

Demonstrações Financeiras 2021



BALANÇO PATRIMONIAL	4
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO	5
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES	6
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA	7
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....	8
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO.....	9
NOTAS EXPLICATIVAS	10
1. A companhia e suas operações	10
2. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras.....	14
3. Sumário das principais práticas contábeis	15
4. Estimativas e julgamentos relevantes	15
5. Novas normas e interpretações	21
6. Gestão de Capital.....	23
7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários.....	23
8. Receita de vendas	25
9. Custos e despesas por natureza.....	27
10. Outras (despesas) receitas operacionais líquidas.....	28
11. Resultado financeiro líquido	29
12. Informações por Segmento – Resultado.....	30
13. Contas a receber.....	32
14. Estoques	34
15. Fornecedores	35
16. Tributos.....	35
17. Benefícios a empregados.....	41
18. Processos judiciais e contingências.....	53
19. Provisões para desmantelamento de áreas.....	60
20. Outros ativos e passivos	61
21. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na companhia	62
22. Compromisso de compra de gás natural.....	62
23. Imobilizado	63
24. Intangível	65
25. Redução ao valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>).....	69
26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás.....	76
27. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo.....	77
28. Parcerias em atividades de exploração e produção	78
29. Investimentos	80
30. Informações por Segmento – Ativo.....	84
31. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias	85
32. Financiamentos	92
33. Arrendamentos	95
34. Patrimônio líquido.....	97
35. Valor justo dos ativos e passivos financeiros	101
36. Gerenciamento de riscos	101
37. Partes relacionadas	108

38.	Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa	113
39.	Eventos subsequentes.....	114
	INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)	115
	Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado).....	115
	Balanco Social (não auditado).....	125
	Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16 (não auditado).....	127
	CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA EXECUTIVA	128
	DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E SOBRE O PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES	129
	RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS.....	130
	PARECER DO CONSELHO FISCAL	138
	RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	139

BALANÇO PATRIMONIAL**PETROBRAS**

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

Ativo	Notas	Consolidado		Controladora		Passivo	Notas	Consolidado		Controladora	
		2021	2020	2021	2020			2021	2020		
Circulante						Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	7.1	58.410	60.856	2.930	5.180	Fornecedores	15	30.597	35.645	32.734	75.543
Títulos e valores mobiliários	7.2	3.630	3.424	3.630	2.963	Financiamentos	32.1	20.316	21.751	155.461	76.783
Contas a receber, líquidas	13.1	35.538	24.584	100.110	44.321	Arrendamentos	33	30.315	29.613	31.544	30.883
Estoques	14	40.486	29.500	33.906	25.452	Imposto de renda e contribuição social	16.1	4.089	1.029	3.599	225
Imposto de renda e contribuição social	16.1	911	2.170	526	1.566	Impostos e contribuições	16.2	22.325	13.696	22.022	13.270
Impostos e contribuições	16.2	6.600	11.313	5.842	10.226	Dividendos propostos	34.5	-	4.457	-	4.411
Outros ativos	20	8.777	6.395	10.469	7.573	Benefícios a empregados	17	11.967	18.199	11.233	17.467
		154.352	138.242	157.413	97.281	Outros passivos	20	10.464	8.338	8.745	5.944
								130.073	132.728	265.338	224.526
Ativos classificados como mantidos para venda	31	13.895	4.081	13.142	3.582	Passivos associados a ativos mantidos para venda	31	4.840	3.559	4.651	3.369
		168.247	142.323	170.555	100.863			134.913	136.287	269.989	227.895
Não circulante						Não Circulante					
Realizável a longo prazo						Financiamentos	32.1	178.908	258.287	306.944	357.491
Contas a receber, líquidas	13.1	10.603	13.675	8.450	11.369	Arrendamentos	33	98.279	82.897	106.693	90.404
Títulos e valores mobiliários	7.2	247	227	247	226	Imposto de renda e contribuição social	16.1	1.676	1.853	1.637	1.810
Depósitos judiciais	18.2	44.858	37.838	44.543	37.487	Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.1	6.857	1.015	14.807	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.1	3.371	33.524	-	20.518	Benefícios a empregados	17	52.310	76.219	51.576	74.973
Impostos e contribuições	16.2	18.197	16.411	17.845	15.833	Provisão para processos judiciais e administrativos	18.1	11.263	11.427	10.382	10.301
Outros ativos	20	2.716	3.299	2.694	3.083	Provisão para desmantelamento de áreas	19	87.160	97.595	86.713	97.194
		79.992	104.974	73.779	88.516	Outros passivos	20	12.004	10.689	12.126	10.122
								448.457	539.982	590.878	642.295
								583.370	676.269	860.867	870.190
						Patrimônio líquido					
Investimentos	29	8.427	17.010	269.825	241.875	Capital social realizado	34.1	205.432	205.432	205.432	205.432
Imobilizado	23	699.406	645.434	717.355	670.088	Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		3.097	2.449	3.313	2.665
Intangível	24	16.879	77.678	16.682	77.258	Reservas de lucros		164.244	127.512	164.028	127.296
		804.704	845.096	1.077.641	1.077.737	Outros resultados abrangentes		14.556	(26.983)	14.556	(26.983)
						Atribuído aos acionistas da controladora		387.329	308.410	387.329	308.410
						Atribuído aos acionistas não controladores	29.5	2.252	2.740	-	-
								389.581	311.150	387.329	308.410
		972.951	987.419	1.248.196	1.178.600			972.951	987.419	1.248.196	1.178.600

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	2021	Consolidado 2020	2021	Controladora 2020
Receita de vendas	8	452.668	272.069	446.862	253.993
Custo dos produtos e serviços vendidos	9.1	(233.031)	(148.107)	(241.616)	(152.258)
Lucro bruto		219.637	123.962	205.246	101.735
Despesas					
Vendas	9.2	(22.806)	(25.020)	(24.110)	(20.921)
Gerais e administrativas	9.3	(6.340)	(5.525)	(5.031)	(3.897)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	26	(3.731)	(4.170)	(3.718)	(4.134)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(3.033)	(1.819)	(3.032)	(1.818)
Tributárias		(2.180)	(4.971)	(1.913)	(4.345)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	25	16.890	(34.259)	17.050	(43.342)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	10	3.967	4.695	2.905	40.845
		(17.233)	(71.069)	(17.849)	(37.612)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos		202.404	52.893	187.397	64.123
Resultado financeiro líquido	11	(59.256)	(49.584)	(62.666)	(79.789)
Receitas financeiras		4.458	2.821	4.249	2.940
Despesas financeiras		(27.636)	(31.108)	(30.936)	(35.692)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(36.078)	(21.297)	(35.979)	(47.037)
Resultado de participações em investidas	29.3	8.427	(3.272)	23.071	17.663
Lucro antes dos impostos		151.575	37	147.802	1.997
Imposto de renda e contribuição social	16.1	(44.311)	6.209	(41.134)	5.111
Lucro líquido do exercício		107.264	6.246	106.668	7.108
Atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		106.668	7.108	106.668	7.108
Acionistas não controladores		596	(862)	-	-
Lucro líquido do exercício		107.264	6.246	106.668	7.108
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em R\$)	34.6	8,18	0,54	8,18	0,54

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES**PETROBRAS**

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

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Lucro líquido do exercício	107.264	6.246	106.668	7.108
Itens que não serão reclassificados para o resultado:				
Resultados não realizados com títulos patrimoniais mensurados a valor justo por meio de outros resultados abrangentes				
Reconhecidos no patrimônio líquido	-	(6)	-	(6)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	2	-	2
	-	(4)	-	(4)
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	27.735	12.853	26.963	11.970
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(7.207)	(698)	(7.119)	(612)
	20.528	12.155	19.844	11.358
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas	-	270	669	1.042
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:				
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações				
Reconhecidos no patrimônio líquido	(21.754)	(99.467)	(21.754)	(99.467)
Transferidos para o resultado	24.777	24.308	24.162	23.480
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1.028)	25.554	(819)	25.835
	1.995	(49.605)	1.589	(50.152)
Ajustes acumulados de conversão em investidas (*)				
Reconhecidos no patrimônio líquido	19.003	49.553	18.888	48.664
Transferidos para o resultado	220	-	35	-
	19.223	49.553	18.923	48.664
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas				
Reconhecidos no patrimônio líquido	108	(1.508)	514	(961)
Transferidos para o resultado	-	225	-	225
	108	(1.283)	514	(736)
Outros resultados abrangentes	41.854	11.086	41.539	10.172
Resultado abrangente total	149.118	17.332	148.207	17.280
Resultado abrangente atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras	148.207	17.280	148.207	17.280
Acionistas não controladores	911	52	-	-
Resultado abrangente total	149.118	17.332	148.207	17.280

(*) Inclui, no Consolidado efeito de R\$ 772, credor (efeito de R\$ 1.850, credor, em 31 de dezembro de 2020), 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	2021	Consolidado 2020	2021	Controladora 2020
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Lucro líquido do exercício		107.264	6.246	106.668	7.108
Ajustes para:					
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	17	11.215	(5.010)	10.896	(5.118)
Resultado de participações em investidas	29.3	(8.427)	3.272	(23.071)	(17.663)
Depreciação, depleção e amortização	12	63.048	58.305	67.418	67.179
Perda (reversão) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	25	(16.890)	34.259	(17.050)	43.342
Ajuste a valor de mercado dos estoques	14	6	1.518	-	391
Perdas de crédito esperadas	13.3	(187)	722	94	348
Baixa de poços secos	26	1.365	2.379	1.365	2.379
Resultado com alienações, baixa de ativos, remensuração e realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária		(10.669)	(2.484)	(10.042)	(2.694)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras		58.391	57.422	60.820	86.528
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	16.1	21.644	(8.940)	20.895	(5.600)
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas	19	3.529	5.021	3.504	5.005
Recuperação de PIS e Cofins - Exclusão de ICMS na base de cálculo	16	(4.966)	(16.494)	(4.598)	(16.141)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	24	(3.317)	-	(3.317)	-
Assunção de participação em concessões	24	(888)	-	(888)	-
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento		(2.960)	(1.389)	(3.019)	(37.778)
Redução (aumento) de ativos					
Contas a receber		(10.783)	(913)	(68.221)	(73.478)
Estoques		(12.651)	4.309	(10.320)	2.363
Depósitos judiciais		(5.573)	(4.228)	(5.545)	(4.226)
Outros ativos		(1.752)	1.105	(2.967)	338
Aumento (redução) de passivos					
Fornecedores		5.667	2.178	(9.711)	9.636
Impostos, taxas e contribuições		37.552	18.161	35.621	17.456
Imposto de renda e contribuição social pagos		(11.651)	(1.656)	(10.361)	(943)
Planos de pensão e de saúde		(11.848)	(5.459)	(11.837)	(5.423)
Provisão para processos judiciais		(222)	(1.209)	81	(1.582)
Salários, férias, encargos e participações		(1.777)	4.111	(1.727)	3.968
Provisão para desmantelamento de áreas		(3.935)	(2.459)	(3.917)	(2.453)
Outros passivos		1.941	(661)	3.100	294
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais		203.126	148.106	123.871	73.236
Fluxo de caixa das atividades de investimentos					
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis		(34.134)	(29.974)	(66.074)	(116.331)
Reduções (adições) em investimentos		(129)	(5.312)	2.259	3.454
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)		25.494	10.212	26.346	9.008
Compensação financeira pelo Acordo de Coparticipação de Búzios	24	15.510	-	15.510	-
Investimentos em títulos e valores mobiliários (*)		(1)	355	(47.920)	44.569
Dividendos recebidos/outros(**)		4.333	1.264	7.317	2.552
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos		11.073	(23.455)	(62.562)	(56.748)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Aquisição de participação de não controladores		(122)	(457)	-	-
Captações	32.2	9.647	85.523	158.376	165.511
Amortizações de principal - financiamentos	32.2	(113.549)	(134.079)	(91.635)	(107.127)
Amortizações de juros - financiamentos (**)	32.2	(12.155)	(15.828)	(25.057)	(20.581)
Amortizações de arrendamentos	33	(31.400)	(30.275)	(33.090)	(47.224)
Dividendos pagos a acionistas Petrobras	34	(72.153)	(6.209)	(72.153)	(6.209)
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(565)	(448)	-	-
Recursos líquidos utilizados pelas atividades de financiamentos		(220.297)	(101.773)	(63.559)	(15.630)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		3.650	8.323	-	-
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício		(2.448)	31.201	(2.250)	858
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		60.930	29.729	5.180	4.322
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		58.482	60.930	2.930	5.180

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

(**) 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	Ajuste acumulado de conversão	Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	Hedge de fluxo de caixa de exportação	Outros resultados abrangentes e custo atribuído	Legal	Estatutária	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos				Lucros (prejuízos) acumulados
Saldo em 1º de janeiro de 2020	205.432	2.665	52.083	(52.699)	(33.980)	(37.169)	19.820	6.557	2.903	95.333	124.613	-	295.541	3.596	299.137
Aumento de capital com reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(65)	(65)
Realização de custo atribuído	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	-	(14)	-	-	-
Transações de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(410)	(410)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.108	7.108	7.108	(862)	6.246
Outros resultados abrangentes	-	-	48.664	12.129	(49.605)	(1.016)	-	-	-	-	-	-	10.172	914	11.086
Destinações:															
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	-	-	-	356	1.027	-	-	(1.383)	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.561)	5.861	(5.711)	(4.411)	(433)	(4.844)	
Saldos em 31 de dezembro de 2020	205.432	2.665	100.747	(40.570)	(83.585)	(3.575)	20.176	7.584	2.903	90.772	5.861	-	308.410	2.740	311.150
	205.432	2.665				(26.983)					127.296	-	308.410	2.740	311.150
Saldo em 1º de janeiro de 2021	205.432	2.665	100.747	(40.570)	(83.585)	(3.575)	20.176	7.584	2.903	90.772	5.861	-	308.410	2.740	311.150
Aumento de capital com reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	11
Transações de capital	-	648	-	-	-	-	-	-	-	-	-	648	(814)	(166)	
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106.668	106.668	596	107.264	
Outros resultados abrangentes	-	-	18.923	20.513	1.995	108	-	-	-	-	-	-	41.539	315	41.854
Destinações:															
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.861)	-	(5.861)	-	(5.861)	
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	-	-	-	5.333	1.027	656	-	(7.016)	-	-	-	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.743)	37.320	(99.652)	(64.075)	(596)	(64.671)
Saldos em 31 de dezembro de 2021	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
	205.432	3.313				14.556					164.028	-	387.329	2.252	389.581

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)

	2021	Consolidado 2020	2021	Controladora 2020
Receitas				
Vendas de produtos e serviços e outras receitas	597.774	370.084	585.382	384.286
Perdas de créditos esperadas	187	(722)	(94)	(348)
Receitas relativas à construção de ativos para uso	34.685	31.337	32.652	30.436
	632.646	400.699	617.940	414.374
Insumos adquiridos de terceiros				
Matérias-primas e produtos para revenda	(103.370)	(34.523)	(106.590)	(32.930)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(55.156)	(75.042)	(53.089)	(66.692)
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros	(37.924)	(23.968)	(41.512)	(26.374)
Perdas no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	16.890	(34.259)	17.050	(43.342)
Ajuste a valor de mercado dos estoques	(6)	(1.518)	-	(391)
	(179.566)	(169.310)	(184.141)	(169.729)
Valor adicionado bruto	453.080	231.389	433.799	244.645
Depreciação, depleção e amortização	(69.769)	(63.349)	(74.140)	(72.223)
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	383.311	168.040	359.659	172.422
Valor adicionado recebido em transferência				
Recuperação de PIS e Cofins - Exclusão de ICMS na base de cálculo	4.962	16.764	4.598	16.141
Resultado de participações em investimentos	8.427	(3.272)	23.071	17.663
Receitas financeiras	4.458	2.821	4.249	2.940
Aluguéis, <i>royalties</i> e outros	1.948	1.244	2.724	1.688
	19.795	17.557	34.642	38.432
Valor adicionado total a distribuir	403.106	185.597	394.301	210.854
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal e administradores				
Remuneração direta				
Salários	14.429	15.661	12.562	13.093
Participações nos lucros ou resultados	671	31	597	6
Remuneração variável	2.556	2.240	2.377	2.040
	17.656	17.932	15.536	15.139
Benefícios				
Vantagens	845	6.417	622	5.922
Plano de aposentadoria e pensão	4.742	4.425	4.658	4.254
Plano de saúde	7.806	(8.063)	7.430	(8.207)
	13.393	2.779	12.710	1.969
FGTS	1.003	1.150	905	994
	32.052	21.861	29.151	18.102
Tributos				
Federais ^(*) ^(**)	145.551	58.760	138.894	59.925
Estaduais	40.694	24.474	38.980	23.488
Municipais	787	816	262	344
No exterior ^(*)	(216)	2.734	-	-
	186.816	86.784	178.136	83.757
Instituições financeiras e fornecedores				
Juros, variações cambiais e monetárias	71.520	66.088	74.390	96.180
Despesas de aluguéis e arrendamentos mercantis	5.454	4.618	5.956	5.707
	76.974	70.706	80.346	101.887
Acionistas				
Dividendos	85.828	5.711	85.828	5.711
Juros sobre capital próprio	13.824	-	13.824	-
Resultado dos acionistas não controladores	596	(862)	-	-
Lucros Retidos	7.016	1.397	7.016	1.397
	107.264	6.246	106.668	7.108
Valor adicionado total distribuído	403.106	185.597	394.301	210.854

(*) Inclui participações governamentais.

(**) Em 31 de dezembro de 2021, inclui R\$ 21.644 referente a imposto de renda e contribuição social diferidos (R\$ 20.895 na controladora).

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 excelentes resultados operacionais e financeiros em 2021. A meta de endividamento foi alcançada antes do planejado e riquezas geradas têm sido divididas com a sociedade e acionistas através de impostos, dividendos, criação de empregos e investimentos. A forte geração de caixa operacional, bem como a gestão de portfólio e dos investimentos em ativos resilientes e de classe mundial levaram aos resultados alcançados.

A produção de óleo e gás em 2021 foi de 2,77 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed). Os destaques do desempenho operacional foram: (i) o início da produção da FPSO Carioca, no pré-sal da Bacia de Santos; (ii) conclusão do *ramp-up* da P-70, no campo de Atapu; (iii) recorde na produção própria do pré-sal, com média de 1,95 milhão de barril de óleo equivalente por dia (boed), representando 70% da produção total da Petrobras; (iv) recorde anual de aproveitamento de 97,2% do gás produzido; (v) assinatura e início da vigência, do acordo de coparticipação do campo de Búzios; e (vi) aquisição dos direitos de exploração e produção dos volumes excedentes aos da Cessão Onerosa nos campos de Atapu e Sêpia.

