31 de dezembro de 2022).

As parcerias formadas em 2023 e 2022 estão descritas a seguir:

Consórcios	Localização	Petrobras	Parceiros	Operador	Ano de assinatura	Informações adicionais	Bônus ANP Parcela Petrobras ⁽¹⁾
Água-Marinha	Bacia de Campos	30,0%	Petronas - 20% Quatar Energy - 20% Total Energies - 30%	Petrobras	2023	1º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha	20
Sudoeste de Sagitário	Bacia de Santos	60,0%	Shell - 40%	Petrobras	2023	1º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha	198
Atapu ECO	Bacia de Santos	52,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22,5%	Petrobras	2022	Partilha	2.101
Sépia ECO	Bacia de Santos	30,0%	TotalEnergies - 28% Petronas - 21% QP - 21%	Petrobras	2022	Partilha	2.141

(1) PPSA atua como gestora do Contrato de Partilha.

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	% de participação		Produção parcela Petrobras em 2023 (kboed)	Regime
		Petrobras	Parceiros		
Tupi	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell - 25% Petrogal - 10%	705	Concessão
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	85%	CNODC - 10% CNOOC - 5%	488	Partilha
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor - 25%	105	Concessão
Sapinhoá	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell - 30% Repsol Sinopec - 25% TotalEnergies - 20%	98	Concessão
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	Shell - 20% CNODC - 10% CNOOC - 10%	96	Partilha
Atapu ECO	Pré Sal Bacia de Santos	52,50%	Shell - 25% TotalEnergies - 22,5% TotalEnergies - 28%	45	Partilha
Sépia ECO	Pré Sal Bacia de Santos	30,00%	Petronas - 21% Qatar - 21% Shell - 25%	35	Partilha
Sururu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	TotalEnergies - 22,5% Petrogal - 10% Shell - 25%	32	Concessão
Berbigão	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	TotalEnergies - 22,5% Petrogal - 10%	28	Concessão
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50%	Petronas - 50%	28	Concessão
Total				1.660	

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.

29.1. Acordos de Individualização da Produção

A Petrobras possui Acordos de Individualização da Produção (AIP) celebrados no Brasil com empresas parceiras em consórcios de E&P, assim como contratos resultantes de operações de desinvestimentos e parcerias estratégicas vinculados a esses consórcios. Esses acordos resultarão em equalizações a pagar ou a receber de gastos e volumes de produção, principalmente referentes aos campos de Agulhinha, Albacora Leste, Berbigão, Brava, 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	
	2023	2022
Saldo inicial	2.122	2.033
Adições/(baixas) no Imobilizado	80	(32)
Atualização monetária	2	-
Pagamentos realizados	(277)	-
Outras despesas (receitas) operacionais	311	121
Saldo final	2.238	2.122

(1) Berbigão, Sururu, Albacora Leste e outros.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2023, esses acordos resultaram no reconhecimento de adições e baixas no imobilizado, além de outras despesas líquidas de R\$ 311 (R\$ 121 em 2022), refletindo a melhor estimativa disponível das premissas utilizadas na apuração da base de cálculo e o compartilhamento de ativos relevantes em áreas a serem equalizadas.

Acordos concluídos

Em dezembro de 2023, foi assinado o Acordo de Ajuste de Pagamento, resultado do processo de Redeterminação previsto no AIP de Tartaruga Mestiça (contrato de concessão BM-C-36). O montante pago em 26 de dezembro de 2023 pela Petrobras à Petronas foi de R\$ 277.

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.

30. Investimentos

30.1. 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	211.685	271.745	17.035	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	11.103	4.679	467	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	3.341	561	1.007	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	G&EBC	100,00	100,00	480	760	(91)	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	RTC	100,00	100,00	-	156	(6)	Brasil
Termomacacé S.A.	G&EBC	100,00	100,00	86	300	58	Brasil
	Corporativo e outros negócios						
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (2)	negócios	100,00	100,00	-	45	40	Ilhas Cayman
Termobahia S.A.	G&EBC	98,85	98,85	-	486	443	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	G&EBC	100,00	100,00	-	308	11	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,15	99,15	-	93	24	Brasil
	Corporativo e outros negócios						
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	negócios	72,00	49,00	98	38	10	Brasil
	Corporativo e outros negócios						
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	negócios	100,00	100,00	132	69	19	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	G&EBC	51,00	51,00	1.745	504	762	Brasil
Refinaria de Mucuripe S.A (3)	RTC	100,00	100,00	-	-	-	Brasil
	Corporativo e outros negócios						
Associação Petrobras de Saúde (4)	negócios	93,41	93,41	4.113	695	89	Brasil
Operações em conjunto							
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	320	275	104	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto							
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	-	1.047	(154)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	-	98	114	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	-	120	21	Brasil
Brasympe Energia S.A.	G&EBC	20,00	20,00	-	74	10	Brasil
Brentech Energia S.A.	G&EBC	30,00	30,00	-	64	3	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	-	118	21	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	-	-	-	Brasil
Coligadas							
Braskem S.A. (5)	RTC	36,15	47,03	-	5.023	(3.004)	Brasil
UEG Araucária Ltda.	G&EBC	18,80	18,80	-	317	(108)	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	G&EBC	20,00	20,00	-	501	145	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	-	(2)	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	G&EBC	30,00	30,00	-	-	-	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	G&EBC	25,00	25,00	-	16	8	Brasil

(1) A receita de vendas se refere ao país sede das companhias. Em relação a PIBBV, a composição da receita líquida de vendas é de: 56% na Holanda, 25% nos Estados Unidos e 19% em Singapura.

(2) Em dezembro de 2023, a Braspetro Oil Services Company - Brasoil efetuou a recompra de 105.000.000 ações ordinárias pelo valor de US\$ 1 por ação.

(3) O contrato para a venda da Refinaria de Mucuripe S.A. foi rescindido em razão da ausência de cumprimento de condições precedentes estabelecidas.

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

(5) Informações relativas a 30.09.2023, últimas disponibilizadas ao mercado.

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

- Petrobras Global Trading B.V. - PGT (100%, sediada na Holanda), que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural liquefeito (GNL), assim como a captação e repasse de empréstimos como parte de suas operações financeiras no âmbito da Petrobras e suas subsidiárias;
- Petrobras Global Finance B.V. - PGF (100%, sediada na Holanda), que tem por objetivo principal efetuar captações de recursos no mercado de capitais por meio de emissão de bonds e repasse de empréstimos às empresas da Petrobras e suas subsidiárias;

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

- 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%), Agri Development BV (90%), Libra BV (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (90,11%), Petrobras Frade Inversiones SA (100%) e BJOOS BV (20%), todas constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações no segmento de E&P no Brasil e sediadas na Holanda. No momento, a companhia está considerando a liquidação de Guara BV, Libra BV, Agri BV, Papa-Terra BV, Roncador BV e PFISA, no aguardo da resolução de certas condições precedentes. Subsequentemente, a companhia irá avaliar a liquidação de TUPI BV e Iara BV.

Em 28 de dezembro de 2023, a companhia aprovou a liquidação e extinção da Ibiritermo S.A.

30.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2022	Aportes de capital	Reorganiza- ções, 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

	Saldo em 31.12.2021	Aportes de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Transferência para mantidos para venda	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2022
Controladas									
PIB BV	254.421	-	-	-	20.563	(18.083)	-	-	256.901
Transpetro	6.059	-	(53)	-	1.046	(111)	(84)	(1.511)	5.346
PB-LOG	-	-	(42)	-	1.125	-	-	(1.083)	-
PBIO	1.202	-	-	-	(196)	-	2	-	1.008
Outras Controladas	2.420	28	(445)	(9)	698	436	229	(558)	2.799
Operações em conjunto	180	-	(36)	-	44	-	-	(58)	130
Empreendimentos controlados em conjunto	109	86	-	-	163	-	-	(245)	113
Coligadas	5.416	-	5	(282)	(55)	(606)	1.162	(528)	5.112
Total	269.807	114	(571)	(291)	23.388	(18.364)	1.309	(3.983)	271.409
Outros investimentos	18	-	-	-	-	-	-	-	18
Total dos Investimentos	269.825	114	(571)	(291)	23.388	(18.364)	1.309	(3.983)	271.427
Resultado de empresas classificadas como mantidas para venda					275		-		
					23.663		1.309		

30.3. Mutação dos investimentos (Consolidado)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Saldo em 31.12.2022	Aportes de capital	Reorganiza- ções, 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

	Saldo em 31.12.2021	Aportes de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Transferências para mantidos para venda	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2022
Empreendimentos controlados em Conjunto									
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	2.159	-	-	-	870	(132)	-	(944)	1.953
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	548	-	-	-	279	(27)	-	(25)	775
Demais empresas	132	86	(4)	-	157	(1)	-	(243)	127
Coligadas	5.569	68	(62)	(282)	(15)	(614)	1.162	(528)	5.298
Outros Investimentos	19	-	-	-	-	-	-	-	19
Total dos Investimentos	8.427	154	(66)	(282)	1.291	(774)	1.162	(1.740)	8.172

30.4. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

Empresa	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado	
	31.12.2023	31.12.2022		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Coligada							
Braskem	212.427	212.427	ON	21,69	25,18	4.608	5.349
Braskem	75.762	75.762	PNA	21,86	23,76	1.656	1.800
	288.189	288.189				6.264	7.149

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 26.

30.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de R\$ 1.899 (R\$ 1.791 em 2022), sendo, principalmente, R\$ 1.602 do FIDC (R\$ 1.444 em 2022) e R\$ 248 da TBG (R\$ 304 em 2022).

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	2023	FIDC 2022	2023	TBG 2022	Gaspetro ⁽¹⁾ 2022
Ativo circulante	37.779	47.972	1.261	1.041	-
Ativo realizável a longo prazo	-	-	1	1	-
Investimentos	-	-	1	1	-
Imobilizado	-	-	1.518	1.551	-
Outros ativos não circulantes	-	-	17	15	-
	37.779	47.972	2.798	2.609	-
Passivo circulante	38	35	1.211	756	-
Passivo não circulante	-	-	1.083	1.234	-
Patrimônio líquido	37.741	47.937	504	619	-
	37.779	47.972	2.798	2.609	-
Receita operacional líquida	-	-	1.745	1.806	523
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	6.008	7.507	762	936	110
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	(5.658)	3.183	194	373	(72)

(1) Em julho de 2022, a companhia concluiu a venda da totalidade da participação na Gaspetro (51%).

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

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

30.6. 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:

	Empreendimentos controlados em conjunto			2023	Empreendimentos controlados em conjunto			2022
	Outras empresas no exterior			Coligadas ⁽¹⁾	Outras empresas no exterior			Coligadas ⁽¹⁾
	País	MP Gulf of Mexico, LLC			País	MP Gulf of Mexico, LLC		
Ativo Circulante	1.600	2.598	1.330	38.297	1.541	2.512	2.139	34.657
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.315	320	45	12.545	1.205	725	89	12.997
Imobilizado	2.540	9.020	917	39.129	2.648	14.034	996	38.505
Outros ativos não circulantes	199	3	–	6.115	191	4	1	3.155
	5.654	11.941	2.292	96.086	5.585	17.275	3.225	89.314
Passivo Circulante	1.515	1.767	341	24.672	1.535	1.797	757	23.337
Passivo não Circulante	2.581	2.053	250	63.820	2.578	2.857	167	58.765
Patrimônio Líquido	1.523	6.467	1.701	8.183	1.443	10.668	1.516	8.283
Participação dos Acionistas não Controladores	35	1.654	–	(589)	29	1.953	785	(1.071)
	5.654	11.941	2.292	96.086	5.585	17.275	3.225	89.314
Receita Operacional Líquida	5.177	4.530	–	70.922	5.986	7.271	167	96.626
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	26	2.039	105	(4.242)	372	4.583	839	(754)
Percentual de Participação - %	20 a 50%	20%	34 a 45%	18,8 a 38,8%	20 a 50%	20%	34 a 45%	18,8 a 38,8%

(1) Saldo composto, preponderantemente, pela Braskem.

Prática contábil

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.

31. Vendas de ativos e outras operações com ativos

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

	Corporativo e E&P outros negócios		Consolidado 31.12.2023	Consolidado 31.12.2022
			Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda				
Estoques	-	-	-	108
Investimentos	1	-	1	2
Imobilizado	1.623	-	1.623	18.713
Total	1.624	-	1.624	18.823
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda				
Financiamentos	-	481	481	694
Provisão para desmantelamento de área	2.140	-	2.140	6.952
Total	2.140	481	2.621	7.646

31.1. Vendas não concluídas até 31 de dezembro de 2023

a) Campos de Uruguá e Tambaú

Em 21 de dezembro de 2023, a companhia assinou, com a Enauta Energia S.A. (“Enauta”), contratos para a cessão da totalidade de sua participação nos campos de Uruguá e Tambaú localizados na Bacia de Santos.

O valor da transação é de até US\$ 35 milhões, sendo: (a) US\$ 3 milhões pagos na data da assinatura do contrato; (b) US\$ 7 milhões a serem pagos no fechamento da transação; e (c) até US\$ 25 milhões em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do Brent e eventos relacionados ao desenvolvimento dos ativos.

31.2. Vendas concluídas até 31 de dezembro de 2023

As principais operações de vendas de ativos estão apresentadas a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Transação	Comprador	Data da assinatura e Data de fechamento	Valor de venda (1) (2)	Valor de fechamento em outras moedas (3)	Ganho (perda) (4)	Outras informações
Venda da totalidade de participação no campo de produção de Albacora Leste, localizado na Bacia de Campos	Petro Rio Jaguar Petróleo LTDA (PetroRio), subsidiária da PRio S.A.	Abr/2022 Jan/2023	9.986	US\$ 1.947	3.141	a
Venda da totalidade da participação em um conjunto de quatro concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizadas no estado do Espírito Santo, denominados conjuntamente de Polo Norte Capixaba.	Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda., subsidiária integral da Seacrest Exploração e Produção de Petróleo Ltda.	Fev/2022 Abr/2023	2.459	US\$ 485	1.766	b
Venda da totalidade da participação em um conjunto de 22 concessões de campos de produção terrestres e de águas rasas, juntamente à sua infraestrutura de processamento, refino, logística, armazenamento, transporte e escoamento de petróleo e gás natural, localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, denominados conjuntamente de Polo Potiguar.	3R Potiguar S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	Jan/2022 Jun/2023	7.266	US\$ 1.455	2.350	c
Venda da totalidade de participação nos conjuntos de concessões marítimas denominados Polo Golfinho e Polo Camarupim, em águas profundas no pós-sal, localizados na Bacia do Espírito Santo.	BW Energy Maromba do Brasil Ltda (BWE)	Jun/2022 Ago/2023	172	US\$ 35	(74)	d
			19.883		7.183	

(1) Valor acordado na assinatura da transação, acrescido de ajuste de preço do fechamento, quando previsto no contrato.