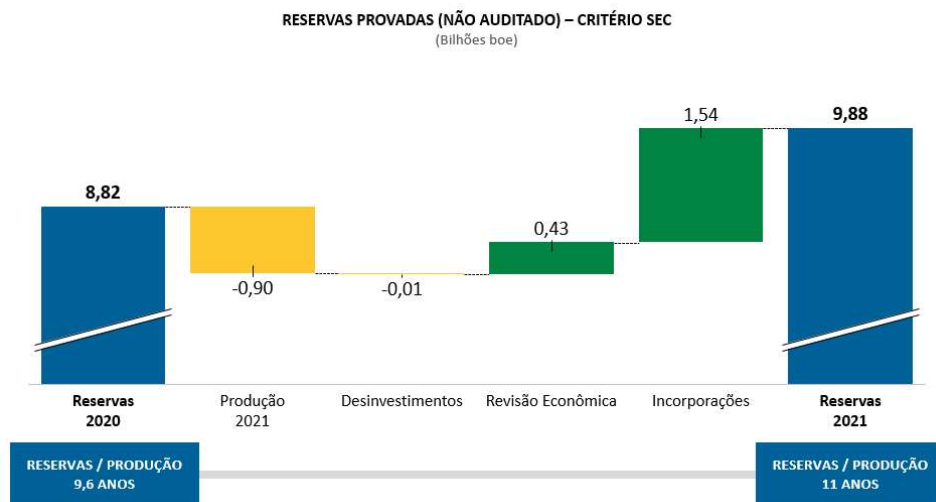
Ainda no decorrer do exercício de 2021, teve início o programa RefTOP – Refino de Classe Mundial, que trouxe melhorias nos indicadores relacionados ao meio ambiente e desempenho energético. O índice de intensidade energética, apresentou uma melhoria de 2,0%, o que significa que as refinarias estão gastando menos energia para produzir quantidades equivalentes. No total, foram evitadas a emissão de 242 mil toneladas de CO2 equivalente para o meio ambiente, apenas nas refinarias do programa.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

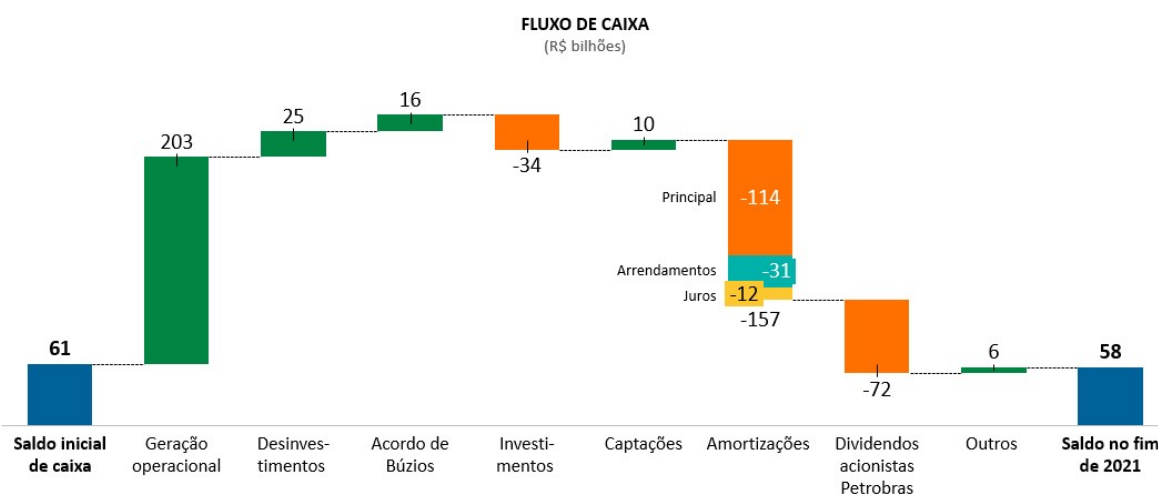
Em 2021, de acordo com o critério SEC - Securities and Exchange Commission, a companhia realizou a maior adição de reservas de sua história (1,97 bilhão de boe), resultando na reposição de 219% da produção desse ano, já considerando os desinvestimentos. A incorporação dessas novas reservas foi em função 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, além de apropriações pelo bom desempenho dos reservatórios. O preço do petróleo também impulsionou o aumento das reservas (Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural – não auditado).



A Petrobras também estima reservas segundo o critério ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis / Society of Petroleum Engineers). Em 31 de dezembro de 2021, as reservas provadas segundo este critério atingiram 10,29 bilhões de barris de óleo equivalente. As principais diferenças entre os dois critérios estão detalhadas na nota explicativa 4.1.

O desempenho do ano, alinhado ao nosso pilar de maximização de retorno sobre o capital empregado, resultou em uma geração operacional de caixa expressiva, com aumento da receita no mercado interno, principalmente por maiores preços e volumes vendidos de derivativos, e pelo aumento na receita com exportações, refletido por maiores preços acompanhando a valorização das cotações internacionais, compensados em parte pelos menores volumes de exportações de petróleo (nota explicativa 8).

Tais recursos foram destinados ao alcance de meta de endividamento e à realização de investimentos em ativos resilientes e de classe mundial. Destaca-se a aquisição de participação no excedente de Cessão Onerosa de Atapu e Sépia (nota explicativa 24).

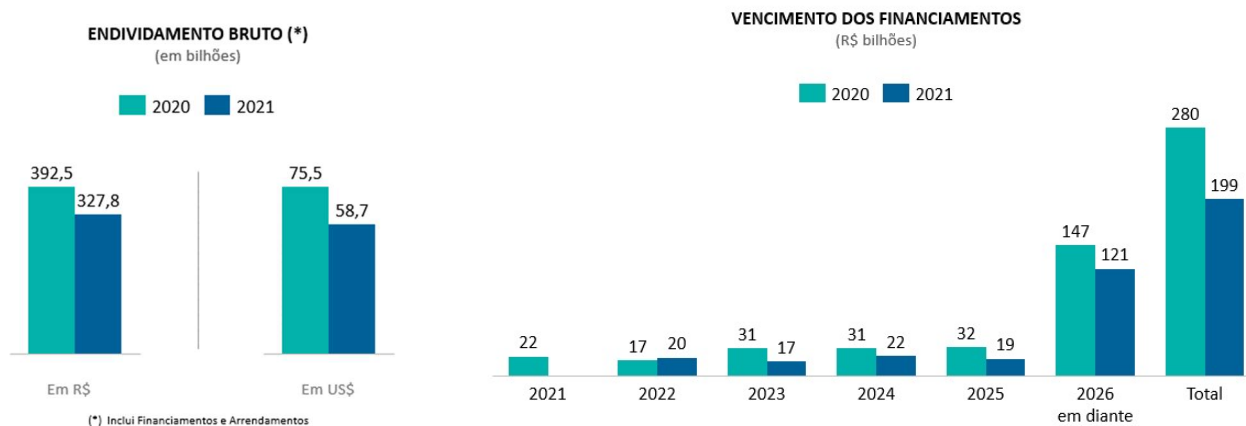


A gestão de portfólio, com foco em ativos resilientes e de classe mundial, contemplou desinvestimentos no montante de R\$ 25 bilhões em 2021 relativos, principalmente, à venda da Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e seus ativos logísticos associados, no estado da Bahia, venda da participação remanescente na BR Distribuidora, atual Vibra Energia, além de diversos campos em terra e em águas rasas, entre outros ativos (nota explicativa 31).

As premissas econômicas do Plano Estratégico (PE) 2022-2026, bem como a gestão ativa de portfólio e as novas estimativas de volumes de reservas, embasaram os testes de recuperabilidade do exercício de 2021 (nota explicativa 25).

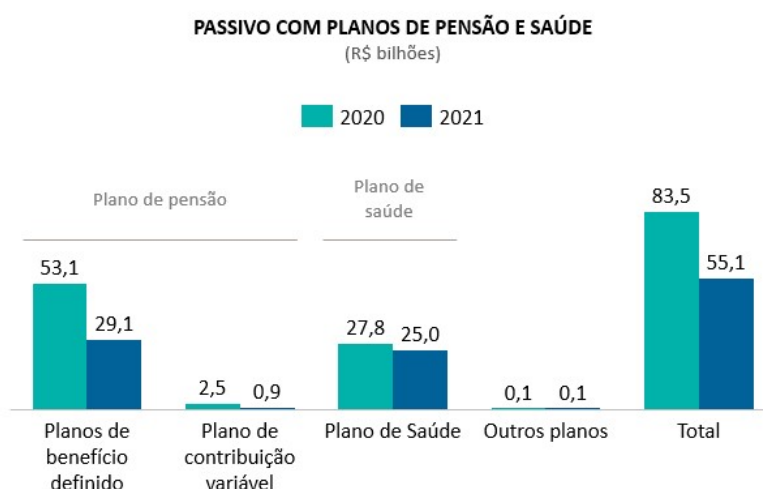
Outra importante fonte de recursos no ano foi a compensação financeira recebida de R\$ 16 bilhões pelo Acordo de Coparticipação de Búzios (nota explicativa 24).

A estratégia financeira do PE 2022-2026 tem como pilares a manutenção da estrutura ótima de capital, a maximização da geração de valor, a mitigação de riscos pela gestão do contencioso e o comprometimento com a melhor alocação de capital. A antecipação da redução do endividamento bruto para US\$ 60 bilhões permitirá o cumprimento da nossa Política de Remuneração aos Acionistas, especialmente por ter atingido a alavancagem ideal, que possibilita maior retorno de dividendos, mas mantendo a sustentabilidade financeira da companhia (notas explicativas 6 e 34).



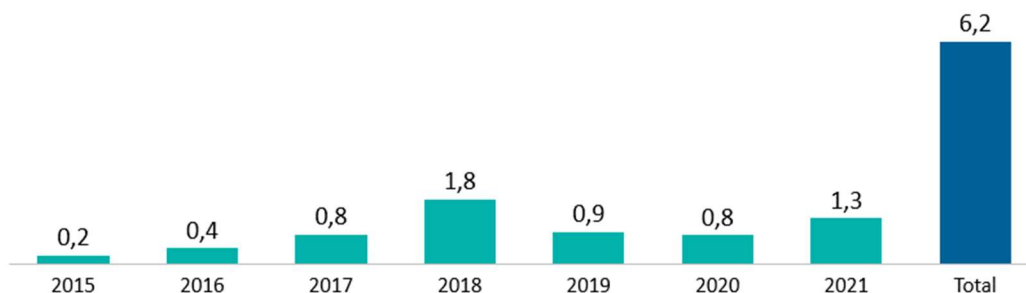
A revisão das premissas econômicas do PE 2022-2026, principalmente do *Brent*, proporcionou um incremento nas exportações previstas e, conseqüentemente, nas exportações altamente prováveis designadas nas relações de *hedge accounting*, gerando uma redução da exposição cambial passiva Dólar x Real (nota explicativa 36).

Em continuidade com o processo de gestão de passivos de planos de pensão, a companhia realizou a liquidação financeira antecipada do aporte contributivo de revisão do pecúlio, de parte da obrigação do Termo de Compromisso Financeiro e do aporte pela migração de participantes para o novo plano de contribuição definida (PP3). Além das liquidações antecipadas, a revisão de premissas atuariais de taxa de desconto e de variação dos custos médicos hospitalares, compensadas em parte pela alteração do custeio de benefício do plano de saúde, contribuíram para redução do passivo atuarial com planos de benefícios pós-emprego (nota explicativa 17).



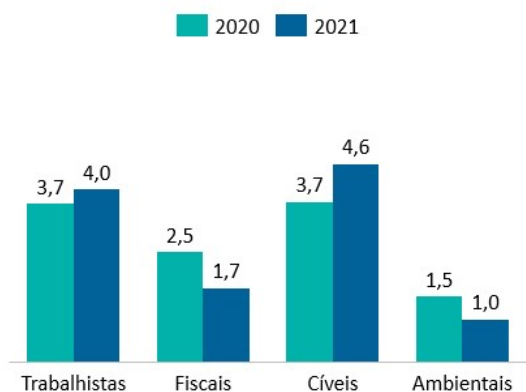
Em decorrência dos acordos de colaboração e repatriações no âmbito da Operação Lava Jato, a companhia foi ressarcida em R\$ 1,3 bilhão ao longo de 2021 (nota explicativa 21).

RESSARCIMENTO OPERAÇÃO LAVA JATO
(R\$ bilhões)

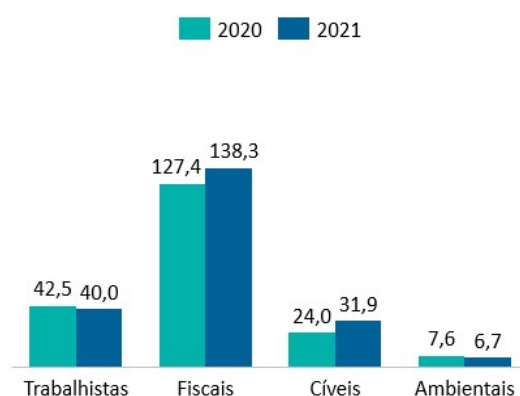


Ao longo do exercício de 2021, a Petrobras manteve sua estratégia de gestão ativa de seus passivos, considerando as especificidades de cada processo e a análise da relação custo e benefício. Neste contexto, aderiu a programas de anistias e de remissão estadual para pagamento à vista de débitos de ICMS, principalmente nos estados do Rio de Janeiro e Bahia, com benefício de redução dos encargos e dos tributos (nota explicativa 16), além de eliminar eventuais riscos futuros associados às matérias para as quais foram realizadas adesões (nota explicativa 18).

CONTINGÊNCIAS PROVISIONADAS (PROVÁVEL)
(R\$ bilhões)



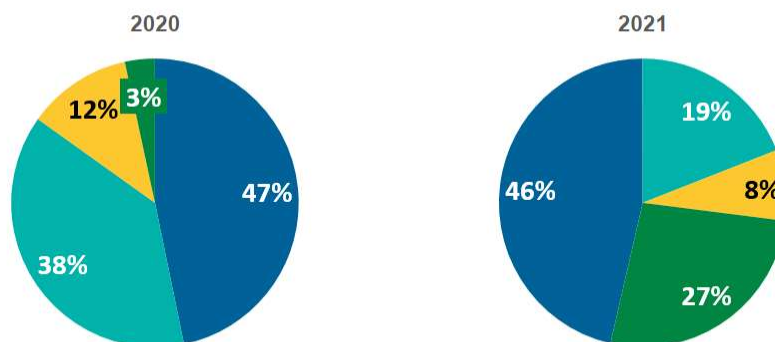
CONTINGÊNCIAS NÃO PROVISIONADAS (POSSÍVEL)
(R\$ bilhões)



Em maio de 2021, o Supremo Tribunal Federal (STF) definiu que o valor do ICMS a ser excluído da base de cálculo do PIS e da COFINS é o destacado na nota fiscal, gerando reconhecimento de créditos complementares àqueles registrados em 2020 (nota explicativa 16).

As riquezas geradas pela companhia em 2021 no valor de R\$ 403,1 bilhões (R\$ 185,6 bilhões em 2020) foram distribuídas da seguinte forma:

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO
(%)



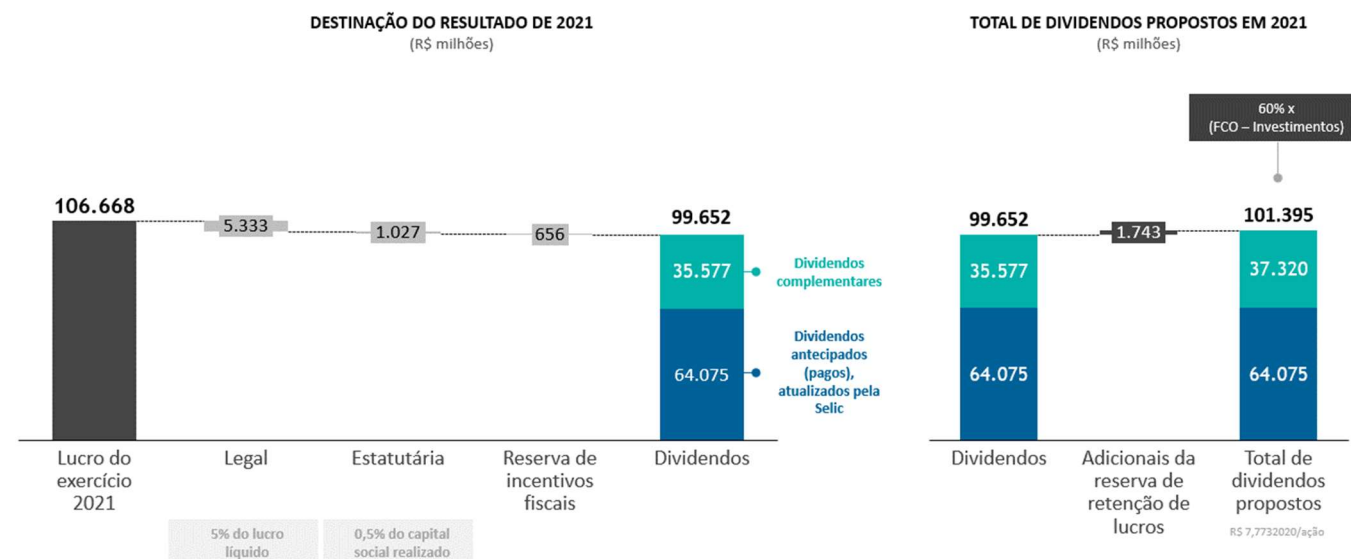
- Tributos
- Instituições financeiras e fornecedores
- Pessoal e administradores
- Acionistas

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

A proposta de dividendos para o exercício de 2021 foi realizada com base na Política de Remuneração aos Acionistas, equivalente a 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e as aquisições de ativos imobilizados e intangíveis, considerando a forte geração de caixa operacional observada no exercício (nota explicativa 34).



Em 2021, o Conselho de Administração aprovou o pagamento de antecipações de remuneração aos acionistas no montante de R\$ 63.400 que, atualizadas monetariamente pela variação da taxa Selic desde a data do pagamento até 31 de dezembro de 2021, totalizam R\$ 64.075. Também foi proposto pelo Conselho de Administração o pagamento complementar de dividendos de R\$ 37.320. A distribuição total de dividendos, englobando as antecipações e o dividendo complementar, no montante de R\$ 101.395, será encaminhada para aprovação da Assembleia Geral de Acionistas da companhia (nota explicativa 34).

Em relação aos benefícios aos empregados, a companhia incluiu, em 2021, condicionantes no programa de prêmio por performance (PPP) para todos os empregados, além de proporcionar aos empregados que não ocupam funções gratificadas a participação nos lucros ou resultados (PLR), conforme acordo coletivo de trabalho (nota explicativa 17).

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	
	2021	2020
Receita de vendas	83.966	53.683
Lucro bruto	40.802	24.488
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	37.584	10.063
Lucro do exercício - Acionistas da Petrobras	19.875	1.141
Caixa e equivalentes de caixa	10.467	11.711
Imobilizado	125.330	124.201
Financiamentos e Arrendamentos - Circulante e Não Circulante	58.743	75.538
Patrimônio líquido	69.812	59.876
Fluxo de caixa operacional	37.791	28.890
Fluxo de caixa de investimentos	2.157	(4.510)
Fluxo de caixa de financiamentos	(40.791)	(19.259)

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 indicado. As principais práticas contábeis aplicadas na preparação das demonstrações financeiras estão apresentadas nas respectivas notas explicativas.

Na preparação dessas demonstrações financeiras, a Administração utilizou 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 que requerem maior nível de julgamento e complexidade estão divulgados na nota explicativa 4.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 23 de fevereiro de 2022, 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 Deliberação CVM 557/08. 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 do fluxo 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. Sumário das principais práticas contábeis

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 e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações que refletem no reconhecimento e mensuração de ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e outros fatores considerados relevantes, sendo revisadas periodicamente pela Administração. Os resultados reais podem diferir dos valores estimados.

A seguir são apresentadas informações sobre as estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da companhia.

4.1. Reservas de petróleo e gás natural

As reservas de petróleo e gás natural são calculadas tendo por base informações econômicas, geológicas e de engenharia, como perfis de poço, dados de pressão e dados de amostras de fluidos. As reservas são utilizadas para o cálculo das taxas de depreciação, depleção e amortização no método de unidades produzidas, nos testes de recuperabilidade dos ativos (*impairment*), nos cálculos de provisões para desmantelamento de áreas e também estão relacionadas às exportações altamente prováveis que são objeto de *hedge* de fluxo de caixa.

A estimativa de reservas está sujeita a revisões, no mínimo anualmente, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção e geologia dos reservatórios, bem como alterações em preços e custos utilizados na estimativa. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia de desenvolvimento da companhia ou na capacidade de produção.

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

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

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

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

Outras informações sobre reservas são apresentadas nas informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

a) Impacto das reservas de petróleo e gás natural na depreciação, depleção e amortização

As estimativas de volumes de reservas provadas utilizadas no cálculo das taxas de depreciação, depleção e amortização, no método de unidades produzidas, são elaboradas por profissionais especializados da companhia, de acordo com as definições estabelecidas pela SEC. Revisões das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas impactam de forma prospectiva os valores da depreciação, depleção e amortização reconhecidos nos resultados e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural.

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

Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas na nota explicativa 23.

b) Impacto das reservas de petróleo e gás natural no teste de *impairment*

Para o cálculo do valor recuperável dos ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural, o valor em uso estimado baseia-se nas reservas provadas e reservas prováveis de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE.

Outras informações sobre teste de *impairment* são apresentadas na nota explicativa 25.

c) Impacto das reservas de petróleo e gás natural nas estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A estimativa do momento de realização dos custos com obrigações de desmantelamento de áreas é baseada no prazo de exaustão das reservas provadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE. Revisões nas estimativas de reservas que impliquem em mudanças no prazo de exaustão podem afetar a provisão para desmantelamento de áreas.

d) Impacto nas exportações altamente prováveis que são objeto de *hedge* de fluxo de caixa

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano Estratégico e, em menor escala, em projeções mensais de curto prazo. Alterações na previsão de produção de petróleo e gás podem impactar as expectativas em relação às exportações futuras e, conseqüentemente, as designações de relações de *hedge*.

4.2. Premissas para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

Os testes de *impairment* envolvem incertezas relacionadas principalmente às premissas-chave: preço médio do *Brent* e taxa média de câmbio (Real/Dólar), cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da companhia. Um número significativo de variáveis interdependentes para determinação do valor em uso, cuja aplicação nos testes de *impairment* envolve um alto grau de complexidade, deriva destas estimativas.

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

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

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

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

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

Mudanças no ambiente econômico e político podem também resultar em projeções de risco-país mais altas ocasionando elevação nas taxas de desconto usadas nos testes de *impairment*.

Reduções decorrentes de mudanças estruturais nos cenários de preços futuros de petróleo e gás natural, bem como efeitos negativos decorrentes de mudanças significativas no volume de reservas, na curva de produção esperada, nos custos de extração ou nas taxas de desconto, além de decisões sobre investimentos que resultam no adiamento ou interrupção de projetos, podem ser indícios da necessidade de realização de testes de recuperabilidade dos ativos.

O valor recuperável de determinados ativos pode não exceder substancialmente seus valores contábeis e, por esta razão, é razoavelmente possível que perdas por desvalorização sejam reconhecidas nestes ativos nos próximos anos devido à observação de uma realidade distinta em relação às premissas assumidas, conforme nota explicativa 25.

4.3. Definição das unidades geradoras de caixa para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

Esta definição envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão. Alterações nas UGCs podem acontecer em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais que podem resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, conseqüentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs, podendo ocasionar perdas ou reversões adicionais na recuperação de ativos. O nível de desagregação de ativos em UGCs pode chegar até o limite dos ativos serem testados individualmente. As definições adotadas são as seguintes:

a) UGCs do segmento de E&P:

- i. Campo ou polo de produção de petróleo e gás: composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção de um campo ou de um polo (conjunto de dois ou mais campos) no Brasil ou no exterior. Em 31 de dezembro de 2021, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 90 campos e 25 polos. Alterações nas UGCs do segmento de E&P estão apresentadas na nota explicativa 25. As sondas de perfuração não estão associadas a nenhuma UGC e são testadas individualmente para fins de recuperabilidade.

b) UGCs do segmento de RTC:

- i. UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõe as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro, com a operação combinada e centralizada de tais ativos, tendo como objetivo comum o atendimento do mercado ao menor custo global e, sobretudo, a preservação do valor estratégico do conjunto de ativos no longo prazo. O planejamento operacional é feito de forma centralizada e os ativos não são geridos, medidos ou avaliados pelo seu resultado econômico-financeiro individual isolado. As refinarias não têm autonomia para escolher o petróleo a ser processado, o *mix* de derivados a produzir, os mercados para onde destiná-los, que parcela será exportada, que intermediários serão recebidos e os preços de vendas dos produtos. As decisões operacionais são analisadas por meio de um modelo integrado de planejamento operacional para o atendimento do mercado, considerando todas as opções de produção, importação, exportação, logística e estoques e buscando maximizar o desempenho global da companhia. A decisão sobre novos investimentos não se baseia na avaliação individual do ativo onde o projeto será instalado, mas sim no resultado adicional para a UGC como um todo. O modelo que suporta todo o planejamento, usado nos estudos de viabilidade técnica e econômica de novos investimentos em refino e logística, busca alocar um determinado tipo de petróleo, ou *mix* de derivados, definir o atendimento de mercados (área de influência), objetivando os melhores resultados para o sistema integrado. Os dutos e terminais são partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado;

Em 2021 a Administração aprovou a venda das refinarias Landulpho Alves (RLAM) e Isaac Sabbá (REMAN), cujos ativos foram excluídos da UGC. A operação de venda da RLAM foi concluída em 30 de novembro de 2021 e os ativos da REMAN encontram-se classificados como mantidos para venda (nota explicativa 31.1).

- ii. UGC Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj): com o cancelamento do projeto referente ao trem 1 do Comperj, os ativos remanescentes foram agrupados na UGC Utilidades Itaboraí, composta pelos ativos relacionados à infraestrutura e utilidades que atenderão a UPGN do projeto integrado Rota 3; e na UGC Polo GasLub, conjunto de ativos que continuam hibernados e que estão sendo avaliados para aproveitamento em outros projetos.
- iii. UGC 2º trem de refino RNEST: ativos do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada, testados isoladamente.
- iv. UGC Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro.
- v. UGC Comboios-Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê);
- vi. UGC SIX: planta de processamento de xisto encontra-se classificada como mantidos para venda (nota explicativa 31.1); e
- vii. Demais UGCs: ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

c) UGCs do segmento de Gás e Energia:

Em 2021, o Novo Marco Legal do Gás (Lei 14.134/21 e Decreto nº 10.712/21) produziu importantes mudanças legais e regulatórias aplicáveis ao mercado de gás natural no Brasil. Esse conjunto de mudanças confere acesso de agentes de mercado a ativos que compunham a UGC Gás Natural e traz uma condição à otimização da Cadeia do Gás Natural nas projeções da companhia. Em função disso, os ativos que pertenciam à UGC Gás Natural foram reorganizados da seguinte forma, para fins de monitoramento da recuperabilidade dos seus valores contábeis:

- i. UGC SIP Integrado - conjunto de ativos formado pelas Unidades de Tratamento de Gás (UTG) Itaboraí, Cabiúnas e Caraguatatuba, que compõem uma UGC em função das características contratuais do Sistema Integrado de Processamento (SIP) e do Sistema Integrado de Escoamento (SIE); e
- ii. UGCs Unidades de Tratamento de Gás: as demais UTGs passam a representar, cada uma, unidades geradoras de caixa isoladas.

Os ativos de escoamento das Rotas 2 e 3, que também faziam parte da UGC Gás Natural, passaram a ser testados em um conjunto com ativos de E&P que usufruem dessa infraestrutura. Em relação aos terminais de GNL e o Gasoduto Brasil-Bolívia, a recuperabilidade do valor contábil desses ativos será monitorada de forma combinada com as UTGs da companhia, após quaisquer reconhecimentos de perdas de recuperabilidade nessas unidades de tratamento de gás.

As demais UGCs do segmento de Gás e Energia são:

- iii. UGCs Unidades de Fertilizantes Nitrogenados: as fábricas de fertilizantes e nitrogenados.

- iv. UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termoeletricas (UTE). A administração aprovou a venda das UTEs Arembepe, Muryci e Bahia 1, cuja operação foi concluída em dezembro de 2021 (nota explicativa 31.1). Os ativos foram excluídos da UGC.
- v. UGC Termocamaçari: ativos da usina termoeletrica Termocamaçari.
- vi. Demais UGCs: ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

d) UGCs do negócio de Biocombustível

- i. UGC Biodiesel: conjunto de ativos que compõe as usinas de biodiesel. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados nos leilões e a oferta de matéria-prima; e
- ii. UGC Quixadá: ativos da usina de biodiesel Quixadá-CE.

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

4.4. Benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

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

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

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

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares, assim como informações adicionais das premissas estão divulgadas na nota explicativa 17.

4.5. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências

A companhia é parte em arbitragens, processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrentes do curso normal de suas operações e utiliza-se de estimativas para reconhecer os valores e a probabilidade de saída de recursos com base em pareceres 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 na probabilidade de saída de recursos e suas mensurações mediante análise de seus fundamentos.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 18.

4.6. Estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações, sendo estas últimas as mais significativas. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. Essas obrigações são reconhecidas a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia. Em função dos longos períodos até a data de abandono, variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido.

Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que: i) as obrigações ocorrerão no longo prazo; ii) 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 abandono, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Outras informações sobre desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 19.

4.7. Tributos diferidos sobre o lucro

A companhia realiza julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações financeiras. Os ativos fiscais diferidos são reconhecidos se for provável a existência de lucros tributáveis futuros. A determinação do reconhecimento de ativos fiscais diferidos requer a utilização de estimativas contidas no Plano Estratégico, que anualmente é aprovado pelo Conselho de Administração. Esse plano contém as principais premissas que suportam a mensuração dos lucros tributáveis futuros que são: i) preço do petróleo do tipo *brent*; ii) taxa de câmbio; iii) resultado financeiro líquido.

A movimentação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido diferidos estão apresentados na nota explicativa 16.1.

4.8. Contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano Estratégico corrente 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. Para o longo prazo, os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do Plano Estratégico (PE), 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 36.

4.9. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente

Como descrito na nota explicativa 21, a companhia desenvolveu uma metodologia e realizou baixas contábeis de R\$ 6.194 no terceiro trimestre de 2014, referentes a custos capitalizados representando montantes pagos na aquisição de imobilizado em anos anteriores.

A companhia continua acompanhando os resultados das investigações em andamento e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos. Não foram identificadas na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021 novas informações que indiquem a possibilidade de uma mudança material no montante baixado.

4.10. Perdas de crédito esperadas

A provisão de perdas de crédito esperadas (PCE) para ativos financeiros se baseia em premissas de risco de default, determinação da ocorrência ou não de aumento significativo no risco de crédito, fator de recuperação, entre outras. Para tal, a companhia utiliza julgamentos nessas premissas, além de informações sobre atrasos nos pagamentos e avaliações do instrumento financeiro com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

4.11. Arrendamentos

A companhia utiliza taxas incrementais sobre empréstimos da companhia para descontar os fluxos de caixa dos pagamentos de arrendamentos, cujas taxas implícitas não podem ser determinadas imediatamente. As taxas incrementais são estimadas a partir das taxas de captação corporativa (obtidas pelos rendimentos – *yields* - de títulos emitidos pela Petrobras), que levam em conta a taxa livre de risco e o prêmio de risco de crédito da companhia, ajustadas para refletir ainda as condições e características específicas do arrendamento, como o risco do ambiente econômico do país, o impacto das garantias, a moeda, *duration* do respectivo fluxo de pagamento e a data de início de cada contrato.

4.12. Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

As 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 deliberados por meio de metodologia de gestão de riscos tributários, previamente implementada.

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

Informações sobre tratamento fiscal incerto de tributos sobre o lucro são divulgadas na nota explicativa 16.1.

5. Novas normas e interpretações

5.1. 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 2021.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
<i>Annual Improvements to IFRS® Standards 2018–2020</i>	As emendas alteram requerimentos relacionados a: controlada como adotante inicial dos IFRS (IFRS 1-First-time Adoption of International Financial Reporting Standards); taxas a serem consideradas para avaliar o desreconhecimento de um passivo financeiro (IFRS 9-Financial Instruments); e fluxos de caixa para tributação ao mensurar o valor justo (IAS 41-Agriculture). Adicionalmente, as emendas alteram determinado exemplo ilustrativo contido no IFRS 16-Leases.	1º de janeiro de 2022, com aplicação prospectiva.
<i>Reference to the Conceptual Framework - Amendments to IFRS 3</i>	As emendas atualizam determinada referência no IFRS 3 à estrutura conceitual mais recente, bem como inclui requerimentos adicionais relativos a obrigações no escopo dos pronunciamentos IAS 37 - Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets e IFRIC 21-Levies. Adicionalmente, as emendas orientam que o comprador não deve reconhecer ativos contingentes adquiridos em uma combinação de negócios.	1º de janeiro de 2022, com aplicação prospectiva.
<i>Onerous Contracts—Cost of Fulfilling a Contract - Amendments to IAS 37</i>	Estabelece alterações no IAS 37-Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets para esclarecer o que compreende os custos de cumprimento de um contrato para avaliar se um contrato é oneroso.	1º de janeiro de 2022, aplicação retrospectiva com regras específicas.
<i>Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use - Amendments to IAS 16</i>	As alterações no IAS 16-Property, Plant and Equipment proíbem deduzir do custo do imobilizado valores recebidos pela venda de itens produzidos antes da colocação do ativo no local e condição necessárias para o mesmo ser capaz de funcionar da forma pretendida pela administração	1º de janeiro de 2022, aplicação retrospectiva com regras específicas.
<i>Classification of Liabilities as Current or Non-current - Amendments to IAS 1</i>	As emendas no IAS 1-Presentation of Financial estabelecem requerimentos para classificação de um passivo como circulante ou não circulante.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva.
<i>IFRS 17 – Insurance Contracts and Amendments to IFRS 17 Insurance Contracts</i>	O IFRS 17 substitui o IFRS 4-Insurance Contracts e estabelece, entre outras coisas, os requisitos que devem ser aplicados no reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação relacionados aos contratos de seguro e de resseguro.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva com regras específicas.
<i>Disclosure of Accounting Policies – Amendments to IAS 1 and Practice Statement 2</i>	Em substituição ao requerimento de divulgação de políticas contábeis significativas, as emendas ao IAS 1 Presentation of Financial Statements estabelecem que políticas contábeis devem ser divulgadas quando forem materiais. Entre outras coisas, a emenda prevê orientações para determinar tal materialidade.	1º de janeiro de 2023, com aplicação prospectiva para as emendas ao IAS 1.
<i>Definition of Accounting Estimates – Amendments to IAS 8</i>	De acordo com as emendas ao IAS 8, a definição de “mudança na estimativa contábil” deixa de existir. Em substituição, foi estabelecida definição para o termo “estimativas contábeis”: valores monetários nas demonstrações financeiras que estão sujeitos à incerteza de mensuração.	1º de janeiro de 2023, com aplicação prospectiva.
<i>Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction– Amendments to IAS 12</i>	As alterações reduziram o escopo da isenção de reconhecimento de ativos fiscais diferidos e passivos fiscais diferidos contidas nos parágrafos 15 e 24 do IAS 12 Income Taxes de modo que não se aplique mais a transações que, entre outras coisas, no reconhecimento inicial, dão origem a diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis iguais.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva com regras específicas.

Em relação aos normativos em vigor a partir de 1º de janeiro de 2022, de acordo com as avaliações realizadas, a companhia estima que não há impactos materiais na aplicação inicial em suas demonstrações financeiras consolidadas.

Quanto aos normativos que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2023, a companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações contábeis consolidadas

5.2. Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)

O CPC emite pronunciamentos, revisões de pronunciamentos e interpretações tidos como análogos às IFRS, tal como emitidos pelo IASB. A seguir são apresentados os normativos emitidos pelo CPC que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2021, bem como os IFRS equivalentes:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Pronunciamento, revisão ou interpretação do CPC	IFRS equivalente	Data de vigência
Revisão de Pronunciamentos Técnicos CPC Nº 19	Annual Improvements to IFRS® Standards 2018–2020 Reference to the Conceptual Framework - Amendments to IFRS 3 Onerous Contracts—Cost of Fulfilling a Contract - Amendments to IAS 37 Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use - Amendments to IAS 16	1º de janeiro de 2022
Pronunciamento Técnico CPC 50	IFRS 17 – Insurance Contracts	1º de janeiro de 2023

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 no item 5.1.

6. Gestão de Capital

A gestão de capital da companhia tem como objetivo o retorno de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas e investidores. As principais fontes de recursos da empresa têm sido sua geração operacional de caixa e os desinvestimentos.

A estratégia financeira do Plano Estratégico 2022-2026 tem como pilares a manutenção da estrutura ótima de capital, a maximização da geração de valor, a mitigação de riscos pela gestão do contencioso e o comprometimento com melhor alocação de capital.

A meta da companhia de redução do endividamento bruto para US\$ 60 bilhões, cuja previsão original era de ser atendida em 2022, foi alcançada em setembro de 2021. Paralelamente, no decorrer do exercício de 2021, o prazo médio ponderado de vencimento da dívida foi alongado de 11,71 anos em 2020 para 13,39 anos em 2021. O atingimento da meta permitirá o cumprimento da Política de Remuneração aos Acionistas, especialmente pelo alcance do nível de alavancagem planejado, que possibilita maior retorno de dividendos aos acionistas sem comprometer a sustentabilidade financeira da companhia.

Em 2021, a companhia reduziu o endividamento bruto em US\$ 16.795 milhões, finalizando o ano com US\$ 58.743 milhões e dentro da meta de US\$ 60 bilhões. Adicionalmente, com a posição de caixa de US\$ 11.117 milhões, o endividamento líquido em 2021 reduziu em US\$ 15.542 milhões, atingindo US\$ 47.626 milhões. Os endividamentos bruto e líquido em Reais reduziram 16% e 19%, respectivamente, influenciados, também, pela desvalorização do Real frente ao dólar, conforme quadro a seguir:

	Em milhões de US\$		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Endividamento total (Financiamentos e Arrendamentos)	58.743	75.538	327.818	392.548
Caixa e equivalentes de Caixa + Títulos públicos federais e time deposits (vencimento superior a 3 meses)	11.117	12.370	62.040	64.280
Endividamento líquido	47.626	63.168	265.778	328.268

Foram fundamentais para a redução do endividamento no ano, a forte geração de caixa operacional de R\$ 203.126 (US\$ 37.791 milhões), além dos desinvestimentos de R\$ 25.494 (US\$ 4.783 milhões) e da compensação financeira recebida pelo Acordo de Coparticipação de Búzios de R\$ 15.510 (US\$ 2.938 milhões).

Estas medidas não são definidas segundo as normas internacionais de contabilidade - 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.

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

7.1. Caixa e bancos

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Caixa e bancos	1.666	2.868	145	29
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	10.885	13.469	2.383	3.206
Outros fundos de investimentos	911	143	20	4
	11.796	13.612	2.403	3.210
- No exterior				
<i>Time deposits</i>	24.050	13.376	-	-
Auto Invest e contas remuneradas	20.826	29.274	382	1.941
Outras aplicações financeiras	72	1.726	-	-
	44.948	44.376	382	1.941
Total das aplicações financeiras de curto prazo	56.744	57.988	2.785	5.151
Total de caixa e equivalentes de caixa	58.410	60.856	2.930	5.180

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.

As principais aplicações destes recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foram para cumprimento do serviço da dívida, incluindo pré-pagamentos de empréstimos no mercado bancário internacional, recompra de títulos no mercado de capitais internacional e amortizações de arrendamentos, no total de R\$ 157.104, bem como para realização de investimentos no montante de R\$ 34.134 e para o pagamento de dividendos no valor de R\$ 72.718.

Essas aplicações foram substancialmente proporcionadas por uma geração de caixa operacional de R\$ 203.126, pela compensação financeira recebida pelo Acordo de Coparticipação de Búzios de R\$ 15.510, captações no valor de R\$ 9.647, recebimentos pela venda de ativos e de participações de R\$ 25.494, e pelo efeito cambial sobre os saldos de caixa e equivalente de caixa decorrentes de aplicações no exterior de R\$ 3.650.