(2) O valor de "Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos) na Demonstração dos Fluxos de Caixa" é composto principalmente por valores do Programa de Desinvestimento: recebimento parcial de operações deste exercício, parcelamentos de operações de exercícios anteriores e adiantamentos referentes a operações não concluídas.

(3) Valor contratual e de ajustes de preços de operações negociadas em moeda diferente do real. Valores em US\$ (dólares) representam milhões da respectiva moeda.

(4) Reconhecido em "Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias" (nota explicativa 11).

a) Campo de Albacora Leste

A operação foi concluída após o cumprimento de condições precedentes, com o recebimento, à vista, de R\$ 8.455 (US\$ 1.635 milhões), sendo R\$ 8.201 (US\$ 1.586 milhões) referentes à venda, com os ajustes previstos no contrato, e R\$ 254 (US\$ 49 milhões) referentes à venda de estoques negociados na transação, que permanecem em adiantamento. Tal valor se soma a R\$ 1.453 (US\$ 293 milhões) recebidos na data de celebração do contrato e ao ajuste de preço final de R\$ 42 (US\$ 10 milhões). Além desse montante, é previsto o recebimento pela Petrobras de até US\$ 250 milhões em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do *Brent*. Desta parcela contingente, houve reconhecimento de R\$ 290 (US\$ 58 milhões) em 2023.

b) Polo Norte Capixaba

A operação foi concluída com o recebimento à vista de R\$ 2.169 (US\$ 427 milhões), já com os ajustes previstos no contrato. Este valor se soma ao montante de R\$ 182 (US\$ 36 milhões) recebidos na ocasião da assinatura do contrato. Além desse montante, é previsto o recebimento de até US\$ 66 milhões em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do *Brent*. Desta parcela contingente, houve reconhecimento de R\$ 108 (US\$ 22 milhões) em 2023.

c) Polo Potiguar

A operação foi concluída com recebimento de R\$ 5.408 (US\$ 1.100 milhões), com os ajustes previstos no contrato. Tal valor se soma a R\$ 592 (US\$ 110 milhões) recebidos na data de assinatura do contrato, além do montante de R\$ 1.215 (US\$ 235 milhões) atualizados monetariamente conforme contrato, a ser recebido em 4 parcelas iguais e anuais, a partir de março de 2024. Adicionalmente houve o recebimento de R\$ 51 (US\$ 10 milhões), em 2023, a título de ajuste final de preço.

d) Polo Golfinho e Polo Camarupim

A operação foi concluída com recebimento de R\$ 58,5 (US\$ 12,2 milhões), já com os ajustes previstos no contrato. Tal valor se soma o montante de R\$ 15,5 (US\$ 3 milhões) recebidos na assinatura do contrato. Além desse montante, é previsto o recebimento de até US\$ 60 milhões em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do Brent e desenvolvimento dos ativos. Desta parcela contingente, houve reconhecimento de R\$ 98 (US\$ 20 milhões) em 2023.

31.3. Operação rescindida

Em 31 de dezembro de 2022, os ativos e passivos classificados como mantidos para vendas contemplavam a Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) e ativos logísticos associados, no Ceará.

Em novembro de 2023, o contrato para venda da refinaria e seus ativos logísticos associados foi rescindido, em razão da ausência de cumprimento de condições precedentes até o prazo final definido em contrato. Desta forma, os ativos e passivos objetos da transação deixaram de ser classificados como mantidos para venda.

A Petrobras realizou a devolução do adiantamento referente a esta transação, no montante de R\$ 19,7 (US\$ 3,4 milhões atualizados até a data de pagamento, conforme contrato).

31.4. Ativos contingentes em vendas de ativos e outras operações

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

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

Operações	Data de fechamento da operação	No fechamento da operação US\$ milhões	Ativo reconhecido no exercício findo em 31 de dezembro de 2023		Ativo reconhecido em exercícios anteriores US\$ milhões	Valor de ativos contingentes em 31.12.2023 US\$ milhões
			US\$ milhões	R\$		
Vendas em exercícios anteriores						
Polo Riacho da Forquilha	Dez/2019	62	30	148	28	4
Polos Pampo e Enchova	Jul/2020	650	66	325	180	404
Campo de Baúna	Nov/2020	285	64	317	132	89
Polo Miranga	Dez/2021	85	15	73	55	15
Polo Cricaré	Dez/2021	118	54	267	22	42
Polo Peroá	Ago/2022	43	–	–	10	33
Papa-Terra	Dez/2022	90	1	3	15	74
Venda no exercício						
Albacora Leste	Jan/2023	250	58	290	–	192
Polo Norte Capixaba	Abr/2023	66	22	108	–	44
Polo Golfinho e Polo Camarupim	Ago/2023	60	20	98	–	40
Excedentes da Cessão Onerosa						
Sépia e Atapu	Abr/2022	5.244	255	1.235	693	4.296
Total		6.953	585	2.864	1.135	5.233

31.5. Outras Operações

Em 28 de dezembro de 2023, foi concluído o processo de encerramento da subsidiária integral Ibiritermo S.A. A liquidação e extinção da subsidiária não gerou efeitos patrimoniais e de resultado nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas da companhia.

31.6. Fluxos de caixa advindos de venda de participação com perda de controle

As vendas de participação societária que resultaram em perda de controle e os fluxos de caixa advindos dessas transações estão apresentados a seguir:

	Valor recebido	Caixa e equivalentes de caixa de controladas com perda de controle	Fluxo de caixa líquido
2022			
Gaspetro	2.098	(112)	1.986
REMAN	1.231	(117)	1.114
Total	3.329	(229)	3.100

No exercício findo em 31 de dezembro de 2023 não houve vendas de participação societária que resultassem em perda de controle.

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.

Quando uma transação refletir a venda de um componente da companhia que represente uma importante linha separada de negócios, a referida transação é considerada uma operação descontinuada, sendo seus resultados e fluxos de caixa apresentados de forma segregada a partir da classificação dos respectivos ativos e passivos como mantidos para venda.

32. Financiamentos

32.1. Saldo por tipo de financiamento

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Mercado bancário	10.949	6.705	10.805	6.618
Mercado de capitais	15.151	15.108	14.564	14.372
Bancos de fomento ⁽¹⁾	3.379	3.770	15	185
Partes relacionadas (nota explicativa 36.5)	-	-	32.006	36.541
Outros	4	19	-	-
Total no país	29.483	25.602	57.390	57.716
Mercado bancário	30.513	43.759	12.081	17.365
Mercado de capitais	69.636	73.368	-	-
Agência de crédito à exportação	9.055	12.745	-	-
Partes relacionadas (nota explicativa 36.1)	-	-	323.684	361.060
Outros	744	812	-	-
Total no exterior	109.948	130.684	335.765	378.425
Total de financiamentos	139.431	156.286	393.155	436.141
Circulante	20.923	18.656	46.736	120.724
Não circulante	118.508	137.630	346.419	315.417

(1) Inclui BNDES, FINAME e FINEP.

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Financiamentos de curto prazo	17	–	32.007	36.541
Parcela corrente de financiamentos de longo prazo	18.282	16.231	11.835	82.443
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	2.624	2.425	2.894	1.740
Circulante	20.923	18.656	46.736	120.724

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por R\$ 66.514 em global notes, emitidas no exterior pela PGF, e R\$ 9.821 em debêntures e R\$ 4.743 em notas comerciais escriturais, emitidas no Brasil pela Petrobras.

Os global notes possuem vencimentos entre 2024 e 2115 e não exigem garantias reais. Tais financiamentos foram realizados em dólares, euros e libras, sendo 87%, 2% e 11%, do total de global notes, respectivamente.

As debêntures e as notas comerciais, com vencimentos entre 2024 e 2037, não exigem garantias reais e não são conversíveis em ações ou em participações societárias.

32.2. Movimentação

	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

	Consolidado		
	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	25.209	174.015	199.224
Captações	4.467	10.689	15.156
Amortizações de principal ⁽¹⁾	(5.194)	(41.456)	(46.650)
Amortizações de juros ⁽¹⁾	(1.522)	(8.125)	(9.647)
Encargos incorridos no período ⁽²⁾	2.039	9.610	11.649
Variações monetárias e cambiais	603	(3.014)	(2.411)
Ajuste acumulado de conversão	–	(11.035)	(11.035)
Saldo de 31 de dezembro de 2022	25.602	130.684	156.286

(1) Inclui pré-pagamentos.

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

No exercício findo em 31 de dezembro de 2023, a companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de R\$ 30.980.

A companhia captou R\$ 10.716 destacando-se, (i) oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes), no valor de R\$ 5.928 com vencimento em 2033, e (ii) captações no mercado bancário nacional, no valor de R\$ 4.438.

A companhia realizou operação de troca nos termos de uma dívida no mercado bancário nacional no valor de R\$ 2.500, alterando o prazo de 2024 para 2030. A modificação dos termos contratuais não foi substancial e resultou em um ganho por modificação de R\$ 82.

32.3. Reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento - Consolidado

	2023			2022		
	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros
Movimento em financiamentos	10.716	(21.168)	(9.796)	15.156	(46.650)	(9.647)
Reestruturação de dívida	–	382	–	–	(596)	–
Depósitos vinculados ⁽¹⁾	–	(294)	(104)	–	(91)	(17)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	10.716	(21.080)	(9.900)	15.156	(47.337)	(9.664)

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

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

Vencimento em							Consolidado	
	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total ⁽¹⁾	Valor justo
Financiamentos em Dólares (US\$):	17.317	12.147	7.068	11.607	7.401	43.842	99.382	100.024
Indexados a taxas flutuantes ⁽²⁾	13.418	9.269	5.417	8.306	2.534	2.073	41.017	
Indexados a taxas fixas	3.899	2.878	1.651	3.301	4.867	41.769	58.365	
Taxa média a.a.	5,5%	5,5%	6,2%	5,8%	5,4%	6,6%	6,3%	
Financiamentos em Reais (R\$):	3.164	1.244	2.434	723	734	19.729	28.028	30.045
Indexados a taxas flutuantes ⁽³⁾	573	700	700	196	196	12.376	14.741	
Indexados a taxas fixas	2.591	544	1.734	527	538	7.353	13.287	
Taxa média a.a.	6,9%	6,6%	6,7%	7,2%	7,4%	6,6%	6,8%	
Financiamentos em Euro (€):	247	1.453	-	-	656	2.286	4.642	4.697
Indexados a taxas fixas	247	1.453	-	-	656	2.286	4.642	
Taxa média a.a.	4,7%	4,7%	-	-	4,6%	4,7%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	195	-	2.849	-	-	4.335	7.379	7.221
Indexados a taxas fixas	195	-	2.849	-	-	4.335	7.379	
Taxa média a.a.	6,3%	-	6,2%	-	-	6,6%	6,4%	
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%	-
Total em 31 de dezembro de 2022	18.656	20.577	16.061	13.164	15.096	72.732	156.286	155.766
Taxa média a.a.	6,7%	6,5%	6,1%	6,2%	6,0%	6,6%	6,5%	-

(1) Em 31 de dezembro de 2023, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 11,38 anos (12,07 anos em 31 de dezembro de 2022).

(2) Operações com indexador variável + spread fixo.

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

Em 31 de dezembro de 2023, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

- Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de R\$ 67.639 (R\$ 68.146, em 31 de dezembro de 2022); e
- Nível 2 - método de fluxo de caixa descontado pelas taxas *spot* interpoladas dos indexadores (ou *proxies*) dos respectivos financiamentos, observadas às moedas atreladas, e pelo risco de crédito da Petrobras, no valor de R\$ 74.348 (R\$ 87.620, em 31 de dezembro de 2022).

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

Em 31 de dezembro de 2023, aproximadamente 23% do valor dos financiamentos do Sistema Petrobras são dívidas que passaram a ser atreladas ao SOFR e ter como parâmetro os Spread de Ajuste de Crédito (CSA - Credit Spread Adjustment) negociados com os credores, remanescendo 1% que ainda passará por alterações contratuais para esse novo indexador.

As renegociações realizadas até o momento foram tão somente para a troca do indexador da LIBOR e são necessárias como consequência direta da reforma da taxa de juros de referência e, nesses novos fluxos de caixa renegociados, a troca do indexador é 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 companhia não espera que haja impactos materiais para os contratos que ainda passarão por alterações contratuais para o novo indexador, considerando que serão realizadas em condições de mercado.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 35.2.2.

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

Vencimento	2024	2025	2026	2027	2028	2029		Consolidado	
						em diante	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2022
Principal	18.466	15.176	12.615	12.588	9.444	72.984	141.273	165.419	
Juros	9.303	7.875	7.221	6.014	4.947	73.768	109.128	129.478	
Total⁽¹⁾	27.769	23.051	19.836	18.602	14.391	146.752	250.401	294.897	

(1) O fluxo nominal dos arrendamentos encontra-se na nota explicativa 33.

32.5. Linhas de crédito

Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	31.12.2023	
						Saldo	
No exterior (Valores em US\$ milhões)							
PGT BV	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2026	5.000	-	-	5.000
PGT BV ⁽¹⁾	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2026	2.050	-	-	2.050
Total				7.050	-	-	7.050
No país							
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2026	2.000	-	-	2.000
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	05/09/2025	2.000	-	-	2.000
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	329	-	-	329
Total				4.329	-	-	4.329

(1) Em 30 de junho de 2023, a Petrobras reduziu parte da linha de crédito compromissada (Revolving Credit Facility) para US\$ 2.050 milhões ante US\$ 3.250 milhões contratados em 2019. Dessa forma, US\$ 2.050 milhões estarão disponíveis para saque a partir de 1º de julho de 2023 até 27 de fevereiro de 2026.

32.6. Covenants e Garantias

32.6.1. Covenants

Em 31 de dezembro de 2023, a companhia possui obrigações atendidas relacionadas aos contratos de dívida (covenants), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício; (ii) cláusula de Negative Pledge/Permitted Liens, onde a Petrobras e suas subsidiárias materiais se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (iv) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituem e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento; (v) cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos, incluindo, mas não limitado ao Office of Foreign Assets Control – OFAC, Departamento de Estado e Departamento de Comércio, pela União Europeia e pelas Nações Unidas.

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

32.6.2. Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Petrobras. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos, que contam com garantias reais. Tais contratos representam 13,9% do total dos financiamentos, com destaque para contrato obtido junto ao China Development Bank (CDB), conforme nota explicativa 36.6.

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidos pelos próprios projetos, bem como por penhor de direitos creditórios.

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela companhia, não possuem garantias reais.

Prática contábil

Os financiamentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo menos os custos de transação diretamente atribuíveis, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

Quando os seus termos contratuais são modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado, quando da modificação não substancial dos seus termos, e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do exercício. Quando tal modificação for substancial, o financiamento original é extinto e reconhecido um novo passivo financeiro, com impacto no resultado do exercício.