Prática Contábil

Representam numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

7.2. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2021		Consolidado		Controladora	
	País	Total	País	Exterior	31.12.2020	31.12.2020
Valor justo por meio do resultado	3.630	3.630	3.388	-	3.388	3.630
Custo amortizado	247	247	227	36	263	247
Total	3.877	3.877	3.615	36	3.651	3.877
Circulante	3.630	3.630	3.388	36	3.424	3.630
Não circulante	247	247	227	-	227	247

Os títulos classificados como valor justo por meio de resultado referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros. Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses e, em sua maioria, são apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

Prática contábil

São inicialmente mensurados a valor justo e subsequentemente de acordo com as suas respectivas classificações:

- Custo amortizado - fluxos de caixa que constituem o recebimento, em datas especificadas, de principal e juros sobre o valor do principal em aberto. O modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais. A receita de juros é calculada utilizando-se o método de juros efetivos.
- Valor justo por meio do resultado - todos os demais títulos e valores mobiliários.

8. Receita de vendas

8.1. Receita de vendas de contratos com clientes

As receitas de contratos com clientes numa companhia de energia integrada são oriundas de diferentes produtos comercializados conforme nossos segmentos operacionais, levando-se em consideração características específicas dos mercados onde atua. Para mais informações sobre os segmentos operacionais da companhia, suas atividades e os respectivos produtos comercializados, vide nota explicativa 12.

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

As receitas de vendas são reconhecidas no momento em que o controle é transferido ao cliente, que geralmente ocorre no ato da entrega do produto ou quando o serviço é prestado. Os faturamentos ocorrem em períodos bem próximos às entregas e prestação de serviços, portanto, não são esperadas alterações significativas nos preços das transações a serem reconhecidas em receitas de períodos posteriores à satisfação de obrigação de desempenho, exceto para algumas exportações nas quais a formação de preço final ocorre após a transferência de controle dos produtos e estão sujeitas à variação do valor da *commodity*. As vendas são realizadas em prazos curtos de recebimento, não havendo assim componentes de financiamento.

Adicionalmente, a companhia atua como agente principalmente no negócio de biocombustíveis, onde não há controle do biodiesel vendido às distribuidoras em qualquer momento durante a operação de venda. As receitas de agenciamento em 2021 totalizaram R\$ 205 (R\$ 192 em 2020).

8.2. Receita Líquida de Vendas

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Receita bruta de vendas	567.449	352.660	560.435	333.965
Encargos de vendas (*)	(114.781)	(80.591)	(113.573)	(79.972)
Receita de vendas	452.668	272.069	446.862	253.993
Diesel	130.671	70.984	128.691	70.987
Gasolina	64.206	32.074	63.465	32.074
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	24.168	17.347	23.860	15.429
Querosene de aviação (QAV)	12.279	6.965	12.122	6.965
Nafta	9.131	8.470	8.953	8.470
Óleo combustível (incluindo <i>bunker</i>)	9.532	4.016	9.258	4.024
Outros derivados de petróleo	22.988	13.945	22.685	14.021
Subtotal de derivados	272.975	153.801	269.034	151.970
Gás natural	31.694	18.485	31.727	18.337
Petróleo	3.766	254	11.270	254
Renováveis e nitrogenados	215	296	134	174
Receitas de direitos não exercidos (<i>breakage</i>)	1.311	2.283	1.313	2.290
Eleticidade	15.559	5.635	15.508	5.622
Serviços, agenciamentos e outros	4.357	3.928	3.974	4.408
Mercado interno	329.877	184.682	332.960	183.055
Exportações	115.768	80.229	113.902	70.938
Petróleo	80.245	58.692	77.240	47.201
Óleo combustível (incluindo <i>bunker</i>)	29.755	17.982	30.789	20.076
Outros derivados de petróleo e outros produtos	5.768	3.555	5.873	3.661
Vendas no exterior (**)	7.023	7.158	-	-
Mercado externo	122.791	87.387	113.902	70.938
Receitas de vendas	452.668	272.069	446.862	253.993

(*) Inclui, principalmente, CIDE, PIS, COFINS e ICMS.

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

Aumento da receita no mercado interno, principalmente por:

- Maiores preços médios dos derivados, com destaque para o diesel, a gasolina, o GLP, a nafta, o QAV e o óleo combustível, acompanhando, em grande parte, a valorização das cotações internacionais e a desvalorização cambial;
- Maior volume de vendas de derivados, com destaque:
 - Diesel, decorrente do aumento da competitividade da Petrobras e consequente redução das vendas por importadores, do crescimento econômico, principalmente do setor industrial, e da base de comparação depreciada em 2020, em função da redução da rodagem média da frota de veículos pesados causada pelos efeitos da pandemia da COVID-19;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

- Gasolina, devido ao ganho de participação da gasolina sobre o etanol no consumo de veículos flex, ao aumento da competitividade da Petrobras e consequente redução das importações por terceiros, e à base de comparação depreciada em 2020, em função das medidas restritivas mais intensas devido aos efeitos da pandemia;
- Óleo combustível, retratando, em grande parte, as maiores vendas para uso nas térmicas, devido ao aumento dos despachos por garantia energética, em razão das piores condições hidrológicas;
- QAV, em função da base de comparação depreciada em 2020, devido às maiores restrições impostas pela pandemia;
- Compensados em parte pelos menores volumes de nafta, devido às menores vendas para Braskem, e de GLP, em função da maior colocação do produto por outros players e importadores e das maiores vendas realizadas em 2020, em razão do isolamento social mais intenso no ano anterior, reflexo dos efeitos da pandemia.
- Maior receita de gás natural, em função da maior demanda, tanto no setor termelétrico, em razão da piora no cenário hidrológico, quanto no setor não termelétrico, refletindo uma recuperação do mercado após as medidas mais restritivas referentes à pandemia no ano anterior, bem como dos maiores preços de venda, influenciados, principalmente, pelo aumento do petróleo tipo *brent* e pela desvalorização do real frente ao dólar;
- Aumento da receita de energia elétrica, refletindo os maiores despachos termelétricos, devido à piora das condições hidrológicas que resultou em menor nível dos reservatórios hidrelétricos, bem como os efeitos da retomada econômica após o auge da pandemia e o aumento do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças); e
- Maior receita de petróleo, em razão, principalmente, da venda da Refinaria de Mataripe S.A. (antiga RLAM), que passou a ser um cliente relevante, a partir de dezembro de 2021, nas operações comerciais do petróleo vendido no mercado interno.

A maior receita com exportações reflete os maiores preços, acompanhando a valorização das cotações internacionais, compensados em parte pelos menores volumes de exportações de petróleo, retratando, principalmente, a recuperação do mercado interno e a menor produção de óleo no Brasil, e de derivados, principalmente diesel e gasolina.

Em 2021, a Vibra Energia, antiga BR Distribuidora, representa mais que 10% do total de vendas da companhia, impactando principalmente o segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC).

8.3. Obrigações de desempenho restantes

A companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços assinados até 31 de dezembro de 2021, com prazos superiores a 1 ano, onde há estabelecida uma quantidade de bens ou serviços para vendas nos próximos exercícios com seus respectivos termos de pagamentos.

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2021, tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2021 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Expectativa de realização em até 1 ano	Expectativa de realização após 1 ano	Consolidado Total dos contratos
Mercado interno			
Gasolina	55.605	–	55.605
Diesel	114.571	–	114.571
Gás natural	65.901	65.669	131.570
Serviços e outros	34.446	48.790	83.236
Nafta	9.773	29.317	39.090
Eletricidade	3.481	12.070	15.551
Outros derivados de petróleo	146	–	146
Querosene de aviação (QAV)	5.080	–	5.080
Mercado externo			
Exportações	16.351	64.688	81.039
Total	305.354	220.534	525.888

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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

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

8.4. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2021, a companhia possui R\$ 106 (R\$ 356 em 2020) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de *take and ship or pay*, a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados como outras contas e despesas a pagar no passivo circulante.

Prática contábil

A companhia avalia os contratos com clientes que serão objeto de reconhecimento de receitas e identifica os bens e serviços distintos prometidos em cada um deles.

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

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

Ao transferir um bem, ou seja, quando o cliente obtém o controle desse, a companhia satisfaz à obrigação de performance e reconhece a respectiva receita, o que geralmente ocorre em momentos específicos no tempo no ato da entrega do produto.

9. Custos e despesas por natureza

9.1. Custo dos produtos e serviços vendidos

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados (*)	(112.715)	(64.602)	(119.052)	(62.047)
Depreciação, depleção e amortização	(50.093)	(44.823)	(54.521)	(53.772)
Participação governamental	(60.104)	(29.923)	(60.063)	(29.904)
Gastos com pessoal	(10.119)	(8.759)	(7.980)	(6.535)
Total	(233.031)	(148.107)	(241.616)	(152.258)

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

Custo dos produtos vendidos de R\$ 233.031, R\$ 84.924 superior a 2020 (R\$ 148.107), com destaque para os seguintes fatores:

- Maiores custos com petróleo e derivados importados e com participação governamental, acompanhando a valorização das cotações internacionais;
- Maior participação do GNL importado no mix da oferta de gás natural, de derivados importados no *mix* das vendas, com destaque para o diesel, e do petróleo importado na carga processada nas refinarias;
- Maiores custos de aquisição do GNL, em função da perspectiva de manutenção das temperaturas abaixo da média no hemisfério norte, das restrições de oferta do produto, do menor estoque de gás na Europa e do aquecimento da economia chinesa;
- Impacto negativo em 2021 da revisão atuarial do Plano de Saúde referente à alteração de benefício, comparado ao impacto positivo em 2020 (nota explicativa 17.3.1); e
- Compensados, parcialmente, pelos menores volumes de petróleo e derivados exportados.

9.2. Despesas de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(19.095)	(21.297)	(20.475)	(17.647)
Depreciação, depleção e amortização	(3.289)	(2.924)	(3.277)	(2.907)
Perdas de créditos esperadas	65	20	68	34
Gastos com pessoal	(487)	(819)	(426)	(401)
Total	(22.806)	(25.020)	(24.110)	(20.921)

Despesas de vendas de R\$ 22.806, R\$ 2.214 inferior a 2020 (R\$ 25.020), retratando a redução dos gastos logísticos relativos às exportações de petróleo e derivados, em função dos menores custos de frete e o decréscimo dos volumes exportados, a venda da Liquigás ocorrida em dezembro de 2020, refletindo em menor gasto com a comercialização de GLP, e a revisão atuarial do Plano de Saúde referente à alteração de coparticipação do benefício realizada entre os exercícios. Esses efeitos foram compensados em parte pela desvalorização média do real frente ao dólar e pelos maiores gastos logísticos atrelados ao transporte do gás natural, cujos contratos tiveram reajustes ao longo do exercício.

9.3. Despesas gerais e administrativas

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Gastos com pessoal	(4.490)	(3.813)	(3.669)	(2.720)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(1.384)	(1.264)	(943)	(787)
Depreciação, depleção e amortização	(466)	(448)	(419)	(390)
Total	(6.340)	(5.525)	(5.031)	(3.897)

Despesas gerais e administrativas de R\$ 6.340, R\$ 815 superior a 2020 (R\$ 5.525), refletindo, principalmente, a revisão atuarial do Plano de Saúde referente à alteração de coparticipação do benefício realizada entre os exercícios, bem como pelo reajuste salarial conforme Acordo Coletivo de Trabalho (ACT 2020-2022) realizado no terceiro trimestre de 2021, compensados, parcialmente, pelos menores gastos com pessoal em função da redução do efetivo e pela venda da Liquigás ocorrida em dezembro de 2020.

10. Outras (despesas) receitas operacionais líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Plano de pensão e saúde (inativos)	(7.840)	4.630	(7.820)	4.630
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(7.340)	(7.436)	(7.252)	(7.154)
Ganhos (perdas) com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(3.887)	(2.627)	(3.388)	(2.189)
Programa de remuneração variável	(2.542)	(2.240)	(2.363)	(2.040)
Participação nos lucros ou resultados	(671)	(31)	(597)	(6)
Equalização de gastos - AIP	(425)	3.701	(425)	3.701
Resultado com derivativos de <i>commodities</i>	(422)	(1.974)	(60)	(1.142)
Realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária	(220)	(225)	(35)	(225)
Plano de desligamento voluntário (PDV)	62	(5.408)	46	(5.250)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	559	(1.770)	559	(1.770)
Multas aplicadas a fornecedores	879	475	850	456
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	1.272	797	1.272	796
Cessão de contratos de concessão (**)	1.947	434	1.947	434
Resultados com operações em parcerias de E&P	2.580	4.646	2.580	4.646
Recuperação de tributos (*)	2.955	8.222	2.692	7.784
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	2.960	1.389	3.019	37.778
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas (**)	3.317	-	3.317	-
Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias	10.889	2.709	10.077	2.918
Outros	(106)	(597)	(1.514)	(2.522)
Total	3.967	4.695	2.905	40.845

(*) Inclui os efeitos pela exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS, exceto pelos efeitos da atualização monetária, conforme nota explicativa 16.

(**) Conforme nota explicativa 24.

Os principais fatores da variação em relação a 2020 foram:

- Revisão atuarial do Plano de Saúde referente à alteração de coparticipação do benefício realizada entre os exercícios, principalmente com empregados inativos, tendo impacto negativo no resultado;
- Menor ganho oriundo da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS;
- Menor resultado com equalizações de gastos, refletindo principalmente, o ganho com Acordos de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) das jazidas compartilhadas de Tupi, Sêpia e Atapu em 2020;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

- Maior provisão para perda e contingências com processos judiciais, em função, principalmente: i) acréscimo de provisão para perda sobre litígios de natureza cível envolvendo questões contratuais; e ii) despesa com pagamento e constituição da obrigação oriundo do processo judicial de dano ambiental ocorrido no Estado do Paraná – OSPAR (Oleoduto Santa Catarina – Paraná), em razão da homologação do acordo, em outubro de 2021, visando encerrar a discussão de mérito;
- Maior provisão relacionada ao programa de remuneração variável e participação no resultado;
- Maior ressarcimento de valores referentes à Operação Lava Jato, reflexo, principalmente, dos acordos de leniência celebrados no primeiro trimestre de 2021;
- Maior receita com acordos relacionados a cessão de contratos de concessão, com destaque para a concessão dos seis blocos no Estado do Amapá (Foz do Amazonas);
- Melhor resultado com derivativos de *commodities*, refletindo a maior perda realizada no ano anterior por conta dos derivativos de petróleo contratados entre abril e maio de 2020 para proteger as incertezas nos preços das exportações das cargas de petróleo já carregadas, mas não precificadas, em função da elevada volatilidade vivenciada no ano anterior;
- Melhor resultado com abandono de áreas;
- Ganho com o resultado do Acordo de Coparticipação de Búzios;
- Menores provisões relacionadas ao Plano de Desligamento Voluntário (PDV), em razão do maior número de inscritos em 2020, bem como devido à atualização das provisões decorrente do aumento do valor da indenização no ano anterior; e
- Maiores ganhos líquidos com alienação e baixa de ativos.

11. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Receitas Financeiras	4.458	2.821	4.249	2.940
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	1.706	1.017	499	313
Receita Financeira FIDC-NP	-	-	2.074	1.802
Outros	2.752	1.804	1.676	825
Despesas Financeiras	(27.636)	(31.108)	(30.936)	(35.692)
Despesas com financiamentos	(15.461)	(18.507)	(25.059)	(23.655)
Despesas com arrendamentos	(6.584)	(6.806)	(6.144)	(12.543)
Ágio na recompra de títulos de dívida	(5.838)	(6.139)	-	-
Encargos financeiros capitalizados	5.244	4.805	5.170	4.754
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(4.088)	(3.251)	(4.063)	(3.235)
Outros	(909)	(1.210)	(840)	(1.013)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	(36.078)	(21.297)	(35.979)	(47.037)
Variações cambiais (*)	(14.951)	(6.834)	(15.397)	(33.460)
Reclassificação do <i>hedge accounting</i> (*)	(24.777)	(24.308)	(24.162)	(23.480)
Atualização monetária de impostos a recuperar (**)	2.754	9.369	2.603	9.165
Outros	896	476	977	738
Total	(59.256)	(49.584)	(62.666)	(79.789)

(*) Para mais informações, vide nota explicativa 36.3.c e 36.3.a.

(**) Inclui atualização monetária sobre os efeitos pela exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS, conforme nota explicativa 16.

Resultado financeiro líquido negativo superior a 2020, principalmente por:

- Despesas financeiras líquidas inferiores, com destaque para: (i) menores juros com financiamentos no país e no exterior, refletindo, principalmente, o menor endividamento médio, em razão dos pré-pagamentos ocorridos ao longo dos exercícios; (ii) maior receita com aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários; (iii) menores custos com ágio na recompra de títulos de dívidas no mercado de capitais; (iv) reversão de juros relativa à adesão ao programa de anistia estaduais do Rio de Janeiro, Bahia e Rio Grande do Sul em 2021, encerrando basicamente contingências atreladas ao ICMS. Estes efeitos foram compensados, parcialmente, pelo aumento das despesas com custos de transação, devido aos maiores pré-pagamentos de dívidas.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

- Variação monetária e cambial negativa maior ocasionada por: (i) maior despesa com variação cambial real x dólar, refletindo, em grande parte, a desvalorização de 7,4% do real frente ao dólar em 2021 sobre a maior exposição passiva média em dólar, que ficou relevante a partir de março de 2020; (ii) menor ganho com atualização monetária oriundo da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS; (iii) redução dos juros com atualização monetária referente à conta petróleo e álcool decorrente da decisão judicial favorável de 2020, transitada em julgado, sobre a ação do índice de atualização monetária do contas a receber; (iv) maior reclassificação da variação cambial negativa acumulada no patrimônio líquido para o resultado pela realização das exportações protegidas no âmbito da contabilidade de hedge; e (v) pior resultado com variação cambial dólar x libra, impactado pelo resultado negativo com derivativos. Estes efeitos foram compensados por: (i) melhor resultado com variação cambial dólar x euro, refletindo a valorização de 7,7% em 2021 do dólar frente ao euro sobre a exposição passiva em euro, comparada à desvalorização de 9,2% em 2020; e (ii) o aumento das atualizações monetárias sobre os depósitos judiciais, retratando, principalmente, o maior saldo médio dos depósitos judiciais.

12. Informações por Segmento – Resultado

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 31.12.2021

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	299.929	401.756	64.987	2.732	(316.736)	452.668
Intersegmentos	293.984	7.609	13.847	1.296	(316.736)	-
Terceiros	5.945	394.147	51.140	1.436	-	452.668
Custo dos produtos vendidos	(127.750)	(353.605)	(51.392)	(2.730)	302.446	(233.031)
Lucro bruto	172.179	48.151	13.595	2	(14.290)	219.637
Despesas	17.458	(8.621)	(15.481)	(10.477)	(112)	(17.233)
Vendas	(4)	(8.318)	(14.307)	(65)	(112)	(22.806)
Gerais e administrativas	(830)	(801)	(387)	(4.322)	-	(6.340)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(3.731)	-	-	-	-	(3.731)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(2.251)	(38)	(142)	(602)	-	(3.033)
Tributárias	(1.029)	(663)	(183)	(305)	-	(2.180)
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	16.375	1.635	(1.133)	13	-	16.890
Outras receitas (despesas), líquidas	8.928	(436)	671	(5.196)	-	3.967
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	189.637	39.530	(1.886)	(10.475)	(14.402)	202.404
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(59.256)	-	(59.256)
Resultado de participações em investimentos	638	4.993	528	2.268	-	8.427
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	190.275	44.523	(1.358)	(67.463)	(14.402)	151.575
Imposto de renda e contribuição social	(64.477)	(13.440)	641	28.068	4.897	(44.311)
Lucro (prejuízo) do período	125.798	31.083	(717)	(39.395)	(9.505)	107.264
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	125.822	31.083	(1.239)	(39.493)	(9.505)	106.668
Acionistas não controladores	(24)	-	522	98	-	596
	125.798	31.083	(717)	(39.395)	(9.505)	107.264

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 31.12.2020

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	174.085	241.966	39.275	4.439	(187.696)	272.069
Intersegmentos	169.593	4.368	12.502	1.233	(187.696)	-
Terceiros	4.492	237.598	26.773	3.206	-	272.069
Custo dos produtos vendidos	(92.057)	(222.215)	(20.131)	(4.207)	190.503	(148.107)
Lucro bruto	82.028	19.751	19.144	232	2.807	123.962
Despesas	(44.221)	(15.455)	(13.259)	1.978	(112)	(71.069)
Vendas	(4)	(12.955)	(11.839)	(110)	(112)	(25.020)
Gerais e administrativas	(797)	(811)	(432)	(3.485)	-	(5.525)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(4.170)	-	-	-	-	(4.170)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.194)	(46)	(56)	(523)	-	(1.819)
Tributárias	(2.567)	(714)	(158)	(1.532)	-	(4.971)
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(34.448)	859	192	(862)	-	(34.259)
Outras receitas (despesas), líquidas	(1.041)	(1.788)	(966)	8.490	-	4.695
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	37.807	4.296	5.885	2.210	2.695	52.893
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(49.584)	-	(49.584)
Resultado de participações em investimentos	(893)	(2.132)	682	(929)	-	(3.272)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	36.914	2.164	6.567	(48.303)	2.695	37
Imposto de renda e contribuição social	(12.854)	(1.461)	(2.001)	23.441	(916)	6.209
Lucro líquido (prejuízo)	24.060	703	4.566	(24.862)	1.779	6.246
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	24.083	862	4.188	(23.804)	1.779	7.108
Acionistas não controladores	(23)	(159)	378	(1.058)	-	(862)
	24.060	703	4.566	(24.862)	1.779	6.246

A seguir apresentamos o saldo de depreciação, depleção e amortização por segmento de negócio:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Total
Jan-Dez/2021	48.562	11.678	2.324	484	63.048
Jan-Dez/2020	44.043	10.838	2.409	1.015	58.305

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

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

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 e etanol, no Brasil e no exterior. Adicionalmente, este segmento inclui a área de petroquímica, que compreende investimentos em sociedades do setor petroquímico, e a exploração e o processamento de xisto.

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

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

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

c) Gás e Energia: contempla as atividades de logística, comercialização de gás natural e energia elétrica, transporte e comercialização de gás natural liquefeito (GNL), geração de energia através de usinas termelétricas, bem como participação em sociedades transportadoras e distribuidoras de gás natural no Brasil e no exterior. Nesse segmento, também são incluídos os resultados de operações de processamento de gás natural e produção de fertilizantes da companhia.

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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

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

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 e biocombustíveis. Itens corporativos incluem principalmente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, *overhead* relativo à administração central e outras despesas, incluindo despesas atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos assistidos. Os negócios de distribuição refletem a participação societária na coligada Vibra Energia, antiga Petrobras Distribuidora, até julho de 2021, quando a companhia vendeu sua participação remanescente nesta coligada (Investimentos e Resultado de Participações em Investimentos), e negócios de distribuição de derivados no exterior (América do Sul). Os negócios de biocombustíveis refletem as atividades de produção de biodiesel, de seus coprodutos e de etanol.

13. Contas a receber

13.1. Contas a receber líquidas

	31.12.2021	Consolidado 31.12.2020	31.12.2021	Controladora 31.12.2020
Recebíveis de contratos com clientes				
Terceiros	27.005	16.013	16.398	10.102
Partes relacionadas				
Investidas (nota explicativa 30.5)	2.152	3.450	15.427	17.753
Recebíveis do setor elétrico	-	1.064	-	107
Subtotal	29.157	20.527	31.825	27.962
Outros contas a receber				
Terceiros				
Recebíveis por desinvestimento (*)	14.951	7.916	14.951	7.669
Arrendamentos	2.428	2.427	138	102
Outras (**)	4.866	13.179	3.401	11.563
Partes relacionadas				
Aplicações em direitos creditórios - FIDC-NP (nota explicativa 30.5)	-	-	59.651	10.121
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal	2.822	2.503	2.822	2.503
Subtotal	25.067	26.025	80.963	31.958
Total do contas a receber	54.224	46.552	112.788	59.920
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(7.971)	(7.939)	(4.116)	(4.072)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(112)	(354)	(112)	(158)
Total do contas a receber, líquidas	46.141	38.259	108.560	55.690
Circulante	35.538	24.584	100.110	44.321
Não circulante	10.603	13.675	8.450	11.369

(*) Refere-se, principalmente, a valores a receber (incluindo juros e atualização monetária e cambial) do desinvestimento na Nova Transportadora do Sudeste (NTS), no Bloco BM-S-8 do campo de Bacalhau (antiga área de Carcará), além dos valores referentes a Rio Ventura, Roncador, Pampo Enchova, Baúna e Miranga.

(**) Em 2020, inclui principalmente valores referentes à compra e venda de plataformas e equipamentos de produção dos nossos parceiros em consórcios de E&P, com liquidação financeira no primeiro trimestre de 2021.

As contas a receber estão classificadas na categoria de custo amortizado, exceto por determinados recebíveis com formação de preço final após a transferência de controle dos produtos que dependem da variação do valor da *commodity*, classificados na categoria valor justo por meio do resultado, cujo valor em 31 de dezembro de 2021 totalizou R\$ 6.445 (R\$ 2.635 em 31 de dezembro de 2020).

Com a reforma constitucional do regime de precatórios publicada em dezembro de 2021 (Emendas Constitucionais 113 e 114), foi definido que, até o exercício de 2026, a proposta orçamentária anual do Governo Federal voltada ao pagamento dos precatórios estará limitada às despesas pagas, deduzidas as requisições de pequeno valor, e observada ainda a prioridade de recebimento de determinados créditos. Desse modo, a expectativa da companhia é que os precatórios expedidos em seu favor, oriundos da Conta Petróleo e Álcool, sejam recebidos entre 2022 a 2027, dependendo dos limites a serem estabelecidos para pagamento em cada exercício.

Em 2021, o prazo médio do contas de receber de contratos de clientes terceiros, referente à venda de derivados no mercado interno, é de aproximadamente 1,7 dia (1,5 dia em 2020). As exportações de óleo combustível e petróleo possuem prazo médio de recebimento de aproximadamente 14,02 dias e 9,77 dias, respectivamente (13 dias e 8 dias, em 2020).

13.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

	31.12.2021		Consolidado 31.12.2020		31.12.2021		Controladora 31.12.2020	
	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE
A vencer	39.392	(428)	30.402	(677)	29.109	(158)	24.935	(155)
Vencidos:								
Até 3 meses	1.214	(144)	1.066	(42)	1.186	(143)	118	(38)
De 3 a 6 meses	221	(36)	77	(46)	210	(36)	47	(46)
De 6 a 12 meses	286	(164)	219	(147)	267	(160)	148	(130)
Acima de 12 meses	8.137	(7.199)	7.771	(7.027)	4.118	(3.619)	4.186	(3.704)
Total	49.250	(7.971)	39.535	(7.939)	34.890	(4.116)	29.434	(4.073)

13.3. Movimentação das perdas de crédito esperadas – PCE

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Saldo inicial	8.293	9.392	4.230	4.227
Adições	374	1.024	362	724
Reversões	(611)	(166)	(305)	(167)
Baixas	(213)	(3.596)	(60)	(554)
Transferência de ativos mantidos para venda	(42)	(15)	-	-
Ajuste acumulado de conversão	282	1.654	-	-
Saldo final	8.083	8.293	4.227	4.230
Circulante	880	1.135	723	788
Não circulante	7.203	7.158	3.504	3.442

Em 2020, as baixas de R\$ 3.596 refletem basicamente valores a receber de fornecedores, relacionados à construção e reforma de plataformas, que já estavam integralmente provisionados.

Petrobras sobre acordo com Companhia de Eletricidade do Amapá

Em 11 de maio de 2021, a Petrobras assinou com a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) acordo judicial para encerramento de litígio e recuperação de crédito, no montante R\$ 314. O acordo estabelece o pagamento à Petrobras de R\$ 133, a ser liquidado em 24 parcelas mensais e sucessivas (subcrédito A). Será concedido deságio no valor restante de R\$ 181, que também foi dividido em 24 parcelas mensais e sucessivas (subcrédito B), desde que os pagamentos ocorram pontualmente. A cada parcela quitada do subcrédito A, a CEA receberá um bônus correspondente a uma parcela do subcrédito B da dívida. Em caso de inadimplemento, na forma prevista no acordo, a Petrobras poderá exigir todas as parcelas a vencer de ambos os subcréditos da dívida.

O acordo estava sujeito a condições suspensivas para reconhecimento do recebível, que foram cumpridas em novembro de 2021 com a transferência do controle acionário para a Equatorial Energia, gerando um efeito positivo no resultado consolidado da Petrobras de R\$ 133, sem considerar os efeitos tributários.

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.

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).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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 possuem baixo risco de crédito na data do balanço. Baixo risco de crédito é determinado com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

Inexistindo controvérsia ou outras questões que podem resultar em suspensão da cobrança, a companhia considera inadimplência quando a contraparte não cumpre com a obrigação legal de pagamento de seus débitos quando devidos ou, a depender do instrumento, quando ocorre atraso de recebimento devido contratualmente em prazo igual ou superior a 90 (noventa) dias.

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

14. Estoques

	31.12.2021	Consolidado 31.12.2020	31.12.2021	Controladora 31.12.2020
Petróleo	17.012	11.653	14.066	10.470
Derivados de petróleo	13.922	10.001	10.681	7.643
Intermediários	2.967	2.060	2.967	2.060
Gás Natural e GNL (*)	1.946	631	1.946	630
Biocombustíveis	106	157	7	14
Fertilizantes	43	43	9	11
Total de produtos	35.996	24.545	29.676	20.828
Materiais, suprimentos e outros	4.490	4.955	4.230	4.624
Total	40.486	29.500	33.906	25.452

(*) 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.

O aumento de R\$ 5.359 do estoque de petróleo refere-se, principalmente, aos maiores custos com o petróleo importado e com as participações governamentais do petróleo produzido, acompanhando a valorização do *Brent* e a desvalorização do real, bem como aos maiores volumes importados.

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 seus derivados e quando constituídos são reconhecidos no resultado do exercício como custos dos produtos e serviços vendidos. Em 31 de dezembro de 2021, houve constituição de provisão de R\$ 6 (constituição de R\$ 1.518 em 31 de dezembro de 2020).

Em 31 de dezembro de 2021, a companhia possuía um volume de estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro – TCF, assinados em 2008 com a Petros, no valor R\$ 13.306, já deduzido dos volumes equivalentes da liquidação parcial antecipada do TCF Pré-70 realizada em janeiro de 2021.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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

15. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Terceiros no país	19.840	14.697	18.120	13.453
Terceiros no exterior	10.387	18.724	5.907	6.159
Partes relacionadas	370	2.224	8.707	55.931
Saldo total no Passivo Circulante	30.597	35.645	32.734	75.543

Em 31 de dezembro de 2021, o prazo médio de pagamento no Brasil é de 31 dias, enquanto para fornecedores no exterior o prazo médio é de 28 dias para produtos importados e de 27 dias para demais bens e serviços, aproximadamente.

Terceiros no País

O aumento de R\$ 5.143 refere-se, principalmente às provisões de tarifa de transporte de gás natural da NTS, a compra a prazo de produtos e derivados de petróleo da Refinaria Mataripe e da cobrança por dano ambiental no Estado do Paraná (OSPAR).

Terceiros no exterior

A redução de R\$ 8.337 decorre, principalmente, dos pagamentos referentes às participações dos parceiros nos consórcios de E&P pela nacionalização das plataformas, alocadas aos campos de Roncador e Tupi, adquiridas pela Petrobras em função das alterações introduzidas pela Lei nº 13.586/2017 (Repetro-Sped).

Partes relacionadas

A redução de R\$ 1.854, decorre, principalmente, da transferência dos valores da NTS, da BSBIOS e da Petrobras Distribuidoras para Terceiros, tendo em vista o processo de desinvestimento.

16. Tributos

16.1. Imposto de Renda e Contribuição Social

Tributos Correntes

Imposto de renda e contribuição social	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	Passivo Não Circulante	31.12.2020
No país						
Tributos sobre o lucro	745	2.032	3.803	576	-	-
Programas de regularização de débitos federais	-	-	241	234	1.676	1.853
	745	2.032	4.044	810	1.676	1.853
No exterior	166	138	45	219	-	-
Total	911	2.170	4.089	1.029	1.676	1.853

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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	
	2021	2020	2021	2020
Lucro do exercício antes dos impostos	151.575	37	147.802	1.997
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(51.536)	(13)	(50.253)	(679)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Juros sobre capital próprio, líquidos	4.684	(87)	4.673	(144)
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	1.632	10.140	-	-
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior (*)	(3.003)	(3.719)	(3.003)	(3.718)
Incentivos fiscais	272	19	267	-
Prejuízos fiscais	300	(2.208)	-	-
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas (**)	1.225	(1.403)	(84)	(947)
Benefício pós emprego (***)	(4.377)	2.879	(4.269)	2.885
Resultado de equivalência patrimonial no país e exterior	1.672	253	6.768	7.333
Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indêbitos tributários	4.767	-	4.767	-
Outros	53	348	-	381
Imposto de renda e contribuição social	(44.311)	6.209	(41.134)	5.111
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(21.644)	8.940	(20.895)	5.600
Imposto de renda e contribuição social correntes	(22.667)	(2.731)	(20.239)	(489)
Imposto de renda e contribuição social	(44.311)	6.209	(41.134)	5.111
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	29,2%	(16781,1)%	27,8%	(255,9)%

(*) 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.

(**) Inclui efeito sobre acordos judiciais.

(***) impactada pelas despesas não dedutíveis para plano de saúde e pensão em 2021, comparado ao ganho não tributável pela revisão do plano de saúde em 2020.

Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

O quadro a seguir demonstra a movimentação dos ativos e passivos fiscais diferidos em 31 de dezembro:

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Saldo em 1º de janeiro	32.509	(1.502)	20.518	(9.974)
Reconhecido no resultado do período	(21.644)	8.940	(20.895)	5.600
Reconhecido no patrimônio líquido	(8.235)	24.858	(7.938)	25.225
Ajuste acumulado de conversão	20	559	-	-
Utilização de créditos tributários	(6.350)	(332)	(6.353)	(332)
Outros	214	(14)	(139)	(1)
Saldo final do exercício	(3.486)	32.509	(14.807)	20.518
Impostos diferidos ativos	3.371	33.524	-	20.518
Impostos diferidos passivos	(6.857)	(1.015)	(14.807)	-
Saldo final do exercício	(3.486)	32.509	(14.807)	20.518

O quadro a seguir demonstra a composição dos ativos e passivos fiscais diferidos em 31 de dezembro:

Natureza	Fundamento para realização	31.12.2021	31.12.2020
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento de áreas	Depreciação, amortização e baixa de Ativos	(7.601)	(16.655)
Imobilizado - Impairment	Amortização, baixa de ativos e reversão Impairment	24.455	34.435
Imobilizado - Outros (*)	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(72.123)	(45.157)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, recebimentos e contraprestação	19.475	20.335
Arrendamentos mercantis	Apropriação da contraprestação	6.942	6.186
Provisão para processos judiciais	Pagamento e reversão da provisão	3.378	3.453
Prejuízos fiscais	Compensação de 30% do lucro tributável	10.193	12.995
Estoques	Venda, baixa e perda	1.271	822
Benefícios concedidos a empregados, principalmente plano de pensão	Pagamento e reversão da provisão	6.976	14.972
Outros		3.548	1.123
Total		(3.486)	32.509

(*) Inclui depreciação acelerada incentivada, diferença de depreciação por unidade produzida x método linear, bem como encargos financeiros capitalizados.

Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indêbitos tributários

Em 24 de setembro de 2021, o Supremo Tribunal Federal (STF), em julgamento de recurso extraordinário com repercussão geral, ainda não transitado em julgado, decidiu que é inconstitucional a incidência do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição sobre o Lucro Líquido (CSLL) sobre a atualização da Selic (juros de mora e correção monetária), incidentes sobre os indêbitos tributários.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

A companhia possui mandado de segurança, no qual discute o direito à repetição dos montantes de IRPJ e CSLL que incidiram sobre os valores correspondentes à Selic aplicada em seus indêbitos tributários e depósitos judiciais, desde março de 2015, bem como pleiteia o afastamento definitivo dessa incidência tributária.

Em 20 de outubro de 2021, foi proferida decisão judicial, no mandado de segurança, reconhecendo o direito da companhia a não tributação da Selic no indêbito tributário.

Com base na decisão do STF, bem como dos fundamentos jurídicos apresentados na decisão da Suprema Corte, a companhia reavaliou a expectativa de ganho do direito em relação à atualização SELIC dos indêbitos tributários, considerando que é provável que o tratamento fiscal seja aceito.

Desta forma, a companhia reconheceu em 2021 o montante de R\$ 4.767, como receita de IRPJ e CSLL corrente e diferido, conforme ICPC 22 – Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro (equivalente à norma internacional IFRIC 23), sendo:

- (i) Corrente: R\$ 1.444 que compreende os exercícios anteriores que a companhia apurou lucro real e a apuração do ano corrente de 2021;
- (ii) Diferido: R\$ 3.323 pela recomposição do prejuízo fiscal referente aos exercícios em que a companhia apurou base fiscal negativa, reduzindo o passivo não circulante.

Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do Plano Estratégico (PE) 2022-2026, que tem como principais metas financeiras a maximização do retorno do capital empregado, redução do custo de capital e busca incessante por custos baixos e eficiência.

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados nas projeções baseadas no PE.

Em 31 de dezembro de 2021, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Imposto de Renda e CSLL diferidos, líquidos		Controladora	
	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
2022	331	(13.411)	-	(18.699)
2023	987	(4.915)	-	(6.981)
2024	106	514	-	(1.491)
2025	99	1.480	-	783
2026	89	(25.186)	-	(6.896)
2027 em diante	1.759	48.375	-	48.091
Parcela registrada contabilmente	3.371	6.857	-	14.807

Em 31 de dezembro de 2021, a companhia possui prejuízos fiscais a compensar decorrentes de controladas no exterior, os quais não foram reconhecidos no exercício como impostos diferidos.

	Consolidado
	Ativos
Pais	8
Exterior	7.538
Parcela não registrada contabilmente	7.546

Estes créditos tributários no exterior não registrados no montante de R\$ 7.538 (R\$ 7.113 em 31 de dezembro de 2020), são decorrentes de prejuízos fiscais acumulados, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos.

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

	Consolidado					
	2027-2029	2030-2032	2033-2035	2036-2038	Sem prazo de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	2.283	3.186	1.693	-	376	7.538

Posições fiscais incertas

Em 31 de dezembro de 2021, a companhia possui tratamentos fiscais incertos em IRPJ e CSLL de R\$ 27.808 (R\$ 25.465 em 2020), relacionados a processos judiciais e administrativos conforme detalhado na nota explicativa 18.3.1. Adicionalmente, a companhia possui outros posicionamentos que podem ser considerados tratamentos fiscais incertos em IRPJ e CSLL de R\$ 59.777 (R\$ 41.093 em 2020), dada a possibilidade de interpretação divergente por parte da autoridade fiscal. Esses tratamentos fiscais incertos são suportados por avaliações técnicas e por metodologia de avaliação de riscos tributários, portanto, a companhia entende que tais posicionamentos serão aceitos pelas autoridades fiscais.

Prática contábil

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.

Estes tributos são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de IRPJ de 10% sobre o lucro tributável (lucro real) para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável (lucro real) para contribuição social sobre o lucro líquido, considerando-se a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável (lucro real) do exercício.