33. Arrendamentos

Os arrendamentos incluem, principalmente, unidades de produção de petróleo e gás natural, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, navios, embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edificações. A movimentação dos contratos de arrendamento reconhecidos como passivos está demonstrada a seguir:

	Arrendadores		Consolidado
	no país	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\$ 70 referente movimentação de passivos mantidos para venda.

	Arrendadores		Consolidado
	no país	no exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	25.695	102.899	128.594
Remensuração/Novos contratos	14.047	11.286	25.333
Pagamentos de principal e juros	(9.232)	(18.780)	(28.012)
Encargos incorridos no período	1.884	5.132	7.016
Variações monetárias e cambiais	(921)	(6.668)	(7.589)
Ajuste acumulado de conversão	-	(166)	(166)
Transferências	(62)	(697)	(759)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	31.411	93.006	124.417
Circulante			28.994
Não Circulante			95.423

Em 31 de dezembro de 2023, o valor do passivo de arrendamento da Petrobras Controladora é de R\$ 169.605 (R\$ 132.160 em 31 de dezembro de 2022), incluindo arrendamentos e subarrendamentos com empresas investidas, principalmente embarcações com a PNBV e Transpetro.

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

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Fluxo de Pagamentos - Futuro Nominal	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante	Total	Consolidado
								Impostos a recuperar
Contratos sem cláusulas de reajuste								
Embarcações	16.585	11.851	6.682	2.520	1.487	5.913	45.038	1.331
Outros	613	400	239	120	11	-	1.383	126
Contratos com cláusulas de reajuste - exterior ⁽¹⁾								
Plataformas	10.237	11.015	10.263	10.210	10.059	111.056	162.840	-
Embarcações	1.705	1.570	1.469	1.250	94	-	6.088	-
Contratos com cláusulas de reajuste - país								
Embarcações	3.805	2.626	1.391	420	34	26	8.302	769
Imóveis	1.615	1.062	1.016	950	809	6.701	12.153	472
Outros	1.460	1.190	960	827	622	1.890	6.949	643
Valor nominal em 31 de dezembro de 2023	36.020	29.714	22.020	16.297	13.116	125.586	242.753	3.341
Valor nominal em 31 de dezembro de 2022	29.797	24.115	17.640	12.492	11.071	75.646	170.761	2.895

⁽¹⁾ Contratos firmados na moeda norte-americana - US\$.

A seguir são apresentadas as principais informações por família de contratos de arrendamento, onde plataformas e embarcações representam aproximadamente 92,3% do passivo de arrendamento.

Fluxo de pagamentos futuros a valor presente ⁽¹⁾	Taxa Desconto (% a.a.)	Prazo Médio (anos)	Impostos a Recuperar	Consolidado	
				31.12.2023	31.12.2022
Contratos sem cláusulas de reajuste					
Embarcações	5,0001	4,6 anos	1.332	40.235	38.718
Outros	4,8405	3,1 anos	127	1.285	783
Contratos com cláusulas de reajuste - exterior					
Plataformas	6,2966	17,7 anos	-	98.451	64.385
Embarcações	6,355	3,5 anos	-	5.455	4.371
Contratos com cláusulas de reajuste - país					
Embarcações	10,933	2,5 anos	768	7.290	6.773
Imóveis	7,9769	21,4 anos	472	5.953	5.269
Outros	11,2737	6,6 anos	642	4.962	4.118
TOTAL	6,0418	14,4 anos	3.341	163.631	124.417

(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 reconhecidos como despesa:

	Consolidado	
	2023	2022
Pagamentos variáveis	5.337	5.445
Prazo inferior a 1 ano	542	613
Pagamentos variáveis em relação a pagamentos fixos	17%	19%

Em 31 de dezembro de 2023, o valor nominal de contratos de arrendamento que ainda não tinham sido iniciados, em função dos ativos relacionados estarem em construção ou não terem sido disponibilizados para uso, representam o montante de R\$ 316.418 (R\$ 416.962 em 31 de dezembro de 2022).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 35.2.

Prática contábil

Os passivos de arrendamento, incluindo aqueles cujos ativos subjacentes são de baixo valor, são mensurados pelo valor presente dos pagamentos dos arrendamentos sem refletir a inflação futura projetada, que levam em consideração impostos a recuperar, bem como prazos não canceláveis e opções de extensão quando forem razoavelmente certas.

Os fluxos de pagamentos são descontados pela taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, visto que as taxas de juros implícitas nos contratos de arrendamento com terceiros normalmente não podem ser prontamente determinadas.

Remensurações no passivo de arrendamento refletem alterações oriundas de índices ou taxas contratuais, bem como nos prazos dos arrendamentos devido a novas expectativas de prorrogações ou rescisões do arrendamento.

Os juros incorridos atualizam o passivo de arrendamento e são classificados como despesas financeiras, enquanto os pagamentos reduzem o seu valor contábil. De acordo com a gestão de risco cambial da companhia, as variações cambiais oriundas do saldo de passivos de arrendamento denominados em dólares norte-americanos são designadas como instrumentos de proteção de relações de hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis (vide nota explicativa 35.2.2).

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

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

34. Patrimônio líquido

34.1. Capital subscrito e integralizado

Em 31 de dezembro de 2023 e 2022, 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.

34.2. Reserva de capital

Ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de R\$ 7 (R\$ 7 em 31 de dezembro de 2022), reconhecidas contra ações em tesouraria.

34.3. Transações de capital

34.3.1. Gastos com emissão de ações

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos, no montante de R\$ 477 (R\$ 477 em 31 de dezembro de 2022).

34.3.2. Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se referem a transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários, no valor de R\$ 3.799 (R\$ 3.795 em 31 de dezembro de 2022).

34.3.3. Ações em tesouraria

Ações de titularidade da Petrobras que estão mantidas em tesouraria no montante de R\$ 3.651 (R\$ 7 em 31 de dezembro de 2022), representadas por 104.359.669 ações, sendo 222.760 ações ordinárias e 104.136.909 ações preferenciais.

34.4. Destinação do resultado e remuneração aos acionistas

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

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Controladora	
	2023	2022
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	124.606	188.328
Dividendos prescritos	33	55
Lucros acumulados para destinação	124.639	188.383
Destinação dos lucros acumulados:		
Reserva legal	6.160	9.417
Reserva de custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico	634	1.027
Reserva de incentivos fiscais	1.555	2.385
Reserva de remuneração do capital	43.871	-
Dividendos propostos dos lucros acumulados	72.419	175.554
Total da destinação dos lucros acumulados	124.639	188.383
Dividendos propostos dos lucros acumulados:		
Dividendos mínimos obrigatórios	29.223	44.131
Dividendos adicionais da parcela remanescente dos lucros acumulados	43.196	131.423
Dividendos propostos dos lucros acumulados	72.419	175.554
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros	-	47.006
Total dos dividendos propostos	72.419	222.560

34.4.1. Reservas de lucros**Reserva legal**

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações, até o limite de 20% do capital social. O saldo desta reserva atingiu o limite legal em 31 de dezembro de 2023, totalizando R\$ 41.086 (R\$ 34.926 em 31 de dezembro de 2022).

Reservas estatutárias

Em 30 de novembro de 2023, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a revisão do artigo 56 do Estatuto Social da Petrobras, criando a reserva estatutária de remuneração do capital.

De acordo com o Estatuto Social, a constituição das reservas estatutárias previstas abaixo deverá ser considerada na proposta para distribuição de lucros, observada a seguinte ordem de prioridade:

- Reserva de custeio dos programas de P&D: constituída mediante a apropriação do lucro líquido equivalente a 0,5% do capital social, até o limite de 5% do capital social, e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva atingiu o limite em 31 de dezembro de 2023.
- Reserva de remuneração do capital: poderá ser constituída mediante a apropriação de até 70% do lucro líquido ajustado de cada exercício, observados o art. 202 da Lei das Sociedades por Ações e a Política de Remuneração aos Acionistas, até o limite do capital social, tendo como finalidade assegurar recursos para o pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio, ou outra forma de remuneração aos acionistas prevista em lei, suas antecipações, recompras de ações autorizadas por lei, absorção de prejuízos e, como finalidade remanescente, incorporação ao capital social.

O quadro a seguir demonstra a movimentação das reservas estatutárias:

	Custeio dos programas de P&D	Remuneração do capital	Controladora Total de Reservas Estatutárias
Saldos em 31 de dezembro de 2021	8.611	-	8.611
Apropriações do lucro líquido em reservas	1.027	-	1.027
Saldos em 31 de dezembro de 2022	9.638	-	9.638
Apropriações do lucro líquido em reservas	634	43.871	44.505
Saldos em 31 de dezembro de 2023	10.272	43.871	54.143

Reserva de incentivos fiscais

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

O saldo desta reserva é de R\$ 7.499 (R\$ 5.944 em 31 de dezembro de 2022) referente ao incentivo de subvenção para investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM).

Reserva de retenção de lucros

É destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações. O saldo desta reserva é de R\$ 42.023 (R\$ 42.023 em 31 de dezembro de 2022).

34.4.2. 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%.

Política de remuneração aos acionistas

A política de remuneração aos acionistas, aprovada pelo Conselho de Administração em 28 de julho de 2023, define os seguintes parâmetros para distribuição de dividendos:

- remuneração mínima anual de US\$ 4 bilhões para exercícios em que o preço médio do *Brent* for superior a US\$ 40/bbl, a qual poderá ser distribuída independente do seu nível de endividamento, desde que observados os princípios previstos na política. Essa remuneração será equivalente para as ações ordinárias e as ações preferenciais, desde que supere o valor mínimo para as ações preferenciais previsto no estatuto social da companhia;
- em caso de dívida bruta igual ou inferior ao nível máximo de endividamento definido no plano estratégico em vigor (US\$ 65 bilhões no PE 2024-2028) e de resultado positivo acumulado, a serem verificados no último resultado trimestral apurado e aprovado pelo Conselho de Administração, a companhia deverá distribuir aos seus acionistas 45% (anteriormente 60%) do fluxo de caixa livre, correspondente ao fluxo de caixa operacional deduzido das aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societária, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor de US\$ 4 bilhões e não comprometa a sustentabilidade financeira da companhia. A fórmula acima será aplicada, a cada trimestre, sobre os fluxos de caixa do consolidado da companhia do respectivo trimestre;
- 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;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

- 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. Conseqüentemente, o pagamento da remuneração aos acionistas não deve comprometer a sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos da companhia.

Programa de recompra de ações

Em 3 de agosto de 2023, o CA aprovou o programa de recompra de ações, cujo objetivo é a aquisição de até 157,8 milhões ações preferenciais de emissão da companhia, na Bolsa de Valores do Brasil (B3), para permanência em tesouraria com posterior cancelamento, sem redução do capital social. O Programa será realizado no contexto da política de remuneração de acionistas, aprovada em 28 de julho de 2023, e no prazo máximo de 12 meses.

Proposta de remuneração aos acionistas da Petrobras

A remuneração aos acionistas do exercício de 2023 da Petrobras, no montante de R\$ 76.061, foi calculada com base na fórmula da política, considerando 60% do fluxo de caixa livre do primeiro trimestre de 2023, conforme política vigente à época, e 45% do fluxo de caixa livre dos demais trimestres de 2023, contemplando a proposta de distribuição de dividendos, além do programa de recompra de ações.

	Controladora	
	2023	2022
Dividendos e juros sobre o capital próprio (JCP)	72.419	222.560
Recompra de ações ⁽¹⁾	3.642	-
Total da remuneração aos acionistas	76.061	222.560

(1) Exclui custos de transação no valor de R\$ 2.

A remuneração aos acionistas do exercício de 2022, no montante de R\$ 222.560, foi superior a calculada com base na política vigente à época (R\$ 123.452).

Dividendos antecipados relativos ao exercício de 2023

Em 2023, o CA aprovou antecipações de dividendos e JCP no montante de R\$ 57.152, equivalente a R\$ 4,38822850 por ação preferencial e ordinária em circulação em cada trimestre, com base no resultado de janeiro a setembro de 2023 (intercalares), conforme quadro a seguir:

	Data de aprovação do CA	Data da posição acionária	Valor por ação PN e ON (R\$)	Controladora Valor
Dividendos e JCP intercalares - 1º trimestre de 2023	11.05.2023	12.06.2023	1,89357700	24.700
Dividendos e JCP intercalares - 2º trimestre de 2023	03.08.2023	21.08.2023	1,14930400	14.992
Dividendos e JCP intercalares - 3º trimestre de 2023 ⁽¹⁾	09.11.2023	21.11.2023	1,34534750	17.460
Total da antecipação da remuneração aos acionistas			4,38822850	57.152
Atualização monetária das antecipações pela Selic ⁽²⁾			0,08210985	1.063
Total da antecipação da remuneração aos acionistas atualizada monetariamente pela Selic			4,47033835	58.215

(1) O valor por ação dos proventos antecipados do 3º trimestre de 2023 foram atualizados devido à alteração do número de ações em tesouraria decorrente do Programa de Recompra de Ações vigente.

(2) O valor por ação da atualização monetária das antecipações pela Selic foi calculado com base nas ações em circulação em 31 de dezembro de 2023.

Essas antecipações foram atualizadas monetariamente pela Selic, desde a data de pagamento até 31 de dezembro de 2023, no valor de R\$ 1.063 (R\$ 0,08210985 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 2023.

Os juros sobre capital próprio antecipados do exercício de 2023 resultaram em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de R\$ 6.481. 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.

Dividendos propostos relativos ao exercício de 2023

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

	Controladora	
	2023	2022
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	124.606	188.328
Apropriação:		
Reserva legal	(6.160)	(9.417)
Reserva de incentivos fiscais	(1.555)	(2.385)
Lucro líquido ajustado	116.891	176.526
Dividendos mínimos obrigatórios:		
25% do lucro líquido ajustado	29.223	44.131
Dividendos adicionais:		
Dividendos adicionais da parcela remanescente dos lucros acumulados	43.196	131.423
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros	-	47.006
Total dos dividendos propostos	72.419	222.560
Ações preferenciais (PN) - R\$ 5,56928679 por ação em circulação em 2023 (R\$ 17,06202044 por ação em circulação em 2022)	30.978	95.581
Ações ordinárias (ON) - R\$ 5,56928679 por ação em circulação em 2023 (R\$ 17,06202044 por ação em circulação em 2022)	41.441	126.979

A proposta de dividendos do exercício de 2023 a ser encaminhada para aprovação da AGO de 2024, no montante de R\$ 72.419 (R\$ 5,56928679 por ação preferencial e ordinária em circulação), contempla o dividendo mínimo obrigatório de R\$ 29.223, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de R\$ 43.196 oriundos da parcela remanescente dos lucros acumulados do exercício. Essa proposta é superior à prioridade das ações preferenciais e está aderente à política de remuneração aos acionistas.

O valor por ação dos dividendos propostos pode sofrer variação até a data da AGO, data da posição acionária, em decorrência do programa de recompra que reduz o número de ações em circulação.

Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2023, o saldo de dividendos a pagar aos acionistas da Petrobras é de R\$ 16.947, líquido de IRRF sobre JCP, referente à antecipação da remuneração aos acionistas aprovada pelo Conselho de Administração em 9 de novembro de 2023 relativa ao terceiro trimestre de 2023. A primeira parcela desses dividendos foi paga em 20 de fevereiro de 2024 e a segunda parcela será paga em 20 de março de 2024.

	Controladora	
	2023	2022
Movimentação dos dividendos a pagar		
Saldo inicial	21.751	-
Adição por deliberação da AGO	35.815	37.320
Adição por deliberação do CA (antecipações)	57.152	179.964
Pagamento	(97.925)	(194.200)
Atualização monetária	2.562	1.425
Transferências (dividendos não reclamados)	(405)	(862)
IRRF sobre JCP e atualização monetária ⁽¹⁾	(2.003)	(1.896)
Saldo final	16.947	21.751

(1) Inclui IRRF sobre JCP deliberados em 2023 de R\$ 1.750 e sobre atualização monetária dos dividendos pagos em 2023 de R\$ 253.

Os dividendos adicionais propostos de R\$ 14.204, equivalentes a R\$ 1,09894844 por ação preferencial e ordinária em circulação, estão destacados no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2023 até que a proposta de remuneração aos acionistas seja aprovada pela AGO em 25 de abril de 2024, quando serão reconhecidos como passivo.

No exercício de 2023, a Petrobras realizou os seguintes desembolsos de dividendos:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Eventos	Data de pagamento	Provento deliberado	Atualização monetária	IRRF s/ atualização monetária	Dividendos não reclamados	Total pago
Dividendos e JCP do 3º trimestre de 2022 ⁽¹⁾	19/01/2023	21.751	156	(16)	(101)	21.790
Dividendos complementares de 2022 - 1ª parcela	19/05/2023	17.908	885	(90)	(85)	18.618
Dividendos complementares de 2022 - 2ª parcela	16/06/2023	11.411	680	(69)	(55)	11.967
Dividendos e JCP do 1º trimestre de 2023 - 1ª parcela ⁽²⁾	18/08/2023	11.553	-	-	(50)	11.503
Dividendos do 1º trimestre de 2023 - 2ª parcela	20/09/2023	12.350	-	-	(56)	12.294
Dividendos e JCP do 2º trimestre de 2023 - 1ª parcela ⁽³⁾	21/11/2023	7.056	-	-	(31)	7.025
Dividendos do 2º trimestre de 2023 - 2ª parcela	15/12/2023	7.496	-	-	(34)	7.462
Dividendos complementares de 2022 - 3ª parcela	27/12/2023	6.496	841	(78)	(33)	7.226
Pagamentos residuais de dividendos de exercícios anteriores	Jan-Dez/2023	-	-	-	40	40
Total		96.021	2.562	(253)	(405)	97.925

(1) Valor bruto deliberado de R\$ 21.841, líquido de IRRF s/ JCP de R\$ 90 recolhido em 2022.

(2) Valor bruto deliberado de R\$ 12.350, líquido de IRRF s/ JCP de R\$ 797 recolhido em 2023.

(3) Valor bruto deliberado de R\$ 7.496, líquido de IRRF s/ JCP de R\$ 440 recolhido em 2023.

A remuneração aos acionistas do exercício de 2022 contemplou os dividendos complementares de R\$ 35.815, que foram reclassificados do patrimônio líquido para o passivo na data de aprovação da AGO e pagos no exercício de 2023 em três parcelas atualizadas monetariamente pela variação da taxa Selic desde 31 de dezembro de 2023 até as respectivas datas de pagamento.

Recompra de ações no exercício de 2023

No período de 1º de setembro a 31 de dezembro de 2023, a companhia recomprou 104.064.000 ações preferenciais pelo montante de R\$ 3.644, que inclui os custos de transação de R\$ 2.

34.4.3. Dividendos não reclamados

Em 31 de dezembro de 2023, o saldo dos dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras representa R\$ 1.630 (R\$ 1.258 em 31 de dezembro de 2022) 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.

	2023	Controladora 2022
Movimentação dos dividendos não reclamados		
Saldo inicial	1.258	451
Prescrição	(33)	(55)
Transferências (dividendos a pagar)	405	862
Saldo final	1.630	1.258

Como a companhia não possui mais a obrigação sobre os valores de dividendos prescritos, o valor de R\$ 33 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 31.12.2023
Expectativa de prescrição dos dividendos não reclamados	
2024	323
2025	873
2026	434
Total	1.630

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.

34.5. Resultado por ação

	Consolidado e Controladora	
	2023	2022
Numerador básico e diluído - Lucro atribuível aos acionistas da Petrobras atribuído igualmente entre as classes de ações		
Lucro líquido do exercício		
Ordinárias	71.212	107.449
Preferenciais	53.394	80.879
	124.606	188.328
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	5.580.057.862	5.601.969.879
	13.022.289.244	13.044.201.261
Lucro básico e diluído por ação (R\$ por ação)		
Ordinárias	9,57	14,44
Preferenciais	9,57	14,44

O resultado por ação básico é calculado dividindo-se o lucro do exercício atribuído aos acionistas da companhia pela média ponderada da quantidade de ações em circulação. A variação na média ponderada da quantidade de ações em circulação é decorrente do Programa de Recompra de Ações (ações preferenciais) vigente na companhia.

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

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

35. Gerenciamento de riscos 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 empresa. Os riscos são administrados considerando governança e controles estabelecidos, unidades especializadas e acompanhamento em comitês estatutários sob orientação da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração. Na companhia, os riscos devem ser considerados em todas as decisões e a sua gestão deve ser realizada de maneira integrada, aproveitando os benefícios da diversificação.

A companhia apresenta análise de sensibilidade a fatores alinhados ao seu processo corporativo de gestão de riscos. Os cenários possível e remoto estão relacionados a eventos de baixa e muito baixa probabilidade de ocorrência, respectivamente. O horizonte de aplicação da sensibilidade é de 1 ano, com exceção das operações com derivativos de commodities, para as quais é aplicado horizonte de 3 meses, em virtude da característica de curto prazo dessas transações.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

35.1. Instrumentos financeiros derivativos**Ativos e passivos**

	Consolidado	
	31.12.2023	31.12.2022
Valor justo da posição Ativa (Passiva)		
Operações com derivativos em aberto	96	(628)
Operações com derivativos encerradas e não liquidadas financeiramente	49	142
Total reconhecido no balanço patrimonial	145	(486)
Outros ativos (nota explicativa 21)	443	281
Outros passivos (nota explicativa 21)	(298)	(767)

A tabela a seguir apresenta o detalhamento das posições com derivativos em aberto mantidas pela companhia em 31 de dezembro de 2023 e representa sua exposição a riscos:

	Valor nocional		Valor Justo Posição Ativa (Passiva)		Vencimento Posição de
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros ⁽¹⁾					
Compra/Petróleo e Derivados	(1.053)	683	4	(209)	
Venda/Petróleo e Derivados	2.527	9.058	-	-	2024
SWAP ⁽²⁾					
Óleo de Soja - Posição vendida ⁽²⁾	(3.580)	(8.375)	-	-	2024
Contratos a Termo					
Venda/Câmbio (BRL/USD) ⁽³⁾	(1)	-	-	-	2024
SWAP					
Swap - CDI X IPCA	3.008	3.008	329	(82)	2029/2034
Câmbio - cross currency swap ⁽³⁾	US\$ 729	US\$ 729	(237)	(336)	2024/2029
Total de operações com derivativos em aberto			96	(628)	

(1) Valor nocional em mil bbl

(2) Valor nocional em mil toneladas (operações da PBIQ).

(3) Valores em US\$ (dólares) representam milhões das respectivas moedas.

Resultado

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do exercício	
	2023	2022
Derivativos de commodities		
Demais operações - 35.2.1 (a)	84	(1.261)
Reconhecido em Outras despesas operacionais	84	(1.261)
Derivativos de moeda		
Swap Libra Esterlina x Dólar	-	(1.508)
Swap CDI x Dólar - 35.2.2 (b)	398	1.104
Outros	2	23
	400	(381)
Derivativos de juros		
Swap - CDI X IPCA	127	(275)
	127	(275)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 35.2.2 (a)	(18.846)	(25.174)
Reconhecido em Resultado Financeiro	(18.319)	(25.830)
Total	(18.235)	(27.091)

Outros resultados abrangentes

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) em outros resultados abrangentes no exercício	
	2023	2022
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 35.2.2 (a)	41.256	53.533

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Colaterais por natureza das operações

	Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	31.12.2023	31.12.2022
Derivativos de commodities	85	499

35.2. Risco de mercado

35.2.1 Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

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

a) Demais operações de derivativos de commodities

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

b) 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 2023, e desta forma, considera-se que não há variação do resultado das operações em aberto nesse cenário. Os cenários possível e remoto refletem o efeito potencial no resultado das operações em aberto, considerando uma variação no preço de fechamento igual a 20% e 40%, respectivamente. Para simular os cenários mais desfavoráveis, a variação foi aplicada para cada grupo de produto de acordo com a posição das operações em aberto: queda de preço para posições compradas e alta para posições vendidas.

Operações	Risco	Consolidado		
		Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Derivativos não designados como Hedge				
Contratos Futuros e a Termo (Swap)	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	(89)	(178)
Contratos Futuros e a Termo (Swap)	Óleo de soja - Flutuação dos Preços	-	(1)	(2)
Contratos a termo	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	-	-	(1)
		-	(90)	(181)

35.2.2 Gerenciamento de risco cambial

A Política de Gestão de Riscos da Petrobras prevê que a companhia pratique, por princípio, uma gestão integrada de riscos cujo foco não está nos riscos individuais das operações ou das unidades de negócios, mas na perspectiva mais ampla e consolidada da corporação, capturando possíveis benefícios oriundos da diversificação dos negócios.

A companhia considera todos os fluxos de caixa de suas operações em conjunto. Isso se aplica especialmente ao risco de variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano, para o qual, avalia de forma integrada não apenas os seus fluxos de caixa futuros denominados em dólares norte-americanos, como também os fluxos de caixa denominados em reais que sofrem influência da moeda norte-americana, tais como as vendas de diesel e gasolina no mercado interno.

Nesse sentido, o tratamento dos riscos cambiais envolve, preferencialmente, a adoção de ações estruturais com a definição de condições de execução das operações no âmbito dos negócios da Petrobras.

As variações na taxa de câmbio spot R\$/US\$, assim como de outras moedas em relação ao real, podem afetar o lucro líquido e balanço patrimonial. Tais consequências podem advir, principalmente, de itens em moeda estrangeira, tais como transações futuras altamente prováveis, itens monetários e compromissos firmes.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Nessas situações, a companhia busca mitigar o efeito gerado pelas variações potenciais nas taxas de câmbio spot R\$/US\$, principalmente, por meio da captação de recursos de terceiros em dólares norte-americanos visando à redução da exposição líquida entre as obrigações e os recebimentos nessa moeda, numa forma de proteção estrutural, com critérios de liquidez e competitividade de custos.

A proteção ao risco de variação cambial do conjunto das exportações futuras em dólares norte-americanos da companhia em um dado período ocorre por meio do conjunto (portfólio) de endividamento em dólares norte-americanos, buscando a proteção mais eficiente e considerando as alterações nas posições de tais conjuntos ao longo do tempo.

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para tratamento da exposição cambial de certas obrigações, especialmente quando da existência de compromissos em moedas para as quais a companhia não possua expectativa de fluxos de recebimentos.

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

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

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2023, além da expectativa de reclassificação para o resultado do saldo da variação cambial acumulada no patrimônio líquido em períodos futuros, tomando como base uma taxa R\$/US\$ de 4,8413, são apresentados a seguir:

Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de risco protegido	Período de proteção	Valor de referência (a valor presente) dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2023	
				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/2024 a dez/2033	65.138	315.350
Movimentação do valor de referência (principal e juros)				US\$ milhões	R\$
Designação em 31 de dezembro de 2022				62.119	324.121
Novas designações, revogações e redesignações				28.945	144.095
Realização por exportações				(9.380)	(46.894)
Amortização de endividamento				(16.546)	(82.733)
Variação cambial				-	(23.239)
Designação em 31 de dezembro de 2023				65.138	315.350
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e passivos de arrendamento) designados em 31 de dezembro de 2023				84.028	406.807

No exercício findo em 31 de dezembro de 2023, foi reconhecido um ganho cambial de R\$ 829 referente à inefetividade na linha de variação cambial (perda cambial de R\$ 288 no exercício findo em 31 de dezembro de 2022).

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 54,87% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2023, a ser realizada pelas exportações futuras:

	Variação cambial	Efeito tributário	Consolidado
			Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	(70.089)	23.831	(46.258)
Reconhecido no patrimônio líquido	22.410	(7.619)	14.791
Transferido para resultado por realização	18.846	(6.408)	12.438
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(28.833)	9.804	(19.029)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Varição cambial	Efeito tributário	Consolidado Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(123.622)	42.034	(81.588)
Reconhecido no patrimônio líquido	28.359	(9.642)	18.717
Transferido para resultado por realização	25.174	(8.559)	16.615
Saldo em 31 de dezembro de 2022	(70.089)	23.833	(46.256)

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 o resultado. Uma análise de sensibilidade, com preço médio do petróleo *Brent* mais baixo em US\$ 10/barril que o considerado na última revisão do Plano Estratégico 2024-2028, não indicaria a necessidade de reclassificação de variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2023 é demonstrada a seguir:

	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante	Consolidado Total
Expectativa de realização	(11.778)	(6.564)	(4.782)	(5.880)	(3.204)	3.375	(28.833)

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 norte-americanos (instrumentos de proteção), de forma que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos no mesmo momento na demonstração de resultado.

Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de dívidas e passivos de arrendamento (instrumentos financeiros não derivativos) são designadas como instrumentos de proteção.

As relações de *hedge* individuais são estabelecidas na proporção de um para um, ou seja, as “exportações futuras altamente prováveis” de cada mês e as proporções dos fluxos de caixa dos endividamentos, utilizadas em cada relação e *hedge* individual, possuem o mesmo valor nominal em dólares norte-americanos. A companhia considera como “exportações futuras altamente prováveis” apenas uma parte do total de suas exportações previstas.

A exposição das exportações futuras da companhia ao risco de variação da taxa de câmbio spot R\$/US\$ (posição ativa) é compensada por exposição inversa equivalente de suas dívidas em dólares norte-americanos (posição passiva) ao mesmo tipo de risco.

As relações de *hedge* podem ser descontinuadas e reiniciadas em cumprimento com a estratégia de gestão de riscos. Neste sentido, tais avaliações são realizadas mensalmente.

Na contabilidade de *hedge* de fluxos de caixa, a parcela eficaz dos ganhos e perdas cambiais decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido afetar o resultado do período.