A partir do ano-calendário de 2015, 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.

a) Imposto de renda e contribuição social correntes

São calculados com base no lucro tributável apurado conforme legislação pertinente e alíquotas vigentes no final do período que está sendo reportado. As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro são avaliadas periodicamente, levando em consideração a probabilidade de aceitação pela autoridade fiscal.

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

b) Imposto de renda e contribuição social diferidos

São geralmente reconhecidos sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, e mensurados pelas alíquotas esperadas de serem aplicáveis no período quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo, com base nas alíquotas (e legislação fiscal) que estejam promulgadas ou substantivamente promulgadas ao final do período que está sendo reportado.

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

A existência de lucro tributável futuro baseia-se em estudo técnico aprovado pela Administração da companhia.

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

16.2. Demais Impostos e Contribuições

Demais impostos e contribuições	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Passivo não circulante*	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	3.712	2.635	2.114	1.522	5.554	3.334	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido (**)	2.330	8.160	11.329	10.680	2.786	2.829	251	191
PIS e COFINS - Lei 9.718/98	-	-	3.313	3.537	-	-	-	-
CIDE	31	19	-	-	235	214	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	11.984	6.094	117	487
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	481	551	-	-
Programas de regularização de débitos federais	-	-	-	-	374	-	36	-
Outros	272	453	1.393	621	781	608	392	1.430
Total no país	6.345	11.267	18.149	16.360	22.195	13.630	796	2.108
Impostos no exterior	255	46	48	51	130	66	-	-
Total	6.600	11.313	18.197	16.411	22.325	13.696	796	2.108

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

(**) Em 31 de dezembro de 2021, inclui R\$ 576 (R\$ 6.392 em 31 de dezembro de 2020), no ativo circulante, referente à exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS.

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

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

As participações governamentais são compensações financeiras devidas à União pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro. As participações governamentais são compostas pelos royalties, participações especiais, bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Exclusão de ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS

Em 2020, a Petrobras e controladas obtiveram decisão judicial favorável e definitiva acerca da exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS e reconheceram o montante de R\$ 16.764, registrado no ativo circulante como impostos e contribuições. Os créditos reconhecidos no ativo se referiam à exclusão do ICMS efetivamente recolhido da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS, cujos valores foram pagos indevidamente em competências compreendidas entre os meses de outubro de 2001 a agosto de 2020.

O reconhecimento dos créditos como ativo atende ao pronunciamento técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, por ser praticamente certa a entrada de benefício econômico para a companhia, uma vez que: (i) a decisão transitada em julgado em 2020 se constitui um direito que deixou de ser contingente na data dessa decisão; e (ii) a metodologia de mensuração adotada é incontroversa por ser aquela aceita pela Receita Federal do Brasil (RFB).

Em 14 de maio de 2021, o Supremo Tribunal Federal (STF) definiu que o valor do ICMS a ser excluído da base de cálculo do PIS e da COFINS é o destacado na nota fiscal. Dessa forma, principalmente no segundo trimestre de 2021, foi reconhecido um crédito adicional de R\$ 4.966, atualizado monetariamente e registrado no ativo circulante como impostos e contribuições.

A companhia habilitou esses créditos e compensou com pagamento de outros tributos federais, totalizando o valor de R\$10.656 em 2021 (R\$ 10.372 em 2020).

Em 31 de dezembro de 2021, o saldo no ativo oriundo da exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS, atualizado monetariamente pela taxa básica de juros brasileira (Selic), é de R\$ 702, dos quais R\$ 576 estão classificados como impostos e contribuições a recuperar e R\$ 126 como contas a receber relacionado a créditos da Breitener, que não foram objeto de alienação em novembro de 2021 da, à época, subsidiária.

O ganho líquido no resultado em 2021 foi de R\$ 3.204 (R\$ 10.656 em 31 de dezembro de 2020).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

		Consolidado	
Efeito no Resultado		2021	2020
Recuperação dos tributos	Outras receitas operacionais	2.556	7.878
Atualização monetária	Variações monetárias e cambiais, líquidas	2.410	8.886
		4.966	16.764
Pis e Cofins	Despesas tributárias	(111)	(408)
Efeitos tributários (*)	Imposto de renda e contribuição social	(1.650)	(5.700)
		3.204	10.656

(*) Parte dos tributos sobre atualização monetária foram recuperados com a decisão do STF, conforme subitem - Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indébitos tributários.

PIS e COFINS Lei 9.718/98

A companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação dos valores recolhidos a título de PIS/COFINS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, 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. Tais processos encontram-se em fase de liquidação, com discussão pericial em curso, tendo havido recebimento efetivo somente da parcela incontroversa dos valores pleiteados em uma das ações.

Em 31 de dezembro de 2021, o montante atualizado monetariamente é de R\$ 3.313 (R\$ 3.537 em 31 de dezembro de 2020).

16.3. Programas de anistias estaduais

A Petrobras, baseada na gestão de riscos associados ao contencioso e em linha com a estratégia de geração de valor, aderiu aos programas de anistias estaduais do Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e Bahia, gerando um efeito positivo em 2021, no montante de R\$ 1.017, pela reversão de parte das provisões vinculadas, em contrapartida de despesas tributárias e outras receitas operacionais de R\$ 799 e resultado financeiro de R\$ 218.

As principais informações desses acordos estão apresentadas a seguir.

Estado do Rio de Janeiro

O Estado do Rio de Janeiro instituiu programa especial de parcelamento denominado PEP-ICMS, autorizado pelo Convênio CONFAZ nº 87/2020, criado pela Lei Complementar Estadual nº 189/2020, e regulamentado pelo Decreto 47.488 de 12 de fevereiro de 2021, que permitiu a redução de 90% dos encargos moratórios devidos a título de multa e juros. Em 7 de junho de 2021, o programa de anistia do Estado do Rio de Janeiro foi prorrogado por meio da Lei Complementar 191/2021.

A adesão ao programa criou condições para o encerramento de contingências materializadas e não materializadas de ICMS no valor total de R\$ 1.818, mediante desembolso de R\$ 679, sendo R\$ 531 no decorrer dos meses de abril e maio de 2021, que incluiu denúncia espontânea em razão do cancelamento de parte do escopo do projeto Comperj (atual Gaslub), e R\$ 148 no decorrer do mês de setembro de 2021, devido ao pagamento de autos de infração vinculados a obrigações acessórias e crédito indevido de ICMS, além de denúncia espontânea relacionada à revisão do processo de apuração de ICMS. Em função disso, em 2021, a companhia revisitou sua expectativa de desembolsos tidos como prováveis e efetuou a reversão de R\$ 1.139 nas respectivas provisões de processos judiciais e impostos.

Estado da Bahia

A adesão ao programa de remissão e anistia junto ao Estado da Bahia foi celebrada nos termos dos Convênios ICMS 48/2020 e 49/2020, ratificados pela Lei 14.286/2020, que permitiu a remissão de 50% do imposto e 90% da multa e juros devidos. Os débitos tributários decorrentes de glosas de créditos fiscais foram encerrados em janeiro de 2021 com o pagamento de R\$ 113, dando uma solução definitiva para esse tipo de contingência.

17. Benefícios a empregados

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Passivo				
Benefícios de curto prazo	7.197	6.237	6.508	5.613
Benefícios rescisórios	1.950	4.678	1.950	4.569
Benefícios pós-emprego	55.130	83.503	54.351	82.258
Total	64.277	94.418	62.809	92.440
Circulante	11.967	18.199	11.233	17.467
Não Circulante	52.310	76.219	51.576	74.973
Total	64.277	94.418	62.809	92.440

17.1. Benefícios de Curto Prazo

São os benefícios com estimativa de que sejam integralmente liquidados em até doze meses após o período a que se referem as demonstrações financeiras em que os empregados prestaram o respectivo serviço.

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Programa de remuneração variável empregados	2.574	2.715	2.418	2.515
Provisão de férias	2.453	2.443	2.183	2.171
Salários, encargos e outras provisões	1.505	1.059	1.310	925
Participação nos lucros ou resultados	665	20	597	2
Total	7.197	6.237	6.508	5.613
Circulante	7.178	6.229	6.498	5.606
Não circulante (*)	19	8	10	7
Total	7.197	6.237	6.508	5.613

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

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020, em relação aos benefícios de curto prazo, a companhia reconheceu na demonstração do resultado os seguintes valores:

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Custeio/Despesas na demonstração de resultado				
Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros	14.363	15.591	12.539	13.059
Programa de remuneração variável	2.542	2.240	2.363	2.040
Participações nos lucros ou resultados	671	31	597	6
Honorários e encargos de Administradores	80	70	37	34
Total	17.656	17.932	15.536	15.139

17.1.1. Remuneração variável

Programa de Prêmio por Performance – PPP

Em 17 de setembro de 2021, o Conselho de Administração (CA) aprovou ajuste nos critérios para concessão do programa de remuneração variável 2021 para os empregados (anteriormente aprovado em 16 de dezembro de 2020), alterando seu regulamento. Assim, o modelo de PPP 2021 apresenta para o acionamento do programa, além do lucro líquido no exercício, a declaração e o pagamento de remuneração aos acionistas para o exercício em referência aprovados pelo CA. O pagamento dos valores de PPP 2021 continua associado ao cumprimento de métricas de desempenho da companhia e ao desempenho individual de todos os empregados.

Participação nos Lucros ou Resultados - PLR

Em 29 de dezembro de 2020, as 17 entidades sindicais que representam empregados de bases terrestres assinaram o acordo para PLR 2021/2022, dentro do prazo determinado pelo Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). Entre as bases marítimas, três entidades sindicais assinaram o acordo dentro do prazo definido pelo ACT.

O regramento PLR 2021/2022, aprovado pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest), do Governo Federal, abrange os empregados que não ocupam funções gratificadas e prevê limites individuais de acordo com a remuneração dos participantes. Para que haja o acionamento da PLR nos anos de 2021 e de 2022, além do acordo de PLR ter sido assinado, é necessário o atingimento dos seguintes gatilhos/requisitos: i) aprovação de distribuição de dividendos pela Assembleia Geral Ordinária (AGO); ii) apuração de lucro líquido no exercício de referência; e iii) atingimento do percentual médio, ponderado pelo peso, do conjunto das metas dos indicadores de no mínimo 80%.

O montante máximo de PLR a ser distribuído está limitado a 5% do Ebitda ajustado, a 6,25% do lucro líquido e a 25% dos dividendos distribuídos aos acionistas, em cada exercício, o que for menor.

Prática contábil

A provisão dos programas de remuneração variável é reconhecida de acordo com o regime de competência e representa a estimativa de desembolso futuro decorrente de eventos passados, baseada nas condições e métricas do PPP e PLR, desde que os requisitos para acionamento dos programas sejam alcançados.

17.2. Benefícios rescisórios

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

A companhia possui programas de desligamento voluntários (PDV), aposentadoria incentivada (PAI), programas de desligamento específicos para segmento corporativo e para empregados lotados em unidades em processo de desinvestimento, que preveem basicamente as mesmas vantagens legais e indenizatórias cujos prazos para inscrição já foram encerrados, totalizando 11.418 adesões acumuladas até 31 de dezembro 2021 (11.117 adesões até 31 de dezembro de 2020).

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

O programa de desligamento voluntário (PDV 2019), destinado aos aposentados pelo INSS até promulgação da Reforma da Previdência, teve as inscrições reabertas durante o mês de janeiro de 2021 para empregados ainda não inscritos ou que tenham desistido da adesão por qualquer motivo até 29 de dezembro de 2020. Durante o período de reabertura, 195 empregados se inscreveram no programa.

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

A movimentação da provisão em 31 de dezembro de 2021 está representada a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Saldo inicial	4.678	565	4.569	565
Efeito no resultado	(62)	5.408	(46)	5.250
Inscritos no PDV	168	5.723	167	5.554
Revisão de provisão (desistências / atualização)	(230)	(315)	(213)	(304)
Efeito caixa	(2.666)	(1.295)	(2.573)	(1.246)
Utilização por desligamento	(2.666)	(1.295)	(2.573)	(1.246)
Saldo final	1.950	4.678	1.950	4.569
Circulante	1.157	3.921	1.157	3.812
Não circulante	793	757	793	757

Em 31 de dezembro de 2021, do total provisionado, o valor de R\$ 874 corresponde a segunda parcela de 2.607 empregados desligados e o de R\$1.076 corresponde a 1.961 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com previsão de saída até dezembro de 2024.

17.3. Benefícios pós emprego

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	31.12.2021	Consolidado 31.12.2020	31.12.2021	Controladora 31.12.2020
Passivo				
Plano de saúde: Saúde Petrobras	25.029	27.836	24.442	27.014
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R) (*)	18.042	31.265	18.042	31.265
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR) (*)	3.672	8.424	3.672	8.424
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	4.557	7.837	4.557	7.837
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	2.851	5.588	2.851	5.588
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	918	2.477	787	2.130
Outros planos	61	76	-	-
Total	55.130	83.503	54.351	82.258
Circulante	3.632	8.049	3.578	8.049
Não circulante	51.498	75.454	50.773	74.209

(*) Em 2020, inclui obrigação com aporte contributivo referente à revisão do pecúlio.

17.3.1. Natureza e riscos associados aos planos de benefícios definidos

Planos de saúde

O Plano de saúde, nomeado “Saúde Petrobras” pelos beneficiários é administrado pela Associação Petrobras de Saúde (APS), associação civil, sem fins lucrativos e inclui programas de prevenção e assistência à saúde. O plano cobre todos os empregados atuais, aposentados e está aberto a novos empregados.

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

Os empregados e aposentados realizam contribuições fixas mensais para cobertura de procedimentos de alto risco e contribuições variáveis para parcela do custo dos demais procedimentos, ambas com base nas tabelas de contribuição do plano, que são definidas com base em determinados parâmetros, como o salário e níveis de idade. O plano contempla também o auxílio na compra de alguns medicamentos mediante reembolso, com coparticipação dos empregados e aposentados.

Os benefícios são pagos pela companhia com base nos custos incorridos pelos participantes. A participação financeira da companhia e dos beneficiários nas despesas está prevista em Acordo Coletivo de Trabalho (ACT), conforme segue:

- Até 2020, esse benefício era coberto 70% pela companhia e 30% pelos participantes;
- A partir de janeiro de 2021, esse benefício passou a ser coberto 60% pela companhia e 40% pelos participantes.

Revisão intermediária do plano de saúde

Em 30 de setembro de 2021, a promulgação do Decreto Legislativo nº 26/2021, sustou, na data de sua publicação, os efeitos da Resolução da CGPAR nº 23/2018, que estabelecia limite paritário de custeio do benefício de assistência à saúde entre empresas estatais e empregados.

Considerando as condições que a companhia e as entidades sindicais estabeleceram no acordo coletivo 2020-2022, a participação que, a partir de janeiro de 2022 seria na proporção de 50% entre a companhia e os participantes, permanecerá de 60% dos gastos cobertos pela companhia e os 40% restantes pelos participantes. Em função dessa alteração, a companhia realizou uma revisão intermediária no passivo atuarial do plano de saúde.

A revisão intermediária no 3º trimestre de 2021 resultou numa redução do passivo de R\$ 1.516, em contrapartida de: (i) 4.518 no resultado pelo custo do serviço passado decorrente da alteração do benefício; e (ii) 6.034 de ganho em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido, pela revisão das premissas atuariais, principalmente pelo aumento da taxa real de desconto aplicada sobre os passivos dos planos de 4,81% e 3,76% (de 31 de agosto de 2021 e 31 de dezembro de 2020, respectivamente) e pela redução da variação dos custos médicos hospitalares – VCMH de 4,66% e 6,17% (de 31 de agosto de 2021 e 31 de dezembro de 2020, respectivamente).

As demais premissas atuariais utilizadas para a realização da avaliação atuarial intermediária, comparadas com as adotadas na avaliação atuarial de dezembro de 2020, não sofreram atualizações.

Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2021, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado no quadro (a) do item 17.3.2 – 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.

Os principais benefícios de pensão patrocinados são:

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

Atualmente os planos PPSP – R, PPSP-R Pré-70, PPSP-NR, PPSP-NR Pré-70 e PP3 são patrocinados pela Petrobras, e o plano Petros 2 patrocinado por: Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG, Termobahia, Termomacaé e Araucária, sendo essa última em processo de retirada de patrocínio.

O PPSP-R e PPSP-NR são derivados da divisão do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP), originalmente estabelecido pela companhia em julho de 1970. Em 1º de janeiro de 2020, o PPSP-R e PPSP-NR deram origem aos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

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

A tabela a seguir fornece outras características desses planos:

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 (INPC).		Com base nos níveis de índices atuais aplicáveis aos salários dos empregados ativos e os índices estabelecidos pelo INSS.		Pagamentos mensais vitalícios: com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC). Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.	Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.
Contribuições paritárias feitas pelos participantes e pela companhia aos planos	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivados de déficits atuariais.	É composto por contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivados de déficits atuariais.	É composto por contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais, 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 (*)	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 2.837 em 31/12/2021.	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 4.985 em 31/12/2021.	Obrigações financeiras liquidadas antecipadamente em 2021.	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 2.897 em 31/12/2021.	N/A	N/A
	Remensuradas anualmente de acordo com as premissas atuariais, com pagamento semestral de juros baseado no saldo atualizado e com vencimento em 20 anos.					

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

Novo plano de equacionamento de déficit – Novo PED

Em 28 de abril de 2020, foram aprovados pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) e, em 5 de maio de 2020, pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc), o novo Plano de Equacionamento de Déficit (Novo PED) dos planos PPSP – R e PPSP- NR, bem como as alterações no regulamento referente à redução do benefício de pecúlio e outras.

O Novo PED, que abrange os déficits de 2015 a 2018 e incorpora o resultado de 2019, foi avaliado em R\$ 33.700 em 31 de dezembro de 2019. Do valor total, o montante de R\$ 15.620 é de responsabilidade da Petrobras, em cumprimento ao princípio da paridade contributiva prevista na Emenda Constitucional nº 20/1998, sendo R\$ 13.566 por meio de contribuições extraordinárias ao longo da existência dos planos e R\$ 2.054 de aporte contributivo como contrapartida da companhia pela redução do benefício de pecúlio.

Em 30 de junho de 2021, a companhia realizou a liquidação antecipada do saldo devedor do aporte contributivo, no valor de R\$ 2.251.

O restante do déficit será suportado pelas demais patrocinadoras e participantes dos planos PPSP-R e PPSP-NR.

O atual modelo, que substituiu o plano de equacionamento anterior, difere do aplicado no PED-2015 e teve como objetivo reduzir as contribuições extraordinárias no orçamento mensal de grande parte dos participantes por meio da: (i) extensão do tempo de cobrança para vitalício, em substituição aos 18 anos; (ii) adoção de alíquota única para ativos e outra para assistidos (iii) instituição de uma contribuição anual de 30% sobre o 13º benefício; e (iv) redução do valor do benefício de pecúlio.

O Novo PED inclui alteração de alguns direitos e mudanças no regulamento do PPSP-R e do PPSP-NR em adequação à Resolução 25 da CGPAR (Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União), de 6 de dezembro de 2018, que estabelece diretrizes e parâmetros para as empresas estatais federais quanto ao patrocínio de planos de benefícios de previdência complementar.

Migração para o PP3 e revisão intermediária do PPSP-R e PPSP-NR

O PP3 é uma opção previdenciária, na modalidade de contribuição definida (CD), que serviu de migração voluntária e exclusiva a participantes e assistidos dos planos PPSP-R e PPSP-NR, ambos Pós-70.

Em 27 de janeiro de 2021, a criação do Plano Petros 3 (PP3) foi aprovada pelos órgãos competentes, assim como as alterações nos regulamentos dos planos PPSP-R e PPSP-NR, ambos pós-70, prevendo basicamente o processo de migração de participantes para o PP3.