Caso as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge*, deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, a relação de *hedge* é revogada e a variação cambial acumulada até a data da revogação é mantida no patrimônio líquido, sendo reclassificada para o resultado à medida que as exportações ocorrerem.

Também podem ocorrer situações em que as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge*, deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Adicionalmente, quando um instrumento financeiro designado como instrumento de *hedge* vence ou é liquidado, a companhia pode substituí-lo por outro instrumento financeiro, de maneira a garantir a continuidade da relação de *hedge*. Similarmente, quando uma transação designada como objeto de proteção ocorre, a companhia pode designar o instrumento financeiro que protege essa transação como instrumento de *hedge* em uma nova relação de *hedge*.

A parcela não eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é registrada no resultado financeiro do período. As potenciais fontes de inefetividade devem-se ao fato dos itens protegidos e dos instrumentos de proteção possuírem prazos de vencimento distintos, bem como pela taxa utilizada para descontar os itens protegidos e os instrumentos de proteção a valor presente.

b) Informações sobre contratos em aberto

Em 31 de dezembro de 2023, a companhia possui contratos de swap - IPCA x CDI e CDI x Dólar em aberto.

Contratos de *swap* – IPCA x CDI e CDI x Dólar

Em 2019, a Petrobras contratou operações de derivativos com o objetivo de se proteger de exposição decorrente da 1ª série da 7ª emissão de debêntures, com operações de swap de juros IPCA x CDI, com vencimento em setembro de 2029 e setembro de 2034, e operações de *cross-currency swap* CDI x Dólar, com vencimentos em setembro de 2024 e setembro de 2029.

Em julho de 2023, foi encerrado o 1º Plano de Recompra de Debêntures, iniciado em 15 de julho de 2022. Durante todo o plano, apenas uma quantidade imaterial desta dívida foi recomprada. A posição nos contratos derivativos de IPCA x CDI e CDI x Dólar permanece inalterada.

Alterações das curvas futuras de juros (CDI) podem trazer impactos no resultado da companhia, em função do valor de mercado desses contratos de *swap*. Na elaboração da análise de sensibilidade nas curvas futuras de taxa de juros, o choque paralelo nesta curva foi estimado em função do prazo médio de vencimento dos *swaps* e da metodologia sobre o horizonte de aplicação da sensibilidade, apresentada anteriormente. Para os cenários possível e remoto, foram aplicados choques paralelos de 40% e 80% nas curvas futuras de taxas de juros, que resultaram em impactos de 400BP (basis points) e 800BP, respectivamente, nas taxas de juros estimados. Os efeitos desta análise de sensibilidade, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, estão apresentados na tabela a seguir:

	Resultado Possível	Resultado Remoto
SWAP cambial (IPCA x USD)	(47)	(92)

A metodologia utilizada para cálculo do valor justo desta operação de *swap* consiste em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato e as projeções das curvas de DI, cupom IPCA e cupom cambial, descontando a valor presente pela taxa livre de risco. As curvas são obtidas na Bloomberg com base nos contratos futuros negociados na bolsa.

Em seguida, a marcação a mercado é ajustada ao risco de crédito das instituições financeiras, que não é relevante em volume financeiro, por utilizarmos bancos de primeira linha.

c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

O cenário considerado provável é referenciado por fonte externa, Focus e Thomson Reuters, com base no câmbio previsto para o fechamento do próximo trimestre. Os cenários possível e remoto possuem as mesmas referências e consideram a valorização do câmbio de fechamento do trimestre (risco) em 20% e 40%, respectivamente, à exceção dos saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de controladas no exterior, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais. Essas análises abrangem apenas a variação cambial e mantém todas as demais variáveis constantes.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Instrumentos	Exposição em 31.12.2023	Risco	Cenário Provável ⁽¹⁾	Cenário Possível	Cenário Remoto
Ativos	41.241	Dólar / real	1.352	8.430	16.860
Passivos	(494.306)		(16.204)	(99.043)	(198.086)
Câmbio - cross currency swap	(3.008)		(99)	(602)	(1.203)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	315.350		10.337	63.070	126.140
	(140.723)		(4.614)	(28.145)	(56.289)
Ativos	6.226	Euro / dólar	86	1.245	2.490
Passivos	(10.615)		(146)	(2.123)	(4.246)
	(4.389)		(60)	(878)	(1.756)
Ativos	7.491	Libra / dólar	110	1.498	2.996
Passivos	(14.769)		(217)	(2.954)	(5.908)
	(7.278)		(107)	(1.456)	(2.912)
Ativos	5	Libra / real	-	1	2
Passivos	(162)		(8)	(32)	(65)
	(157)		(8)	(31)	(63)
Ativos	22	Euro / real	1	4	9
Passivos	(72)		(3)	(14)	(29)
	(50)		(2)	(10)	(20)
Ativos	57	Peso / dólar	(29)	(10)	(17)
	57		(29)	(10)	(17)
Total	(152.540)		(4.820)	(30.530)	(61.057)

(1) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: real x dólar - desvalorização do real em 3,28% / peso x dólar - desvalorização do peso em 98,7% / euro x dólar - valorização do euro em 1,3% / libra x dólar - valorização da libra em 1,42% / real x euro - desvalorização do real em 4,7% / real x libra - desvalorização do real em 4,7%. Fonte: Focus e Thomson Reuters.

35.2.3 Gerenciamento de risco de taxa de juros

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

A análise de sensibilidade de risco de taxa de juros é realizada para um horizonte de 12 meses. Os valores referentes aos cenários possível e remoto significam a despesa total de juros flutuantes caso ocorra uma variação de 40% e 80% nessas taxas de juros, respectivamente, mantendo-se todas as demais variáveis constantes.

A tabela a seguir informa, no cenário provável, o valor a ser desembolsado pela Petrobras com o pagamento de juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 31 dezembro de 2023.

Risco	Consolidado		
	Cenário Provável ⁽¹⁾	Cenário Possível	Cenário Remoto
LIBOR 6M	78	92	106
SOFR 3M ⁽²⁾	470	606	742
SOFR 6M ⁽²⁾	644	764	883
SOFR O/N ⁽²⁾	632	885	1.137
CDI	1.130	1.581	2.033
TR	30	42	54
TJLP	312	436	561
IPCA	495	693	891
	3.791	5.099	6.407

(1) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

(2) Representa a Secured Overnight Funding Rate.

35.3. Gerenciamento de risco de liquidez

A possibilidade de insuficiência de caixa, para liquidar as obrigações nas datas previstas, é gerenciada pela companhia rotineiramente. O risco de liquidez também é mitigado ao se definir parâmetros de referência para a gestão do caixa e das aplicações financeiras e ao analisar periodicamente os riscos do fluxo de caixa projetado, quantificando por meio de simulações de Monte Carlo os seus principais fatores de risco, tais como preço de petróleo, taxa de câmbio, preços internacionais de gasolina e diesel, entre outros. Dessa forma, é possível dimensionar a necessidade de disponibilidades financeiras para a continuidade operacional e a execução do 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 32.5, e avalia regularmente as condições do mercado e pode realizar transações de recompra de seus títulos ou de suas subsidiárias no mercado de capitais internacional, por diversos meios, incluindo ofertas de recompra, resgates de títulos e/ou operações em mercado aberto, desde que estejam em linha com a estratégia de gerenciamento de passivos da companhia, que visa a melhoria do perfil de amortização e do custo da dívida.

Os prazos de vencimento dos financiamentos e do passivo de arrendamento da companhia são apresentados nas notas explicativas 32.4 e 34, respectivamente.

35.4. Gerenciamento de risco de crédito

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

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

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

35.4.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, para definição e monitoramento dos limites de crédito são avaliados o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras e suas demonstrações financeiras, entre outros aspectos.

b) Outros ativos financeiros

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor’s, Moody’s e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	Consolidado			
	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2023	2022	2023	2022
AA	2.871	-	3.150	-
A	33.350	19.860	2.248	4.281
BBB	99	1.105	-	-
BB	15.741	4.787	-	1.071
AAA.br	9.520	15.831	19.911	17.274
AA.br	-	5	-	3
Outras classificações	32	135	2	-
Total	61.613	41.723	25.311	22.629

35.5. Valor justo dos instrumentos financeiros derivativos

	Nível I	Nível II	Nível III	Total do valor justo contabilizado
Ativos				
Derivativos de commodities	4	-	-	4
Derivativos de juros	-	329	-	329
Total em 31 de dezembro de 2023	4	329	-	333
Total em 31 de dezembro de 2022	-	-	-	-
Passivos				
Derivativos de moeda estrangeira	-	(237)	-	(237)
Total em 31 de dezembro de 2023	-	(237)	-	(237)
Total em 31 de dezembro de 2022	(209)	(419)	-	(628)

O valor justo dos demais ativos e passivos financeiros é apresentado nas respectivas notas explicativas: 8 – Títulos e valores mobiliários; 14 – Contas a receber; e 32 – Financiamentos (valor estimado).

Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, a dívida de curto prazo e outros ativos e passivos financeiros são equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

36. Partes relacionadas

A companhia possui uma política de Transações com Partes Relacionadas 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.

NOTAS EXPLICATIVAS
PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

36.1. Transações comerciais por operação com empresas do sistema (controladora)

	31.12.2023			31.12.2022		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo						
Contas a receber						
Contas a receber, principalmente por vendas	26.031	-	26.031	26.388	-	26.388
Dividendos a receber	344	-	344	94	-	94
Valores vinculados à construção de gasoduto	-	719	719	-	820	820
Outras operações	30	198	228	678	200	878
Adiantamentos a fornecedores	553	1.578	2.131	614	2.010	2.624
Total	26.958	2.495	29.453	27.774	3.030	30.804
Passivo						
Arrendamentos ⁽¹⁾	(2.357)	(3.303)	(5.660)	(2.113)	(4.630)	(6.743)
Operações de mútuo	(1.365)	(91.806)	(93.171)	(1.093)	(52.569)	(53.662)
Pré pagamento de exportação	(6.537)	(223.976)	(230.513)	(76.192)	(231.206)	(307.398)
Fornecedores (nota explicativa 16)	(7.568)	-	(7.568)	(13.455)	-	(13.455)
Compras de petróleo, derivados e outras	(5.464)	-	(5.464)	(9.471)	-	(9.471)
Afretamento de plataformas	(260)	-	(260)	(365)	-	(365)
Adiantamentos de clientes	(1.848)	-	(1.848)	(3.614)	-	(3.614)
Outros	4	-	4	(5)	-	(5)
Total	(17.827)	(319.085)	(336.912)	(92.853)	(288.405)	(381.258)

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

	2023	2022
Resultado		
Receitas, principalmente de vendas	125.344	151.255
Variações monetárias e cambiais líquidas ⁽²⁾	(959)	(15.656)
Receitas (despesas) financeiras líquidas ⁽²⁾	(24.179)	(22.748)
Total	100.206	112.851

(2) Inclui os valores de R\$ 109 de variação cambial ativa e R\$ 530 de despesa financeira referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos requeridos pelo IFRS 16 / CPC 06 (R2) (R\$ 161 de variação cambial ativa e R\$ 604 de despesa financeira em 2022).

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

	31.12.2023		31.12.2022		31.12.2023		31.12.2022	
	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	24.929	1.763	26.692	28.427	(12.612)	(315.782)	(328.394)	(371.698)
Transpetro	631	13	644	382	(3.119)	(2.500)	(5.619)	(7.144)
Termoelétricas	1	-	1	2	(362)	(439)	(801)	(324)
Fundo de Investimento Imobiliário	6	-	6	6	(154)	(364)	(518)	(641)
Associação Petrobras de Saúde (APS)	539	-	539	569	(946)	-	(946)	(677)
Outras controladas e Operações em conjunto	536	719	1.255	1.294	(616)	-	(616)	(733)
Total	26.642	2.495	29.137	30.680	(17.809)	(319.085)	(336.894)	(381.217)
Coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto								
Empresas do Setor Petroquímico	173	-	173	41	(16)	-	(16)	(48)
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	143	-	143	83	(2)	-	(2)	7
Total	316	-	316	124	(18)	-	(18)	(41)
Total	26.958	2.495	29.453	30.804	(17.827)	(319.085)	(336.912)	(381.258)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

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

	2023	2022
Controladas e Operações em conjunto		
PIB BV	84.749	81.749
Gaspetro ⁽¹⁾	-	6.602
Refinaria Manaus ⁽²⁾	-	2.308
Transpetro	2.241	2.084
Termoelétricas	(48)	(56)
Fundo de Investimento Imobiliário	(71)	(80)
Associação Petrobras de Saúde (APS)	15	15
Outras controladas e Operações em conjunto	(3.659)	(2.962)
	83.227	89.660
Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto		
Empresas do Setor Petroquímico	15.948	21.519
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	1.031	1.672
	16.979	23.191
Total	100.206	112.851

(1) Incluem os valores no Resultado com as empresas do Grupo Gaspetro até julho de 2022, quando foram desinvestidas.

(2) Incluem os valores no Resultado com a empresa Refinaria Manaus até novembro de 2022, quando foi desinvestida.

36.4. Taxas anuais de operações de mútuo

	Controladora	
	31.12.2023	31.12.2022
De 7,01 a 8%	(41.961)	(53.662)
De 8,01 a 9%	(51.210)	-
Total	(93.171)	(53.662)

36.5. 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	
	31.12.2023	31.12.2022
Contas a receber, líquidas (nota explicativa 14.1)	28.797	40.007
Cessões de direitos creditórios	(32.006)	(36.541)
	2023	2022
Receita financeira FIDC-NP (nota explicativa 12)	4.968	6.450
Despesa financeira FIDC-NP	(4.352)	(4.290)
Resultado financeiro	616	2.160

36.6. Garantias

A Petrobras tem como procedimento conceder garantias às 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.

Como resultado da estratégia de liquidações antecipadas de dívidas no decorrer do ano, as operações financeiras realizadas por estas subsidiárias e garantidas pela Petrobras apresentam os seguintes saldos a liquidar:

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Data de Vencimento das Operações	PGF ⁽¹⁾	PGT ⁽²⁾	31.12.2023	31.12.2022
			Total	Total
2023	-	-	-	755
2024	2.772	-	2.772	2.985
2025	4.391	11.135	15.526	23.472
2026	4.540	1.260	5.800	6.798
2027	3.244	7.262	10.506	11.532
2028	5.902	-	5.902	6.659
2029 em diante	49.893	7.639	57.532	61.614
Total	70.742	27.296	98.038	113.815

(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 2023 é de R\$ 12.132 (US\$ 2.506 milhões), e em 31 de dezembro de 2022 era de R\$ 17.433 (US\$ 3.341 milhões).