O prazo de inscrição no PP3 terminou em 30 de abril de 2021. A opção pela migração é irrevogável e irretroatável, além de encerrar todo e qualquer vínculo com o plano de origem.

Em 15 de junho de 2021, a etapa de validação das inscrições do PP3 foi concluída, totalizando 2.176 pedidos deferidos e os estudos de viabilidade técnica e administrativa do novo plano de contribuição definida foram finalizados, permitindo a sua implementação a partir de agosto de 2021.

A Petrobras realizou uma revisão intermediária dos planos PPSP-R e PPSP-NR no 2º trimestre de 2021, que resultou numa redução do passivo de R\$ 8.660, em contrapartida de: (i) R\$ 6 no resultado pelo custo do serviço passado dos 2.176 participantes que optaram pela migração, conforme demonstrado na movimentação das obrigações dos planos; e (ii) R\$ 8.654 de ganho em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido, principalmente pelo aumento da taxa de desconto aplicada sobre os passivos dos planos.

Em 9 de setembro de 2021, a Petrobras realizou um aporte no PP3 no montante de R\$ 1.274, sendo R\$ 1.221 relativo aos participantes que migraram do plano PPSP-R e R\$ 53 do plano PPSP-NR, descontado o valor do aporte contributivo pela revisão do pecúlio no valor de R\$ 92, previsto no plano de equacionamento do déficit dos planos PPSP-R e PPSP-NR liquidado em junho de 2021.

Revisão anual dos planos de pensão

Em 31 de dezembro de 2021, os passivos foram remensurados com as premissas atuariais vigentes cujos resultados estão demonstrados no quadro (a) do item 17.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

17.3.2. Valores nas demonstrações financeiras 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, aprovado pela Deliberação CVM nº 695/2012, que diverge das práticas contábeis adotadas pelos fundos de pensão regulados pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar.

NOTAS EXPLICATIVAS
PETROBRAS

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

Em 31 de dezembro de 2021, a redução do passivo atuarial com planos de benefícios pós emprego de R\$ 28.373 refere-se basicamente ao ganho atuarial de R\$ 27.735, reconhecido no patrimônio líquido, com a remensuração do passivo decorrente das variações de premissas atuariais 2021 x 2020, principalmente pela variação da taxa real de desconto aplicada sobre os passivos dos planos e pela redução da variação dos custos médicos hospitalares – VCMH, compensado pelo retorno negativo sobre os ativos garantidores, sendo parte desse ganho, no montante de R\$ 14.680, reconhecido no decorrer do exercício com as revisões intermediárias realizadas nos planos de pensão PPSP -R e PPSP-NR e no Plano de saúde.

Informações sobre as variações das principais premissas, vide quadro da nota 17.3.6 – Incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido.

	Consolidado					Total
	2021					
	Planos de pensão		Plano de saúde	Outros planos		
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2 Saúde Petrobras			
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	64.068	19.446	5.509	25.029	52	114.104
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(41.469)	(12.923)	(4.591)	-	9	(58.974)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	22.599	6.523	918	25.029	61	55.130
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro (**)	39.102	14.012	2.477	27.836	76	83.503
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	2.510	947	383	7.420	(45)	11.215
Custo do serviço passado	(5)	(1)	-	4.518	-	4.512
- Valor presente da obrigação	(3.672)	(168)	-	4.518	-	678
- Valor do ativo garantidor - transferência para patrimônio no PP3	2.494	114	-	-	-	2.608
- Aporte da patrocinadora no PP3	1.173	53	-	-	-	1.226
Custo do serviço corrente	72	5	198	844	(50)	1.069
Custo dos juros líquidos	2.345	914	185	2.058	5	5.507
Juros sobre a obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	98	29	-	-	-	127
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(11.929)	(5.308)	(1.942)	(8.590)	34	(27.735)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais	(11.929)	(5.308)	(1.942)	(8.590)	34	(27.735)
Efeito caixa	(7.084)	(3.128)	-	(1.633)	(3)	(11.848)
Pagamento de contribuições (***)	(2.514)	(453)	-	(1.633)	(3)	(4.603)
Pagamento da obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	(1.797)	(536)	-	-	-	(2.333)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(2.773)	(2.139)	-	-	-	(4.912)
Outros movimentos	-	-	-	(4)	(1)	(5)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	22.599	6.523	918	25.029	61	55.130

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

(**) Inclui obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio.

(***) Inclui o pagamento do aporte para migração ao plano de contribuição definida PP3 de R\$ 1.274.

	2020					Total
	2020					
	Planos de pensão		Plano de saúde	Outros planos		
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Plano de saúde		
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	82.354	25.003	6.115	27.836	136	141.444
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(44.951)	(11.498)	(3.638)	-	(60)	(60.147)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	37.403	13.505	2.477	27.836	76	81.297
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro	41.239	13.154	3.987	48.312	98	106.790
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	454	206	571	(8.461)	14	(7.216)
Custo do serviço passado (**)	(1.606)	(477)	280	(11.882)	1	(13.684)
Custo dos juros líquidos	2.060	683	291	3.421	13	6.468
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(1.833)	1.519	(2.081)	(10.417)	(41)	(12.853)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais	(1.833)	1.519	(2.081)	(10.417)	(41)	(12.853)
Efeito caixa	(2.457)	(1.374)	-	(1.598)	(4)	(5.433)
Pagamento de contribuições	(1.324)	(416)	-	(1.598)	(4)	(3.342)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(1.133)	(958)	-	-	-	(2.091)
Outros movimentos	-	-	-	-	9	9
Outros	-	-	-	-	9	9
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	37.403	13.505	2.477	27.836	76	81.297
Obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	1.699	507	-	-	-	2.206
Obrigação total com planos de saúde e pensão	39.102	14.012	2.477	27.836	76	83.503

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

(**) Inclui o ganho com custo do serviço passado, no montante de R\$ 2.105 decorrente da alteração dos planos PPSP R e PPSP NR e R\$ 13.062 decorrente da alteração da regra de custeio do plano de saúde.

b) Movimentação do valor presente da obrigação (VPO)

	Consolidado					
	2021					
	Planos de pensão		Plano de saúde	Outros planos	Total	
PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petróbras			
Movimentação						
Valor presente das obrigações no início do exercício	82.354	25.003	6.115	27.836	136	141.444
Reconhecido no resultado	6.310	1.884	648	7.420	(41)	16.221
Custo dos juros	6.243	1.880	450	2.058	9	10.640
Custo do serviço	72	5	198	844	(50)	1.069
. Custo do serviço passado	(5)	(1)	-	4.518	-	4.512
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(15.934)	(5.589)	(901)	(8.590)	(38)	(31.052)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (**)	(1.679)	(1.616)	1.690	(1.281)	(45)	(2.931)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	-	(26)	513	-	487
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(14.255)	(3.973)	(2.565)	(7.822)	7	(28.608)
Outros	(8.662)	(1.852)	(353)	(1.637)	(5)	(12.509)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(5.137)	(1.723)	(353)	(1.633)	(4)	(8.850)
Contribuições de participantes	142	38	-	-	-	180
Transferência e aporte no PP3	(3.667)	(167)	-	-	-	(3.834)
Outros	-	-	-	(4)	(1)	(5)
Valor presente das obrigações no fim do exercício	64.068	19.446	5.509	25.029	52	114.104

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

(**) Inclui efeito das contribuições extraordinárias - Novo PED.

	2020					
	2020					
	Planos de pensão		Plano de saúde	Outros planos	Total	
PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2				
Movimentação						
Valor presente das obrigações no início do exercício	84.320	24.001	6.741	48.312	152	163.526
Reconhecido no resultado	3.176	974	767	(8.461)	18	(3.526)
Custo dos juros	4.782	1.451	487	3.421	17	10.158
Custo do serviço	(1.606)	(477)	280	(11.882)	1	(13.684)
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(786)	1.124	(1.214)	(10.417)	(35)	(11.328)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (**)	(2.323)	1.228	294	(3.573)	2	(4.372)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	-	(106)	7	5	(94)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	1.537	(104)	(1.402)	(6.851)	(42)	(6.862)
Outros	(4.356)	(1.096)	(179)	(1.598)	1	(7.228)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(4.743)	(1.174)	(179)	(1.598)	(9)	(7.703)
Contribuições de participantes	387	78	-	-	1	466
Outros	-	-	-	-	9	9
Valor presente das obrigações no fim do exercício	82.354	25.003	6.115	27.836	136	141.444

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

(**) Inclui efeito das contribuições extraordinárias - PED 2015.

c) Movimentação do valor justo dos ativos (VJA)

O aumento da percepção de risco dado as incertezas no campo fiscal, bem como a continuidade dos problemas sanitários ao longo de 2021 no Brasil, levaram a uma desvalorização de boa parte dos ativos no mercado doméstico, principalmente aqueles de maturação mais longa. Desta forma, o IMAB 5+, índice que representa a média de retorno dos Títulos Públicos Federais indexados à inflação com vencimento acima de 5 anos, obteve perdas de -6,6%. Assim como o ÍBOVESPA, principal índice da B3, que também fechou com uma perda relevante de -11,9%.

Esse movimento foi determinante para a redução do patrimônio da carteira de investimentos dos planos, dado que esses ativos são parte importante da composição do seu portfólio, representando juntos, em média, 75% de participação das carteiras.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	Consolidado					Total
	Planos de pensão			Plano de saúde		
	PPSP-R (*)	PPSP-NR(*)	PP2	Saúde Petrobras	Outros planos	
Movimentação						
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	44.951	11.498	3.638	-	60	60.147
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	3.898	966	265	-	4	5.133
Receita de Juros	3.898	966	265	-	4	5.133
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(4.005)	(281)	1.041	-	(72)	(3.317)
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	(4.005)	(281)	1.041	-	(72)	(3.317)
Efeito caixa	5.287	2.592	-	1.633	3	9.515
Contribuições pagas pela empresa	2.514	453	-	1.633	3	4.603
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	2.773	2.139	-	-	-	4.912
Outros movimentos	(8.662)	(1.852)	(353)	(1.633)	(4)	(12.504)
Contribuições de participantes	142	38	-	-	-	180
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(5.137)	(1.723)	(353)	(1.633)	(4)	(8.850)
Transferência e aporte no PP3	(3.667)	(167)	-	-	-	(3.834)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	41.469	12.923	4.591	-	(9)	58.974

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

	Consolidado					Total
	Planos de pensão			Plano de saúde		
	PPSP-R (*)	PPSP-NR(*)	PP2	Saúde Petrobras	Outros planos	
Movimentação						
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	43.081	10.847	2.754	-	54	56.736
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	2.722	768	196	-	4	3.690
Receita de Juros	2.722	768	196	-	4	3.690
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	1.047	(395)	867	-	6	1.525
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	1.047	(395)	867	-	6	1.525
Efeito caixa	2.457	1.374	-	1.598	4	5.433
Pagamento de contribuições	1.324	416	-	1.598	4	3.342
Pagamento do termo de compromisso financeiro	1.133	958	-	-	-	2.091
Outros movimentos	(4.356)	(1.096)	(179)	(1.598)	(8)	(7.237)
Contribuições de participantes	387	78	-	-	1	466
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(4.743)	(1.174)	(179)	(1.598)	(9)	(7.703)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	44.951	11.498	3.638	-	60	60.147

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

Ativos do plano - gestão de investimentos

Buscando manter um desempenho de investimento adequado, a Fundação Petros prepara anualmente Políticas de Investimento (PI) específicas para cada plano seguindo dois modelos:

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

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

A Fundação Petros estabelece políticas de investimento para períodos de 5 anos, revisadas anualmente. A Petros usa um modelo de gerenciamento de ativos e passivos (ALM) para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios, com base em parâmetros de liquidez e solvência, simulando um período de 30 anos.

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Categorias dos ativos dos planos	2021			Consolidado 2020		
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total	%
Recebíveis	-	4.723	4.723	8%	4.402	8%
Renda fixa	21.320	16.989	38.309	65%	37.333	65%
Títulos públicos	21.044	4.193	25.237		37.333	
Fundos de renda fixa	-	4.798	4.798		7.790	
Outros investimentos	276	7.998	8.274		4.481	
Renda variável	9.410	1.296	10.706	19%	13.069	19%
Ações à vista	9.410	-	9.410		12.355	
Outros investimentos	-	1.296	1.296		714	
Investimentos Estruturados	182	842	1.024	2%	586	2%
Imóveis	-	2.652	2.652	3%	2.926	3%
	30.912	26.502	57.414	97%	58.316	97%
Empréstimos a participantes	-	1.560	1.560	3%	1.831	3%
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	30.912	28.062	58.974	100%	60.147	100%

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

Em 31 de dezembro de 2021, os investimentos incluem debêntures, no valor de R\$ 33, além de ações ordinárias, no valor de R\$ 6, todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de R\$ 1.358.

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

	Planos de pensão		Plano de Saúde			Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Petrobras	Outros Planos	
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	292	51	308	2.770	(46)	3.375
Relativa aos inativos (ODO)	2.120	867	75	4.650	1	7.713
Obrigação com aporte contributivo - revisão do pecúlio	98	29	-	-	-	127
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2021	2.510	947	383	7.420	(45)	11.215
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2020 (**)	2.153	713	571	(8.461)	14	(5.010)

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

(**) Inclui valor de (R\$ 7.216) referente a revisão atuarial e R\$ 2.206 referente a atualização da obrigação com aporte contributivo - revisão de pecúlio.

17.3.3. Contribuições

No exercício 2021, a companhia contribuiu com o total de R\$ 11.848 para os planos de benefícios definidos, o que reduziu o saldo das obrigações, conforme quadro da nota explicativa 17.3.2. Adicionalmente, contribuiu com R\$ 908 para a parcela de contribuição definida do plano PP2 e R\$ 4 do plano PP3, que foram reconhecidas como despesa no resultado do exercício.

As contribuições esperadas dos planos PPSP R, PPSP NR, PPSP R pré70 e PPSP NR pré-70, para 2022, somam R\$ 2.209. As do Plano Petros 2 somam R\$ 959 e são referentes à parcela de contribuição definida.

A parcela da contribuição com característica de benefício definido do PP2 está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2022, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Fundação Petros, pois há reserva para cobrir o valor em risco. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

17.3.4. Fluxos de caixa esperados

A estimativa abaixo reflete apenas os fluxos de caixa futuros esperados para cumprir a obrigação de benefício definido reconhecida no final do período de relatório.

Perfil de vencimento do valor presente das obrigações	Plano de pensão		Plano de Saúde			2021	2020
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Petrobras	Outros planos	Total	Total
Até 1 ano	5.042	1.689	317	1.378	52	8.478	7.706
De 1 a 5 anos	21.092	6.872	1.368	4.991	-	34.323	28.289
De 6 a 10 anos	14.839	4.671	1.056	5.188	-	25.754	29.911
De 11 a 15 anos	9.931	2.959	811	4.118	-	17.819	26.383
Acima de 15 anos	13.164	3.255	1.957	9.354	-	27.730	49.155
Total	64.068	19.446	5.509	25.029	52	114.104	141.444

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

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

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

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

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70
Duração média ponderada da obrigação de benefício definido	10,72 anos	6,95 anos	11,51 anos	7,57 anos

17.3.6. Incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido

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

	Planos de pensão					2021 Plano de saúde
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	Saúde Petrobras
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	8,11% (05/2021) 10,64% (12/2021)	8,07% (05/2021) 10,62% (12/2021)	10,55%	10,54%	10,73%	8,92% (09/2021) 10,68% (12/2021)
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação) (2)	5,83%	5,63%	5,83%	5,63%	7,20%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	5,24% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros (Bidecrem 2013)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	Experiência Petros (Bidecrem 2016)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	AT-2012, feminina, suavizada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposent. Assist: Ex Petros (Bidecrem 2013)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Álvaro Vindas suavizada em 50%	Ativos: Álvaro Vindas suaviz 50% Assist: N/A
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-49, masculina	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte, suavizada em 30%	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 4,97% para 2022 e atingindo 3,25% de 2026 em diante.

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

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

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

	Planos de pensão					2020
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	Plano de saúde
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	5,83% (05/2020) 7,03% (12/2020)	5,77% (05/2020) 6,97% (12/2020)	6,55%	6,55%	7,44%	7,20%
Taxa de crescimento salarial Nominal(Real + Inflação) (2)	4,75%	4,54%	4,75%	4,54%	6,20%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	6,17% a 3,90% a.a.
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	EX-PETROS 2016 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	AT-2012 IAM basic fem desagravada 10%	EX-PETROS 2013 (bidecremental)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo americana	Grupo americana	n/a	n/a	Álvaro Vindas desagravada em 40%	Álvaro Vindas desagravada em 40%
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 masculina	AT-49 masculina	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte desagravada em 20%	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	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,61% para 2020 e atingindo 3,5% de 2035 em diante.

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

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

As premissas mais significativas estão descritas na nota explicativa 4.4.

17.3.7. Análise de sensibilidade dos planos de benefícios definidos

O efeito de uma mudança de 1 p.p. na taxa de desconto assumida e na taxa de variação do custo médico é conforme estabelecido abaixo:

	Taxa de desconto				Consolidado Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	+ 1 p.p.	Pensão - 1 p.p.	+ 1 p.p.	Saúde - 1 p.p.	+ 1 p.p.	Saúde - 1 p.p.
Obrigações atuariais	(7.485)	9.508	(2.679)	3.309	3.505	(2.853)
Custo do serviço e juros	(110)	148	(174)	208	533	(429)

Prática contábil

As obrigações com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável.

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

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

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

Remensurações do valor líquido de passivo de benefício definido são 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 incorrida.

18. Processos judiciais e contingências

18.1. Processos judiciais 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) ações individuais de revisão da metodologia de apuração do complemento de remuneração mínima por nível e regime (RMNR); e (ii) ações de terceirizados.
- Processos fiscais, incluindo: (i) não homologação de compensações de tributos federais; e (ii) não recolhimento de contribuições previdenciárias sobre abonos e gratificações.
- Processos cíveis, destacando-se: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) cobrança de royalties e participações governamentais, incluindo royalties sobre extração de xisto; e (iii) multas aplicadas pela ANP relativas a sistemas de medição.
- Processos ambientais, em especial: (i) multas relativas ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; (ii) multas relativas à operação offshore da companhia; e (iii) ação civil pública por vazamento de petróleo em 2004 no Parque Estadual da Serra do Mar/SP.

Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo circulante e não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Processos trabalhistas	3.995	3.667	3.629	3.401
Processos fiscais	1.705	2.538	1.560	2.459
Processos cíveis	4.581	3.706	4.275	2.963
Processos ambientais	982	1.516	918	1.478
Total	11.263	11.427	10.382	10.301

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Saldo inicial	11.427	12.546	10.301	11.883
Adição, líquida de reversão	2.864	2.494	2.687	2.126
Utilização	(3.894)	(3.814)	(3.321)	(3.770)
Atualização	809	104	715	62
Outros	57	97	-	-
Saldo final	11.263	11.427	10.382	10.301

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a companhia considerou todas as informações disponíveis relativas aos processos em que é parte envolvida para realizar as estimativas dos valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos.

Em 2021, o decréscimo no passivo decorre principalmente das alterações ocorridas nos seguintes casos: (i) redução de R\$ 1.157 pela revisão de valores de contingências tributárias no escopo do programa de anistias do estado do Rio de Janeiro, conforme nota explicativa 16.2; (ii) redução de R\$ 712 em função de acordo realizado em ações relativas a indenizações e reparações decorrentes do acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; e (iii) redução de R\$ 376 em função de acordo realizado em arbitragem de contrato de engenharia em plataformas decorrentes de controladas no exterior, compensados principalmente por: (iv) R\$ 726 na provisão de litígios de natureza cível envolvendo questões contratuais; (v) R\$ 227 na provisão de processo arbitral decorrente de contrato de controlada; (vi) R\$ 222 na provisão de litígios pela não homologação de compensações de tributos federais; e (vii) R\$ 192 na provisão de litígios envolvendo cobrança de royalties e participações especiais.