36.7. 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:

	31.12.2023		Consolidado 31.12.2022	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Empresas do setor petroquímico	219	19	109	52
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	461	48	377	111
Subtotal	680	67	486	163
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	8.806	-	8.812	-
Bancos controlados pela União Federal	75.165	10.257	61.625	8.178
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal (nota explicativa 14.1)	1.345	-	3.143	-
União Federal ⁽¹⁾	-	6.669	-	7.419
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	-	134	-	296
Outros	670	393	306	371
Subtotal	85.986	17.453	73.886	16.264
Petros	308	1.478	290	1.569
Total	86.974	18.998	74.662	17.996
Circulante	12.993	8.114	13.583	11.055
Não circulante	73.981	10.884	61.079	6.941

(1) Inclui valores de arrendamentos.

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

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado	
	2023	2022
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas		
Distribuidoras estaduais de gás natural ⁽¹⁾	-	6.064
Empresas do setor petroquímico	16.998	22.986
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	282	487
Subtotal	17.280	29.537
Entidades governamentais		
Títulos públicos federais	1.047	1.049
Bancos controlados pela União Federal	(91)	389
Setor elétrico	1.156	-
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	81	316
União Federal	(614)	1.534
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(1.795)	(3.404)
Outros	(1.006)	(400)
Subtotal	(1.222)	(516)
Petros	(97)	(112)
Total	15.961	28.909
Receitas, principalmente de vendas	17.245	29.861
Compras e serviços	57	(15)
Receitas e despesas operacionais	(2.902)	(4.167)
Variações monetárias e cambiais líquidas	(1.318)	1.585
Receitas (despesas) financeiras líquidas	2.879	1.645
Total	15.961	28.909

(1) Em julho de 2022 ocorreu a alienação total da participação na Petrobras Gás S.A. (Gaspetro).

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

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

36.8. 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 2023 e 2022 foram as seguintes:

	Controladora (Em reais)	
	2023	2022
Remuneração do empregado		
Menor remuneração	4.505	3.977
Remuneração média	24.100	22.893
Maior remuneração	105.367	108.989
Quantidade de empregados	40.213	38.682

As remunerações anuais da Diretoria Executiva da Petrobras, incluindo a remuneração variável, relativas aos exercícios de 2023 e 2022 foram as seguintes:

	Controladora (Em reais)	
	2023	2022
Remuneração do dirigente da Petrobras (inclui remuneração variável)		
Menor remuneração ⁽¹⁾	148.388	1.691.555
Remuneração média ⁽²⁾	3.748.139	3.073.743
Maior remuneração ⁽³⁾	2.754.630	2.295.729

(1) Corresponde a menor remuneração anual, incluindo ex-membros, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2023 - CVM/SEP, de 28/03/2023. Em 2023, não foram observados membros com atuação por 12 meses no exercício. O valor da remuneração mínima anual individual foi determinado tendo em conta a remuneração efetivamente paga aos membros que trabalharam durante o ano. O membro com menor remuneração atuou por 1 mês no exercício fiscal. Por outro lado, se considerar o membro que atuou por mais tempo no exercício fiscal (11 meses) a menor remuneração corresponde a R\$ 1.710.583. Caso a Petrobras excluísse do cálculo os valores pagos a ex-membros, a título de cessação de cargo e remuneração variável diferida, e considerasse os valores pagos a membros que exerceram o cargo inclusive por menos de 12 meses, o menor valor seria de R\$ 71.516 em 2023 e de R\$ 341.660 em 2022.

(2) Corresponde ao valor total da remuneração anual, incluindo dispêndio com ex-membros, dividido pelo número de posições remuneradas (9), conforme Ofício Circular/ANUAL - 2023 - CVM/SEP, de 28/03/2023. Caso a Petrobras excluísse do cálculo de remuneração média os valores pagos a ex-membros, a título de cessação de cargo e remuneração variável diferida, o valor médio seria de R\$ 1.796.349 em 2023 e de R\$ 2.174.830 em 2022.

(3) Corresponde a remuneração anual do dirigente de maior remuneração individual, sem qualquer exclusão, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2023 - CVM/SEP, de 28/03/2023. Nos exercícios de 2023 e 2022, corresponde a integrantes que exerceram o cargo por 4 e 12 meses no exercício, respectivamente.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

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:

			2023		Controladora 2022	
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	15,2	1,0	16,2	14,5	0,6	15,1
Encargos sociais	4,2	0,2	4,4	4,0	0,1	4,1
Previdência complementar	1,0	-	1,0	1,2	-	1,2
Remuneração Variável	14,4	-	14,4	14,5	-	14,5
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	4,1	-	4,1	1,4	-	1,4
Remuneração total	38,9	1,2	40,1	35,6	0,7	36,3
Remuneração total - pagamento realizado ⁽¹⁾	37,9	1,2	39,1	31,7	0,7	32,4
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	6,33	15,33	9,00	3,83	12,83

(1) Inclui em Diretoria Executiva o PPP para os Administradores.

No exercício de 2023, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros do Sistema Petrobras totalizou R\$ 69,46 (R\$ 71,27 no exercício de 2022).

A remuneração dos membros dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração deve ser considerada à parte do limite global da remuneração fixado para os administradores, ou seja, os valores percebidos não são classificados como remuneração dos administradores.

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\$ 2.022 mil no exercício de 2023 (R\$ 2.422 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2022, a remuneração acumulada no período foi de R\$ 3.155 mil (R\$ 3.747 mil, considerando os encargos sociais).

Em 27 de abril de 2023, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até R\$ 44,99 como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2023 e março de 2024 (R\$ 39,59 no período compreendido entre abril de 2022 e março de 2023, fixado em 13 de abril de 2022).

A remuneração média anual dos membros do Conselho Fiscal da Petrobras, no exercício de 2023, foi de R\$ 156 mil (R\$ 187 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2022, a remuneração média anual foi de R\$ 145 mil (R\$ 174 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 5 anos.

Em 31 de dezembro de 2023, a companhia provisionou R\$ 14,4 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2023 para os membros da Diretoria Executiva.

Compromisso de Indenidade

O estatuto social da companhia estabelece desde 2002 a obrigação de indenizar e manter indene seus administradores, membros com funções estatutárias e demais empregados e prepostos que legalmente atuem por delegação dos administradores da companhia, de forma a fazer frente a determinadas despesas em virtude de reclamações, inquéritos, investigações e processos administrativos, arbitrais ou judiciais, no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, que visem a imputar qualquer responsabilidade por atos regulares de gestão praticados exclusivamente no exercício das suas atividades desde a data de sua posse ou do início do vínculo contratual com a companhia.

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

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

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

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 D&O contratada pela companhia, conforme formalmente reconhecido e implementado pela seguradora; (ii) houver a prática de atos fora do exercício regular das atribuições ou poderes dos Beneficiários; (iii) houver a prática de ato com má-fé, dolo, culpa grave ou fraude por parte dos Beneficiários, observado o princípio da presunção de inocência; (iv) houver a prática de ato em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da companhia; (v) houver a obrigação de pagamento de indenizações decorrentes de ação social prevista no artigo 159 da Lei 6.404/76 ou ao ressarcimento dos prejuízos de que trata o art. 11, § 5º, II da Lei nº 6.385/76; (vi) demais casos em que se configurar situação de manifesto conflito de interesse com a companhia.

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

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 irreversível em que se conclui pela prática de ato doloso ou praticado com erro grosseiro e que não tenha sido objeto de suspensão judicial, o Beneficiário se obriga, independentemente de qualquer manifestação do Terceiro Independente, a ressarcir à companhia todos os valores despendidos pela companhia no âmbito deste Compromisso, inclusive todas as despesas e custos relacionados ao Processo, restituindo-os em um prazo de até 30 (trinta) dias contados da competente notificação.

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

37. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Valores pagos e recebidos durante o exercício				
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	6.969	7.272	6.600	7.258
Transações que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	-	95	-	-
Arrendamentos	74.155	35.621	74.769	35.932
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	13.085	17.135	13.033	17.077
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	711	6.343	662	6.278
Pré pagamento de exportação	-	-	75.233	59.122
Remensuração de imobilizado adquirido em períodos anteriores	21	127	21	127
Earn Out dos campos de Atapu e Sépia	1.389	3.618	1.389	3.618

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

O saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa da demonstração do fluxo de caixa contempla valores relativos a ativos mantidos para venda, conforme reconciliação a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Reconciliação do saldo no início do exercício				
Saldo de caixa e equivalentes de caixa no balanço patrimonial	41.723	58.410	3.627	2.930
Caixa e equivalente de caixa classificados como ativos mantidos para venda	-	72	-	-
Caixa e equivalentes de caixa na Demonstração do Fluxo de Caixa - Saldo inicial	41.723	58.482	3.627	2.930

37.1. Reconciliação depreciação com demonstração dos fluxos de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2023	2022	2023	2022
Depreciação no Imobilizado	76.324	75.412	79.833	78.677
Amortização no Intangível	517	394	487	372
	76.841	75.806	80.320	79.049
Depreciação de direito de uso - recuperação de PIS/COFINS	(821)	(685)	(895)	(753)
Depreciação, depleção e amortização na DVA	76.020	75.121	79.425	78.296
Parcela capitalizada da depreciação	(9.816)	(6.919)	(9.816)	(6.919)
Depreciação, depleção e amortização na DFC	66.204	68.202	69.609	71.377

38. Eventos subsequentes

Recebimento do *Earn Out* de Atapu e Sépia

Em janeiro de 2024, a companhia recebeu à vista o montante de R\$ 1.819 (US\$ 371 milhões), referente ao complemento da compensação firme (*earn out*) do exercício de 2023 dos campos de Sépia e Atapu. O montante já inclui o valor do *gross-up* dos impostos incidentes referentes às participações em Sépia de 28%, 21% e 21% da TotalEnergies EP Brasil Ltda, PETRONAS Petróleo Brasil Ltda e QatarEnergy Brasil Ltda, respectivamente, e em Atapu de 25% e 22,5% da Shell Brasil Petróleo Ltda e TotalEnergies EP Brasil Ltda. Para mais informações vide nota explicativa 25.

Petrobras assina acordo com a ANP

Em 30 de janeiro de 2024, a Petrobras assinou acordo com a ANP para encerramento de processo judicial acerca do recálculo de participações governamentais (*royalties* e participação especial) relativas à produção de petróleo no Campo de Jubarte, nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015.

O acordo envolve o pagamento de R\$ 832, atualizados em dezembro de 2023, a ser corrigido até a data de quitação da primeira parcela. Os valores do acordo referentes às participações governamentais serão pagos em parcela inicial de 35% e o remanescente em 48 parcelas corrigidas pela taxa SELIC. Em 4 de março de 2024, o referido acordo foi homologado pelo Juízo da 23ª Vara Federal da Seção Judiciária do Estado do Rio de Janeiro.

Em 31 de dezembro de 2023, esses valores estão provisionados. Para maiores informações, vide nota explicativa 17.2.

**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 2023, mantém atividades de E&P principalmente no Brasil, além de atividades na Argentina, Colômbia e Bolívia, na América do Sul. As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da joint venture MP Gulf of Mexico, LLC (MPGoM), da qual a Murphy Exploration & Production Company (Murphy) tem 80 % de participação e a Petrobras America Inc. (PAI) tem 20 % de participação, nos Estados Unidos da América, América do Norte. A companhia divulga suas reservas no Brasil, nos Estados Unidos da América e na Argentina. Os volumes na Bolívia não são registrados, uma vez que a Constituição deste país não permite. Na Colômbia, nossas atividades são exploratórias, e, portanto, não há reservas associadas.

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 27. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 24 e 25.

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, depleção e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

	Consolidado				Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	Outros	Exterior Total		Total
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
31 de dezembro de 2021						
Reservas de petróleo e gás não provadas	24.862	641	-	641	25.503	-
Reservas de petróleo e gás provadas	449.359	962	-	962	450.321	4.645
Equipamentos de suporte	379.407	4.338	-	4.338	383.745	-
Custos capitalizados brutos	853.629	5.941	-	5.941	859.570	4.645
Depreciação, depleção e amortização	(288.070)	(4.090)	-	(4.090)	(292.160)	(1.651)
Custos capitalizados, líquidos	565.559	1.851	-	1.851	567.410	2.994

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			Investimentos por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	Exterior		
			Total		
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
Em 31 de dezembro de 2021					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	-	-	-	-	-
Não provadas	-	-	-	-	-
Custos de exploração	4.173	29	29	4.202	1
Custos de desenvolvimento	32.566	235	235	32.801	200
Total	36.739	264	264	37.003	201

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 2023, 2022 e 2021 são apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para os seus segmentos de RTC e de G&EBC, respectivamente, no Brasil. Os preços de transferência calculados através da metodologia adotada pela companhia podem não ser indicativos do preço que a companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

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

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

Informação Complementar (não auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado					Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	Exterior			Total		
		América do Sul	América do Norte	Outros	Total		
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
Em 31 de dezembro de 2021							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	5.239	706	-	-	706	5.945	1.187
Intersegmentos	293.983	1	-	-	1	293.984	-
	299.222	707	-	-	707	299.929	1.187
Custos de produção	(93.834)	(359)	-	-	(359)	(94.193)	(235)
Despesas de exploração	(3.718)	(13)	-	-	(13)	(3.731)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(33.306)	(251)	-	-	(251)	(33.557)	(204)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	16.375	-	-	-	-	16.375	-
Outras despesas operacionais	5.171	52	-	(409)	(357)	4.814	(94)
Resultado antes dos impostos	189.910	136	-	(409)	(273)	189.637	654
Imposto de renda e contribuição social	(64.570)	(46)	-	139	93	(64.477)	-
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	125.340	90	-	(270)	(180)	125.160	654

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 2023, 2022 e 2021 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas em conformidade com as definições de reservas da Securities and Exchange Commission (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):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas ⁽¹⁾	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Óleo no Brasil	Óleo na América do Sul	Óleo sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo na América do Norte	Total
Em 01 de janeiro de 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
Em 01 de janeiro de 2021	7.534	-	-	7.534	18	7.552
Extensões e descobertas	-	-	-	-	-	-
Revisão de estimativas anteriores	1.654	2	11	1.667	1	1.668
Vendas de reservas	(9)	-	-	(9)	-	(9)
Produção no ano	(773)	-	(1)	(774)	(3)	(777)
Reservas em 31.12.2021	8.406	2	10	8.419	17	8.435

(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):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas ^(*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
	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 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
Em 01 de janeiro de 2021	7.062	26	-	7.088	8	7.095
Extensões e descobertas	-	-	-	-	-	-
Revisão de estimativas anteriores	1.512	167	18	1.697	-	1.697
Vendas de reservas	(14)	-	-	(14)	-	(14)
Produção no ano	(647)	(16)	(1)	(664)	(1)	(666)
Reservas em 31.12.2021	7.912	177	17	8.106	7	8.113

(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 rerepresentadas 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 35% de nossa reserva provada total de gás natural em 2023.

As tabelas abaixo resumem as informações sobre as mudanças nas reservas provadas de óleo e gás, em milhões de barris de óleo equivalente, das nossas entidades consolidadas e investidas por equivalência patrimonial para 2023, 2022 e 2021:

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas ^(*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Óleo equiv. no Brasil	Óleo equiv. na América do Sul	Óleo equiv. sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo equiv. na América do Norte	Total
Em 01 de janeiro de 2023	10.423	33	-	10.455	17	10.473
Extensões e descobertas	233	3	-	236	-	237
Revisão de estimativas anteriores	1.260	(1)	-	1.259	2	1.262
Vendas de reservas	(155)	-	-	(155)	-	(155)
Produção no ano	(888)	(4)	-	(892)	(2)	(894)
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
Em 01 de janeiro de 2021	8.792	5	-	8.797	19	8.816
Extensões e descobertas	-	-	-	-	1	1
Revisão de estimativas anteriores	1.923	32	14	1.969	2	1.971
Vendas de reservas	(11)	-	-	(11)	-	(11)
Produção no ano	(888)	(3)	(1)	(892)	(3)	(896)
Reservas em 31.12.2021	9.816	33	13	9.862	18	9.880

(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 rerepresentadas com a nova conversão.

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

- (i) adição de 1.092 milhões de boe decorrente de bom desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Tupi e Atapu, na Bacia de Santos;
- (ii) adição de 170 milhões de boe devido a novos projetos e outras revisões.

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

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

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

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

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

- (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 a divulgação de reservas.

Em 2021, incorporamos 1.971 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

- (i) adição de 1.376 milhões de boe, em função, principalmente, do avanço no desenvolvimento do campo de Búzios, decorrente da aquisição do excedente da Cessão Onerosa e assinatura do acordo de coparticipação, e de investimentos em novos projetos para aumento da recuperação em outros campos das Bacias de Santos e Campos;
- (ii) adição de 429 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função do aumento de preço; e
- (iii) adição de 166 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente pelo bom desempenho dos reservatórios no pré sal da Bacia de Santos.

Estas adições foram reduzidas em 11 milhões de boe devido a vendas de reservas provadas.

A reserva provada total da companhia, em 2021, resultou em 9.880 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e vendas descritas acima e descontando a produção de 896 milhões de boe. 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.

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

2023					
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bcnf)		(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 rerepresentadas com a nova conversão.

2022					
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bcnf)		(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 2022 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 rerepresentadas com a nova conversão.

					2021
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bnct)		(mmbbl)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.711	10	5.232	17	5.656
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	79	-	15
Total Entidades Consolidadas	4.712	10	5.310	17	5.671
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	15	-	6	-	16
Total Investidas por equivalência patrimonial	15	-	6	-	16
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.727	10	5.316	17	5.687
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.695	-	2.681	-	4.173
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	98	-	18
Total Entidades Consolidadas	3.696	-	2.779	-	4.191
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	3.698	-	2.780	-	4.193
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.425	10	8.096	17	9.880

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 24% nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 2% nas reservas desenvolvidas e 3% nas reservas não desenvolvidas.

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

Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft³ = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão representadas 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 Financial Accounting Standards Board (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 do FASB requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

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			Investidas equivalência patrimonial
	Exterior		Total	
	Brasil	América do Sul		
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
Em 31 de dezembro de 2021				
Fluxos de caixa futuros	3.291.524	3.154	3.294.678	6.061
Custo de produção futuros	(1.418.582)	(1.401)	(1.419.983)	(1.765)
Custo de desenvolvimento futuros	(236.435)	(573)	(237.008)	(148)
Despesa futura de imposto de renda	(561.549)	(326)	(561.875)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	1.074.958	854	1.075.812	4.148
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(458.566)	(376)	(458.942)	(1.626)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	616.392	478	616.870	2.523

(1) Capitalização semestral

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	Exterior	Total	
		América do Sul		
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
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(19.498)	-	(19.498)	-
Varição 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
Varição líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(319.989)	(484)	(320.473)	(1.005)
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(82.161)	(134)	(82.295)	(84)
Acréscimo de desconto	98.597	102	98.699	341
Varição 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
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(87.735)	-	(87.735)	-
Varição 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
Varição líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	666.963	630	667.593	1.799
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(120.127)	(201)	(120.328)	(22)
Acréscimo de desconto	61.639	70	61.709	478
Varição 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
Em 01 de janeiro de 2021	236.050	8	236.058	380
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(205.417)	(231)	(205.648)	(949)
Custos de desenvolvimento incorridos	32.566	235	32.800	200
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(1.323)	-	(1.323)	-
Varição líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	-	-	-	54
Revisões de estimativas anteriores de volumes	221.312	1.098	222.410	159
Varição líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	581.419	311	581.730	2.153
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(106.868)	(639)	(107.507)	18
Acréscimo de desconto	23.605	1	23.606	266
Varição líquida do imposto de renda	(177.694)	(255)	(177.949)	258
Outros - não especificados	-	(50)	(50)	(35)
Ajuste acumulado de conversão	12.742	-	12.742	18
Em 31 de dezembro de 2021	616.392	478	616.870	2.523

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

(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 2023:

I – PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade

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 americana.

O suprimento de gás para as usinas no âmbito do PPT gerou, em 2023, receitas de aproximadamente R\$ 1.241 e custos de R\$ 1.155 (inclui custo do gás e despesas custos de infraestrutura e transporte), levando a um resultado positivo de R\$ 87.

Em dezembro de 2023, foi encerrado o contrato com a Termo Fortaleza. Permanecem vigentes, no âmbito do PPT, os contratos firmados com as térmicas Termo Pernambuco e Norte Fluminense, com datas estimadas de encerramento contratual em abril de 2024 e dezembro de 2024, respectivamente.

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 2023, os custos associados ao CONPET, custeados pelo orçamento da companhia, foram no montante aproximado de R\$ 273 mil.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

PIETRO ADAMO SAMPAIO MENDES

PRESIDENTE

BRUNO MORETTI

CONSELHEIRO

FRANCISCO PETROS

CONSELHEIRO

JEAN PAUL TERRA PRATES

CONSELHEIRO

JOSÉ JOÃO ABDALLA FILHO

CONSELHEIRO

MARCELO GASPARINO DA SILVA

CONSELHEIRO

MARCELO MESQUITA DE SIQUEIRA FILHO

CONSELHEIRO

RENATO CAMPOS GALUPPO

CONSELHEIRO

ROSANGELA BUZANELLI TORRES

CONSELHEIRA

SERGIO MACHADO REZENDE

CONSELHEIRO

VITOR EDUARDO DE ALMEIDA SABACK

CONSELHEIRO

DIRETORIA EXECUTIVA

JEAN PAUL TERRA PRATES

PRESIDENTE

CARLOS JOSÉ DO NASCIMENTO TRAVASSOS

**DIRETOR EXECUTIVO DE ENGENHARIA, TECNOLOGIA
E INOVAÇÃO**

CLARICE COPPETTI

**DIRETORA EXECUTIVA DE ASSUNTOS
CORPORATIVOS**

CLAUDIO ROMEO SCHLOSSER

**DIRETOR EXECUTIVO DE LOGÍSTICA,
COMERCIALIZAÇÃO
E MERCADOS**

JOELSON FALCÃO MENDES

**DIRETOR EXECUTIVO DE EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO**

MÁRIO VINÍCIUS CLAUSSEN SPINELLI

**DIRETOR EXECUTIVO DE
GOVERNANÇA E CONFORMIDADE**

MAURICIO TIOMNO TOLMASQUIM

**DIRETOR EXECUTIVO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E
SUSTENTABILIDADE**

SERGIO CAETANO LEITE

**DIRETOR EXECUTIVO FINANCEIRO E DE
RELACIONAMENTO COM INVESTIDORES**

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, o 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 findo em 31 de dezembro de 2023;

(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 2023.

Rio de Janeiro, 7 de março de 2024.

Jean Paul Terra Prates

Presidente

Mário Vinícius Claussen Spinelli

Diretor Executivo de Governança e Conformidade

Carlos José do Nascimento Travassos

Diretor Executivo de Engenharia, Tecnologia e Inovação

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor Executivo de Transição Energética e Sustentabilidade

Clarice Coppetti

Diretora Executiva de Assuntos Corporativos

Sergio Caetano Leite

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores

Claudio Romeo Schlosser

Diretor Executivo de Logística, Comercialização e Mercados

William França da Silva

Diretor Executivo de Processos Industriais e Produtos

Joelson Falcão Mendes

Diretor Executivo de Exploração e Produção



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 2023 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 2023, 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.

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

A Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria e assistência médica a seus 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.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

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 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 2023.

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 26 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>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 (<i>Brent</i>), taxa de câmbio (Real / Dólar norte-americano), gastos capitalizáveis (“CAPEX”), gastos operacionais (“OPEX”) e, as estimativas de volumes e os prazos de recuperação das reservas de petróleo e gás. O valor recuperável também é sensível a mudanças na taxa de desconto utilizada nos fluxos de caixa.</p> <p>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 através de agregações ou segregações de áreas de exploração e produção dentro das UGCs.</p> <p>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.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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;

	<ul style="list-style-type: none"> – 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 2023 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. <p>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 2023.</p>
--	--

3 – Avaliação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas

Conforme Notas Explicativas nºs 4.6 e 20 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>Como parte das suas operações, a Companhia incorre em custos com obrigações para restaurar e reabilitar o meio ambiente quando do abandono de áreas.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 da estimativa dos custos estimados de abandono, por meio de comparação de certos custos com dados externos de mercado;

	<ul style="list-style-type: none"> – Avaliação do escopo, competência e objetividade dos engenheiros internos da Companhia responsáveis pelas curvas de produção e vida útil das reservas de petróleo e gás natural, bem como, do especialista externo de reservas contratado pela Companhia, a qual inclui a avaliação da natureza dos trabalhos efetuados, bem como suas qualificações e experiências profissionais; e – Avaliação da habilidade da Companhia na preparação dessa estimativa comparando uma seleção amostral de gastos reais incorridos em desmobilizações de instalações de produção de petróleo e gás em fase de abandono, com as provisão para desmantelamento contabilizada para estas áreas. <p>No decorrer da nossa auditoria foram identificados ajustes que afetariam a mensuração e a divulgação da provisão para desmantelamento de áreas, os quais não foram registrados e divulgados pela administração, por terem sido considerados imateriais.</p> <p>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 2023.</p>
--	---

Outros assuntos – Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, 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 - 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.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras 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.
- 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, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

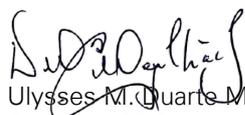
Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

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 conseqüências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 07 de março de 2024

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SP-014428/O-6 F-RJ



Ulysses M. Duarte Magalhães
Contador CRC RJ-092095/O-8

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 07 de março de 2024: I - Relatório da Administração do Exercício de 2023; II - Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023 e III - Proposta de Distribuição de Dividendos do exercício de 2023.

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 Contábeis individuais e consolidadas, emitido sem ressalvas pela KPMG Auditores Independentes Ltda., datado de 07 de março de 2024, o Conselho Fiscal opina que os documentos apresentados estão em condições de serem deliberados pela Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas da PETROBRAS.

Os Conselheiros Fiscais declaram não conhecer quaisquer outros eventos que possam afetar as Demonstrações Contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

Rio de Janeiro, 07 de março de 2024

Viviane Aparecida da Silva Varga
Presidente do Conselho Fiscal

Cristina Bueno Camatta
Conselheira Fiscal

João Vicente Silva Machado
Conselheiro Fiscal

Michele da Silva Gonsales Torres
Conselheira

Daniel Cabaleiro Saldanha
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 4 (quatro) membros, escolhidos pelo Conselho de Administração dentre seus integrantes. Ao menos 01 (um) dos membros do CAE deverá ser integrante do Conselho de Administração da Petrobras eleito pelos acionistas minoritários ou pelos detentores de ações preferenciais.

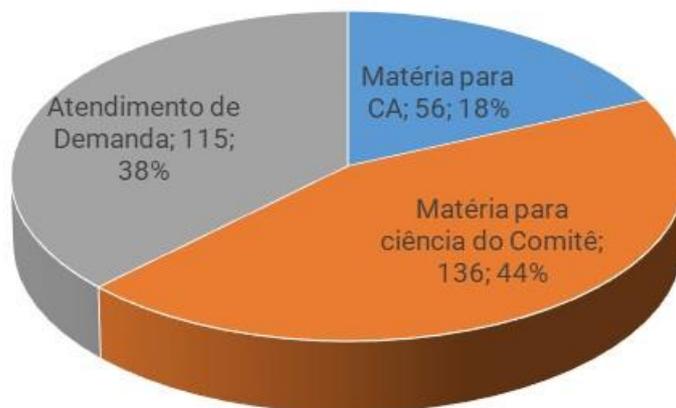
Em 06/03/2023, compõem o Comitê de Auditoria Estatutário, para o restante do período de gestão 2022-2024, o Conselheiro de Administração Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis (Presidente do Comitê) e os Membros Externos Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira, Fábio Veras de Souza e Newton de Araujo Lopes.

Resumo das Atividades no Exercício 2023

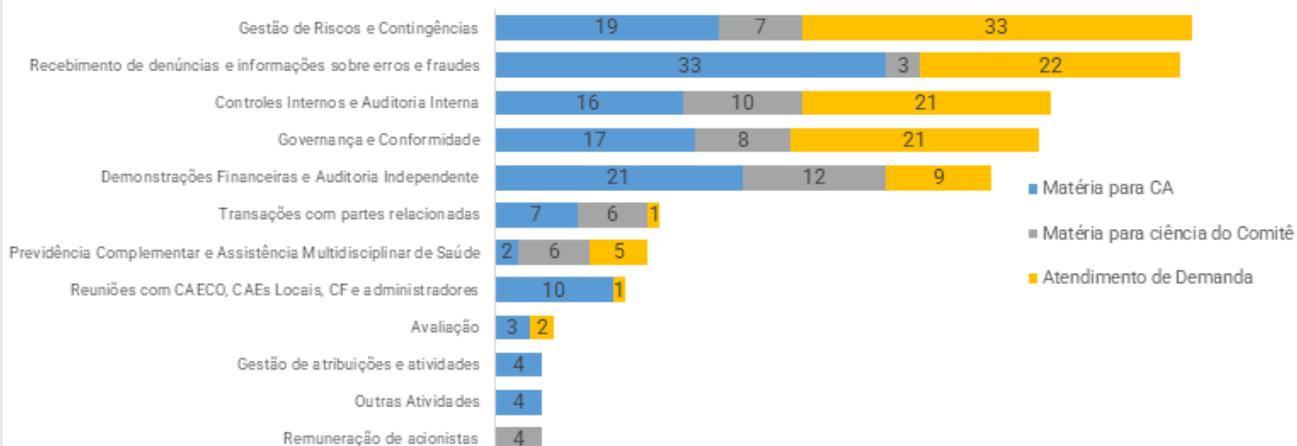
No período de 01 de março de 2023 (após a reunião ordinária do CAE que apreciou as Demonstrações Financeiras da Petrobras relativas ao Exercício findo em 31/12/2022) a 06 de março de 2024 (data da reunião ordinária do CAE que apreciou as Demonstrações Financeiras da Petrobras relativas ao Exercício findo em 31/12/2023), o Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras realizou 52 reuniões (listadas no Anexo I) que contemplaram 307 pautas, envolvendo Conselheiros de Administração, Conselheiros Fiscais, Membros do Comitê de Integridade, Membros da Comissão de Ética da Petrobras, Diretores Executivos, Gerentes Executivos, Advogada-Geral, Ouvidor-Geral, Auditores Internos, Auditores Independentes, Advogados Internos e Externos e membros de Comitês de Auditoria das Participações Societárias da Petrobras, assim segregadas:

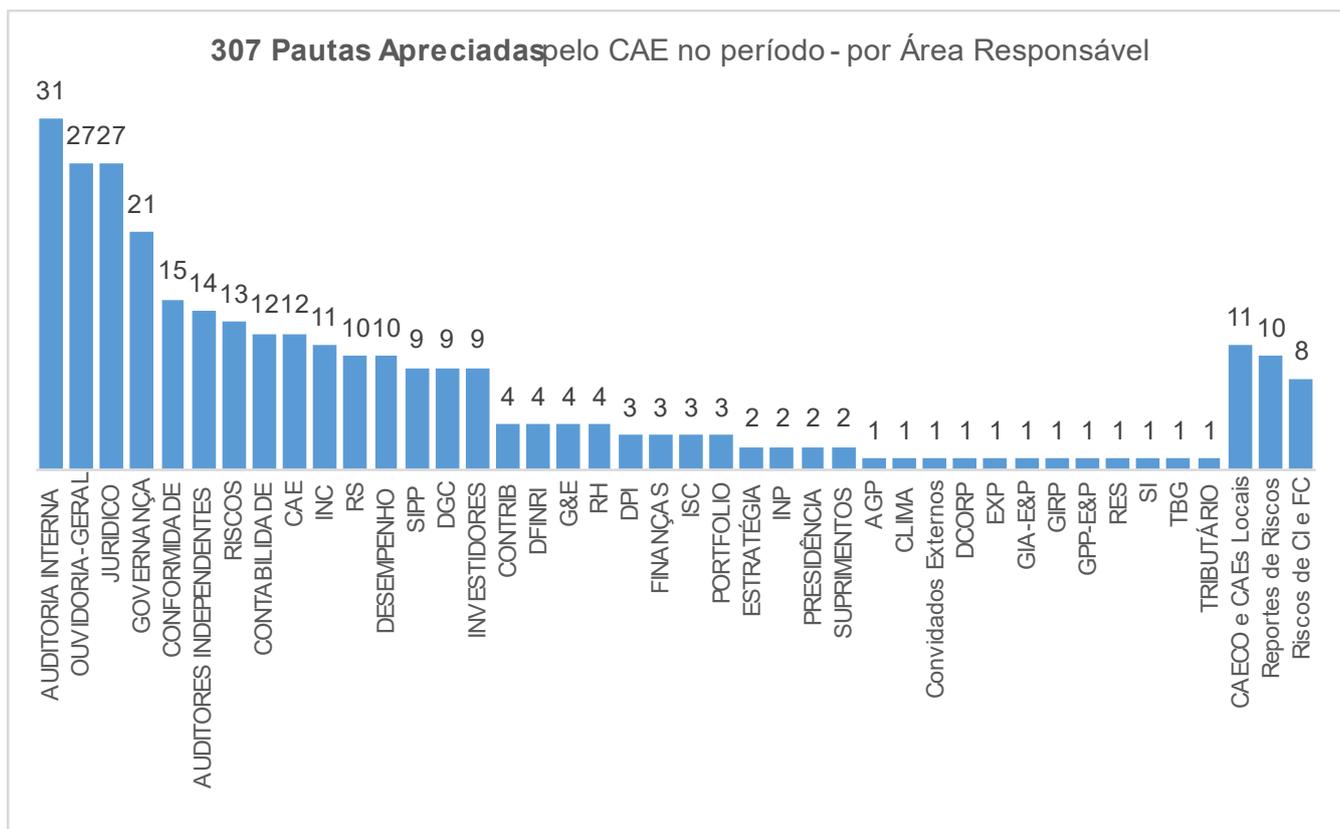
Período de 01/03/2023 a 06/03/2024		
Total de reuniões	52 reuniões	4,3 reuniões / mês
Total de pautas	307 pautas	5,9 pautas / reunião

307 Pautas Apreciadas pelo CAE no período - por Tipo



307 Pautas Apreciadas pelo CAE no período - por Grandes Temas





Legenda:

- AGP – Águas Profundas
- CONTRIB – Contabilidade e Tributário
- DCORP – Diretoria de Assuntos Corporativos
- DGC – Diretoria de Governança e Conformidade
- DFINRI – Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores
- DPI – Diretoria de Processos Industriais e Produtos
- EXP - Exploração
- INC – Integridade Corporativa
- INP – Integração de Negócios e Participações
- ISC – Inteligência e Segurança Corporativa
- G&E – Gás e Energia
- GIA-E&P – Gestão Integrada de Ativos de Exploração e Produção
- GPP-E&P – Gestão de Parceiras e Processos de E&P
- GIRP – Gestão de Recursos Críticos
- REX – Relacionamento Externo
- RH – Recursos Humanos
- RS – Responsabilidade Social
- SI – Segurança da Informação
- SIPP – Supervisão Integrada de Planos de Previdência
- RES - Reservatórios
- Riscos de CI e de FC – Matriz de Riscos de Controles Internos e de Fraude e Corrupção

Nesse período, o CAE emitiu 185 Manifestações (*), o que representa uma média de 3,6 manifestações por reunião. As manifestações podem ser solicitações, orientações e sugestões, conforme definidas no padrão de funcionamento do CAE:

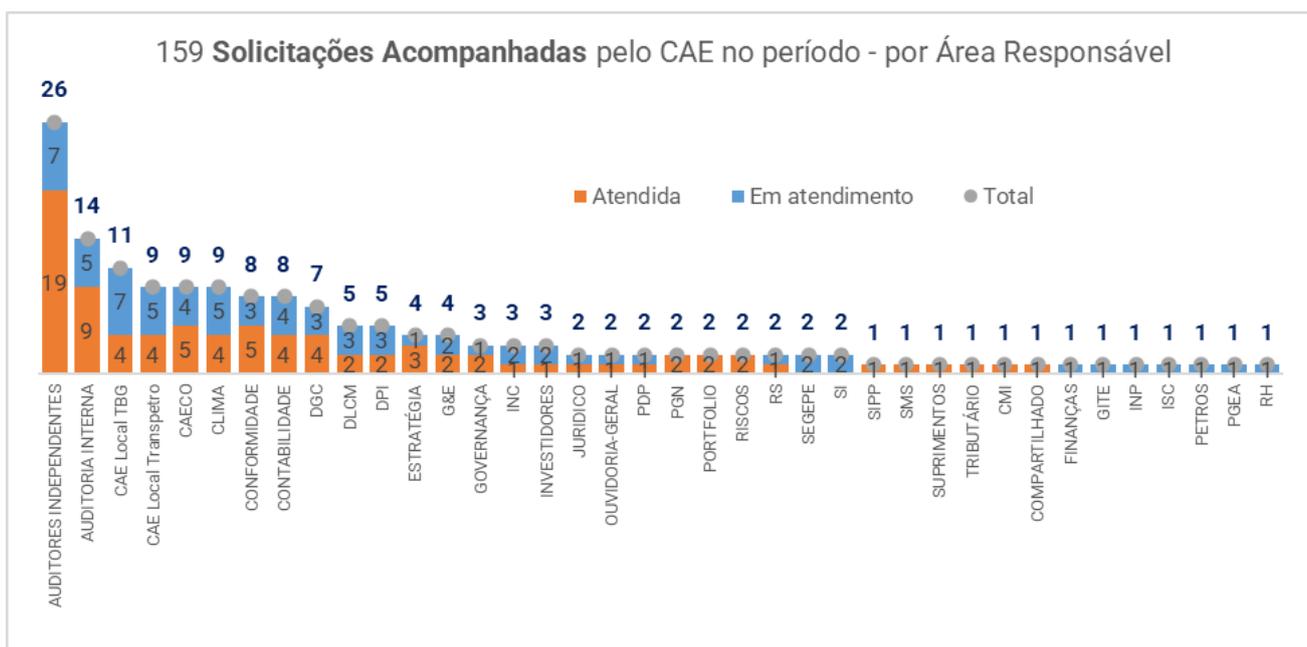
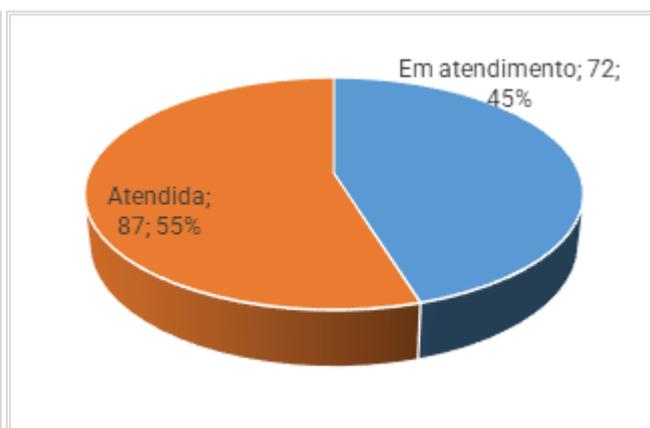
- As solicitações são aquelas em que as unidades responsáveis deverão retornar ao Comitê, conforme prazo definido ou para acompanhamento periódico, como follow-up;

- 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 159 Solicitações, considerando as Solicitações emitidas no período e em períodos anteriores que ainda estavam em aberto, das quais 87 foram atendidas nesse período e as demais encontram-se em atendimento.

(*) Considera as manifestações de atas aprovadas até o momento da emissão do relatório.



Legenda:

CAECO – Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras
CMI – Comercialização no Mercado Interno
DGC – Diretoria de Governança e Conformidade
DLCM – Diretoria de Logística, Comercialização e Mercados
DPI – Diretoria de Processos Industriais e Produtos
G&E – Gás e Energia
GITE – Gestão Integrada de Transição Energética
INC – Integridade Corporativa
INP – Integração de Negócios e Participações
ISC – Inteligência e Segurança Corporativa
PDP – Projetos de Desenvolvimento da Produção
PGEA – Planejamento e Gestão de Estoques e Armazéns
PGN – Processamento de Gás Natural
RH – Recursos Humanos
RS – Responsabilidade Social
SIPP – Supervisão Integrada de Planos de Previdência
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 findo em 31/12/2023, mediante reuniões com os administradores e auditores independentes;
- Relatórios ao mercado (Relatório da Administração Exercício 2022, Form-20F 2022 e Formulário de Referência 2023 – ano base 2022);
- 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 “bowtie”, bem como o Relatório Integrado de Atividades de Gestão de Riscos Empresariais 2022;
- 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;
- Acompanhamento do Plano Anual de Atividades da Auditoria Interna 2023, onde o CAE tomou conhecimento dos pontos de atenção e das recomendações decorrentes dos trabalhos da Auditoria Interna, bem como fez o acompanhamento de providências saneadoras adotadas pela Administração;
- Avaliação do relatório das transações com partes relacionadas da Petrobras, revisão anual da Política de Partes Relacionadas e apreciação de 6 pautas de análise prévia de transações com partes relacionadas;
- 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 2022, Revisão Anual das Premissas Atuariais CVM 2023 Petrobras e acompanhamento da Governança e a Política de Investimentos da Fundação Petros;
- Realização de 2 (duas) reuniões conjuntas com o Conselho Fiscal, e realização de 10 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;
- Acompanhamento do projeto relativo às iniciativas sociais voltadas para famílias em situação de vulnerabilidade social, para contribuir com o acesso a insumos essenciais, com foco no GLP;

- Em abril/2023, o CAE aprovou o fluxo de encaminhamento de denúncias para o CAE através de mecanismo para o CAE receber denúncias diretamente, bem como ter acesso, sem filtro e a qualquer tempo, a todas as denúncias recebidas pela Companhia, reforçando a própria credibilidade do sistema de recebimento e tratamento de denúncias. Além disso, foi instituída 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.

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 contábeis relativas ao exercício social findo em 31/12/2023.

Conclusões e Recomendação ao Conselho de Administração

Durante o exercício de 2023, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, 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, 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 Independente foi efetiva e não foi reportada nenhuma ocorrência que pudesse comprometer sua independência;
- (iii) a gestão e o monitoramento dos principais fatores de riscos foram gerenciados pela Administração;
- (iv) 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
- (v) 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.

O exercício de 2023 foi um período muito produtivo para o Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras, com destaque 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.

Neste contexto, como resultado de todo esse trabalho de acompanhamento e supervisão efetuados pelo Comitê, o CAE declara que não tem conhecimento de nenhuma situação de divergência significativa entre a Administração, os Auditores Independentes da KPMG e o próprio Comitê de Auditoria Estatutário em relação às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2023, estando todos os fatos relevantes adequadamente divulgados nas Demonstrações Financeiras auditadas relativas a 31/12/2023.

Rio de Janeiro, 06 de março de 2024.

Francisco Petros
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 01/03/2023 a 06/03/2024)

Nº REUNIÃO	DATA DA REUNIÃO	Observação
454	13/03/2023	
455	14/03/2023	
456	28/03/2023	
457	11/04/2023	
458	11/04/2023	
459	18/04/2023	
460	25/04/2023	
461	09/05/2023	
462	16/05/2023	
463	23/05/2023	
464	30/05/2023	
465	13/06/2023	
466	16/06/2023	
467	20/06/2023	
468	23/06/2023	
469	27/06/2023	
470	11/07/2023	
471	18/07/2023	
472	25/07/2023	
473	02/08/2023	
474	17/08/2023	
475	22/08/2023	
476	22/08/2023	
477	29/08/2023	
478	12/09/2023	
479	19/09/2023	
480	26/09/2023	
481	10/10/2023	
482	16/10/2023	
483	16/10/2023	
484	24/10/2023	
485	07/11/2023	
486	14/11/2023	Conjunta com Conselho Fiscal
487	21/11/2023	
488	28/11/2023	
489	01/12/2023	
490	07/12/2023	
491	07/12/2023	
492	07/12/2023	
493	12/12/2023	
494	19/12/2023	
495	21/01/2024	
496	23/01/2024	
497	24/01/2024	
498	30/01/2024	
499	06/02/2024	
500	20/02/2024	
501	21/02/2024	
502	27/02/2024	
503	28/02/2024	
504	01/03/2024	
505	06/03/2024	Conjunta com Conselho Fiscal
Total de reuniões	01/03/2023 – 06/03/2024	52 reuniões
Média de reuniões / mês		4,3 reuniões / mês



(Em)



PETR
RELISTED N2

PBR
LISTED
NYSE

PBRA
LISTED
NYSE



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