18.2. 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	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Fiscais	32.310	26.785	32.234	26.715
Trabalhistas	4.443	4.317	4.246	4.137
Cíveis	7.113	5.688	7.098	5.674
Ambientais	566	588	542	566
Outros	426	460	423	395
Total	44.858	37.838	44.543	37.487

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Saldo inicial	37.838	33.198	37.487	32.861
Adição, líquido de reversão	6.160	4.672	6.095	4.618
Utilização	(593)	(441)	(550)	(393)
Atualização financeira	1.428	431	1.420	427
Outros	25	(22)	91	(26)
Saldo final	44.858	37.838	44.543	37.487

Em 2021, a companhia realizou depósitos judiciais no montante de R\$ 6.160, incluindo: (i) R\$ 1.939 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; (ii) R\$ 1.829 referentes à unificação de Campos (Cernambi, Tupi, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça); (iii) R\$ 1.211 referentes à incidência de CIDE e PIS/COFINS sobre afretamento de plataformas; (iv) R\$ 629 referentes a IRPJ e CSLL na dedução de despesas com a Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros); (v) R\$ 336 referentes a diversos depósitos judiciais de natureza tributária; e (vi) R\$ 318 referentes a falta de recolhimento de Contribuição Previdenciária incidentes sobre gratificações pagas a funcionários, compensados principalmente por: (vii) R\$ 722 referentes ao resgate de depósito de natureza cível realizado em ação indenizatória que tem por fundamento a rescisão unilateral de contrato de cessão de créditos-prêmios de IPI.

18.3. Processos judiciais não provisionados

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

Em 31 de dezembro de 2021, os passivos contingentes acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos judiciais cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

Natureza	Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020
Fiscais	138.312	127.375
Trabalhistas	40.022	42.505
Cíveis - Gerais	31.921	24.012
Cíveis - Ambientais	6.652	7.613
Total	216.907	201.505

18.3.1. 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	2021	Estimativa 2020
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.		
1) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE e PIS/COFINS-importação sobre as remessas para pagamentos de fretamentos de embarcações. Situação atual: A discussão jurídica relacionada à incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, no período de 1999 a 2002, trata da legalidade de ato normativo da Receita Federal que garante alíquota zero para as referidas remessas. A companhia ratifica a classificação da perda como possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores e buscará assegurar a defesa de seus direitos. Os demais processos envolvendo CIDE e PIS/COFINS encontram-se em fases administrativa e judicial diversas e são classificados como possível em função de haver previsão legal em linha com o entendimento da companhia.	50.740	49.536
2) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior não adicionado à base de cálculo do IRPJ e CSLL. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas, permanecendo como perda possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores.	21.707	21.340
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2019, a companhia obteve decisão definitiva no CARF, cancelando parte dos débitos. Em 2021, foram lavrados novos autos de infração contra a companhia.	4.613	4.057
4) Incidência de contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa e judicial. Em 2021, houve redução do valor em razão de uma decisão favorável à companhia.	3.939	4.222
5) Cobrança da CIDE - Combustível em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo. Situação atual: A questão envolve processos na esfera judicial em fases distintas.	2.391	2.358
6) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL dos valores pagos como incentivo à repactuação do Plano Petros (ativos e inativos) e serviço passado. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Houve revisão de expectativa de perda de processo, de remota para possível, em razão de decisão desfavorável pelo Tribunal Regional da 2ª Região em caso análogo.	3.180	2.431
7) IRPJ e CSLL - Amortização de ágio na aquisição de participações societárias. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas.	1.305	1.694
8) Dedução da base de cálculo de PIS e COFINS sobre contratos de ship or pay e fretamentos de aeronaves e embarcações. Situação atual: Novo auto lavrado em 2021. A questão envolve processos em fase administrativa. Foi apresentada impugnação. Aguarda-se decisão de primeira instância administrativa.	1.844	-
9) Cobrança de IRPJ e CSLL – Preço de transferência - Contratos de afretamento. Situação atual: Novo auto lavrado em 2021. Foi apresentada impugnação. Aguarda-se decisão de primeira instância administrativa.	1.603	-
10) 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 nas esferas administrativa e judicial em fases diversas. Em 2021, novos autos foram lavrados.	1.389	448
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA, PB, PE, AM e SE.		
11) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas. Situação atual: Há autuações lavradas pelos Estados, sendo algumas discutidas ainda na esfera administrativa e outras na esfera judicial.	2.050	1.993
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AL e BA.		
12) Exigência de ICMS em operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN e C5+ com emissão de documento fiscal não aceito pela fiscalização, bem como questionamento do direito ao aproveitamento do crédito. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	4.161	4.093
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AM, PA, BA, GO, MA, SP, CE, RO e PE.		
13) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas próprias ou promovidas por terceiros em operações subsequentes. Situação atual: A questão envolve processos que se encontram nas esferas administrativa e judicial diversas.	4.396	4.249
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de RJ, BA, PE, SE e AM.		
14) Cobrança de ICMS de transferência entre estabelecimentos, em especial pelo Estado do RJ ao argumento de que as transferências sem destaque de ICMS com fundamento no Regime Especial do RJ reduziram o total de créditos do estabelecimento centralizador. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	4.464	4.218
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de GO, RJ, PA, BA, SE, SP, PR, AM, CE, MT, RN e PE.		
15) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2021, novos autos foram lavrados.	3.175	2.689
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, PR, AM, BA, PA, PE, SP e AL.		
16) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2021, houve lavratura de novos autos.	2.489	2.035
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.		
17) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como uso da alíquota de 7% em operações interestaduais de venda de Biodiesel B100 com os Estados do Centro-Oeste, Norte, Nordeste e com o Estado do ES. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2021 houve revisão de expectativa de perda de um processo, de possível para remota, em razão de decisão favorável de segunda instância.	1.293	2.162
Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE, PR, SE e CE.		
18) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado. Situação atual: Em 2021, foram lavrados novos autos. A questão envolve processos ainda na esfera administrativa e outros na esfera judicial.	2.329	1.719
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, AL, PE, CE e AM.		
19) Aproveitamento de créditos de ICMS na aquisição de brocas e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	2.347	2.174
Autor: Autor: Prefeitura Municipal de Angra dos Reis.		
20) Valor adicionado de ICMS sobre operações de importação de petróleo. Situação atual: A questão envolve processos em fase judicial diversas. As ações judiciais estão em fases processuais diversas, ainda sem decisão de mérito em primeira instância. Em 2021, foram ajuizadas novas ações.	1.614	512
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataizes, Linhares, Vila Velha e Vitória.		
21) Cobrança do imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN), em favor de alguns municípios do Estado do ES sob o argumento de que o serviço fora executado em seus "respectivos territórios marítimos". Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	5.978	5.490

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Autor: Prefeituras Municipais diversas.

22) Retenção de Imposto sobre Serviço em contratações de serviços.

Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas.

1.120 987

23) Processos diversos de natureza fiscal.

10.185 8.968

Total de processos de natureza fiscal

138.312 127.375

Descrição dos processos de natureza trabalhista

Estimativa

2021

2020

Autor: Empregados e SINDIPETRO dos Estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PE, PB, RN, CE, PI, PR e SC.

1) Ações que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR).

Situação atual: A lide encontra-se no Supremo Tribunal Federal (STF). O Ministro Relator do Recurso Extraordinário da Petrobras, em 28/07/2021, decidiu monocraticamente de maneira favorável à companhia, reformando a decisão do Pleno do Tribunal Superior do Trabalho (TST) que era contrária à empresa. Atualmente, o julgamento dos recursos interpostos pelo autor da ação e por diversos amicus curiae em face da referida decisão do Ministro Relator está em andamento, com 3 votos favoráveis à companhia, reconhecendo a validade do acordo coletivo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos. Considerando que o último ministro a se manifestar pediu vista, o julgamento foi suspenso aguardando a apresentação do voto do Ministro Vistor.

33.017 34.711

2) Processos diversos de natureza trabalhista.

7.005 7.794

Total de processos de natureza trabalhista

40.022 42.505

Descrição dos processos de natureza cível

Estimativa

2021

2020

Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP e outras agências reguladoras.

1) Processos administrativos e judiciais que discutem:

a) Diferença de participação especial e royalties em campos diversos;

b) Multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo. Também inclui discussão de multas aplicadas por outras agências reguladoras.

Situação atual: As questões envolvem processos em fases administrativa e judicial diversas.

6.681 6.857

Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP

2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Tupi e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça, gerando assim impactos no recolhimento das participações especiais (PE).

Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo:

a) Tupi e Cernambi: os valores das supostas diferenças de participações especiais foram inicialmente depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, as diferenças foram pagas diretamente para a ANP, tendo sido retomados tais depósitos judiciais no 2º Trimestre de 2019. A arbitragem continua suspensa por decisão judicial;

b) Baúna e Piracaba: o Tribunal revisou a ordem anterior que vedava o depósito judicial, de modo que a Petrobras, atualmente, tem depositado os valores controversos. Segue suspensa a arbitragem;

c) Tartaruga Verde e Mestiças: a Petrobras igualmente foi autorizada a realizar os depósitos dos valores controversos, que continuam ocorrendo. O Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem.

4.629 2.446

Autor: Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA) e Companhias Estaduais de Gás.

3) Ação Civil Pública (ACP) para discutir suposta ilegalidade do fornecimento de gás realizado pela companhia à sua Unidade de Produção de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN/BA) e outras ações judiciais em que se discute o monopólio estadual dos serviços de gás canalizado.

Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas.

1.773 1.601

Autor: Diversos prestadores de serviços.

4) Processos relacionados a contratos para fornecimento de bens e serviços, com destaque para discussões acerca de desequilíbrio econômico-financeiro, descumprimento contratual, multas e encerramento antecipado de contratos.

Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas.

13.901 8.766

5) Processos diversos de natureza cível, com destaque para relacionados a desapropriação e servidão de passagem, conflitos societários e responsabilidade civil.

4.937 4.342

Total de processos de natureza cível

31.921 24.012

Descrição dos processos de natureza ambiental

Estimativa

2021

2020

Autor: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual do Paraná, AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária, IAP - Instituto Ambiental do Paraná e IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis.

1) Processo judicial que discute obrigação de fazer, indenização em pecúnia e dano moral referente ao acidente ambiental ocorrido no Estado do Paraná em 16 de julho de 2000.

Situação atual: As partes celebraram acordo e resolveram a questão de mérito, remanescendo apenas a discussão quanto ao valor dos honorários advocatícios.

203 2.206

2) Processos diversos de natureza ambiental, com destaque para multas relativas às operações da companhia e ação civil pública por suposto dano ambiental em virtude do afundamento da Plataforma P-36.

6.449 5.407

Total de processos de natureza ambiental

6.652 7.613

18.4. Ação coletiva na Holanda e arbitragens no Brasil e na Argentina

18.4.1 Ação coletiva na Holanda

Em 23 de janeiro de 2017, *Stichting Petrobras Compensation Foundation* ("Fundação") ajuizou uma ação coletiva na Holanda, na Corte Distrital de Rotterdam, contra a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF), Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras.

A Fundação alega que representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e afirma que, com base nos fatos revelados pela Operação Lava-Jato, os réus agiram de maneira ilegal perante os investidores. Com base nessas alegações, a Fundação busca uma série de declarações judiciais por parte do tribunal holandês.

Em 23 de agosto de 2017, foi realizada audiência na Corte Distrital de Rotterdam (“Corte”) para estabelecer o cronograma do processo. A Petrobras e outros réus apresentaram defesas preliminares em 29 de novembro de 2017 e a Fundação apresentou sua resposta em 28 de março de 2018. Em 28 de junho de 2018, foi realizada audiência para apresentação de argumentos orais das partes. No dia 19 de setembro de 2018, a Corte proferiu sua decisão sobre esses temas preliminares, tendo entendido que possui jurisdição para julgar a maioria dos pedidos formulados pela Fundação. Não houve qualquer análise em relação ao mérito da causa, uma vez que o tribunal se manifestou apenas sobre questões processuais.

Em 29 de janeiro de 2020, a Corte determinou que acionistas que entendem português e/ou que compraram ações por meio de intermediários ou outros agentes que entendem tal idioma, dentre outros acionistas, estão sujeitos à cláusula de arbitragem prevista no Estatuto Social da companhia, ficando de fora da ação coletiva proposta pela Fundação. A Corte também considerou o efeito vinculante do acordo firmado para o encerramento da *class action* dos Estados Unidos. Desse modo, a Fundação precisa demonstrar que representa uma quantidade suficiente de investidores que justifique o prosseguimento de uma ação coletiva na Holanda. A Fundação e a Petrobras se manifestaram a respeito dos temas tratados na referida decisão e apresentaram seus argumentos orais em audiência realizada em 26 de janeiro de 2021.

Em 26 de maio de 2021, a Corte decidiu que a ação coletiva deve prosseguir e que a cláusula de arbitragem do Estatuto Social da Petrobras não impede que acionistas da companhia tenham acesso ao Poder Judiciário holandês e sejam representados pela Fundação. Não obstante, estão excluídos da ação os investidores que já tenham iniciado arbitragem contra a Petrobras ou que sejam partes em processos judiciais nos quais tenha sido reconhecida de forma definitiva a aplicabilidade da cláusula de arbitragem. Nessa mesma data, a ação coletiva passou para a fase de discussão das questões de mérito.

A ação coletiva diz respeito a questões complexas e o resultado está sujeito a incertezas substanciais, que dependem de fatores como: a legitimidade da Fundação para representar os interesses dos investidores, as leis aplicáveis ao caso, a informação obtida a partir da fase de produção de provas, análises periciais, cronograma a ser definido pela Corte e decisões judiciais sobre questões-chave do processo bem como o fato de a Fundação buscar apenas uma decisão declaratória. Não é possível prever no momento se a companhia será responsável pelo pagamento efetivo de indenizações em eventuais ações individuais futuras, eis que essa análise dependerá do resultado desses procedimentos complexos. Além disso, não é possível saber quais investidores serão capazes de apresentar ações individuais subsequentes relacionadas a esse assunto contra a Petrobras.

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

Tendo em vista as incertezas existentes no momento, não é possível realizar qualquer avaliação segura a respeito de eventuais riscos relacionados a este litígio. A eventual indenização pelos danos alegados somente será determinada por decisões judiciais em ações posteriores a serem apresentadas por investidores individuais. A Fundação não pode exigir indenização por danos no âmbito da ação coletiva, uma vez que a decisão final terá natureza meramente declaratória.

A Petrobras e suas subsidiárias negam as alegações apresentadas pela Fundação e pretendem se defender firmemente.

18.4.2 Arbitragens no Brasil

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

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

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

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

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

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

Em 20 de julho de 2020, a Petrobras ingressou com ação judicial para anulação dessa sentença arbitral parcial, por entender que ela contém graves falhas e impropriedades. Essa ação judicial ainda se encontra pendente e ainda não teve o seu mérito julgado. Em 11 de novembro de 2020, a 5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro anulou a sentença arbitral parcial, em razão dessas graves falhas e impropriedades apontadas pela Petrobras. Ainda cabe recurso contra esta decisão. Em respeito às regras da CAM, a ação judicial tramita em segredo de justiça. A Petrobras reitera que continuará a se defender vigorosamente, em respeito a seus atuais acionistas, em todas as arbitragens de que é parte.

18.5. Arbitragem na Argentina

Em 11 de setembro de 2018, a Petrobras foi citada na demanda arbitral proposta por *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa* ("Associação") contra a companhia e outras pessoas físicas e jurídicas, perante o Tribunal Arbitral da Bolsa de Valores de Buenos Aires ("Tribunal Arbitral"). Entre outras questões, a Associação alega a responsabilidade da Petrobras por uma suposta perda de valor de mercado das ações da Petrobras na Argentina, em razão dos processos relacionados à Operação Lava Jato.

No dia 14 de junho de 2019, a companhia informou que o Tribunal Arbitral reconheceu a desistência da arbitragem pelo fato de a Associação não ter pagado a taxa de arbitragem no prazo estabelecido. A Associação recorreu ao Poder Judiciário argentino contra essa decisão, tendo sido rejeitados os recursos pelo Tribunal de Apelação em 20 de novembro de 2019. A Associação interpôs novo recurso dirigido à Suprema Corte da Argentina, estando pendente uma decisão final.

A Petrobras nega as alegações apresentadas pela Associação e irá se defender firmemente na arbitragem em referência.

18.6. Outros processos judiciais na Argentina

A Petrobras foi incluída como ré em ações penais na Argentina:

- Ação penal por alegado descumprimento da obrigação de publicar "fato relevante" na Argentina sobre a existência de uma ação coletiva movida por *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa* perante a Corte Comercial, de acordo com as disposições da lei argentina de mercado de capitais. Vale ressaltar que a Petrobras nunca foi citada no âmbito da referida ação coletiva. A Petrobras apresentou defesas processuais na ação penal, mas algumas delas ainda não foram decididas pelo juiz. Em 4 de março de 2021, o Tribunal (Sala A da Camara Penal Econômico) decidiu que a competência para o julgamento desta ação penal deve ser transferida do Tribunal Econômico Criminal n° 3 da cidade de Buenos Aires para o Tribunal Econômico Criminal n° 2 dessa mesma cidade;
- Ação penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de a Petrobras supostamente ter declarado dados falsos nas suas demonstrações financeiras anteriores a 2015. A Petrobras apresentou defesas processuais, atualmente objeto de recursos em instâncias recursais da Justiça argentina. Em 21 de outubro de 2021, após recurso da Associação, o Tribunal de Apelações revogou a decisão de primeira instância que havia reconhecido a imunidade de jurisdição da Petrobras e recomendou que o Juízo de primeira instância promovesse algumas diligências para certificar se a companhia poderia ser considerada criminalmente imune na Argentina para posterior reavaliação do tema. A Petrobras recorreu contra essa decisão perante a Corte de Cassação, que ainda está pendente de julgamento. Na mesma oportunidade, o Tribunal de Apelações reconheceu que a Associação não poderia funcionar como representante dos consumidores financeiros, em razão da perda do seu registro perante os órgãos argentinos competentes. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal n° 2 da cidade de Buenos Aires.

18.7. Processos judiciais – recuperação de tributos

18.7.1 Exclusão de ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS

A companhia ajuizou ações contra a União para pleitear a inconstitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS no período de 2001 até 2020. A referida ação foi julgada integralmente procedente, reconhecendo à Petrobras o direito de compensar os valores indevidamente recolhidos a título de PIS e COFINS, tendo essa decisão transitada em julgado e o respectivo ativo reconhecido no exercício de 2020, conforme nota explicativa 16 das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

O crédito reconhecido no ativo se refere à exclusão do ICMS efetivamente recolhido da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS, conforme orientação da Receita Federal do Brasil (Solução de Consulta COSIT 13), enquanto a diferença para o critério do ICMS destacado na nota fiscal não foi registrada no ativo, visto que estava dependendo de decisão do Supremo Tribunal Federal (STF).

Em 14 de maio de 2021, foi publicado o extrato da ata do julgamento do STF sobre os embargos de declaração opostos pela União Federal e restou claro que o critério a ser utilizado para fins de apuração do ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS é o destacado na nota fiscal. Com base na decisão do STF, a Petrobras reconheceu o ativo relativo à diferença entre os critérios, sendo que este valor já está sendo compensado na apuração tributária da companhia.

Os efeitos reconhecidos relativos à exclusão do ICMS na base do PIS e COFINS, bem como a compensação desses valores, estão apresentados na nota explicativa 16.1.

18.7.2 Empréstimo Compulsório – Eletrobrás

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

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

O referido processo judicial encontra-se pendente de decisão quanto à admissibilidade de Recurso Especial interposto pela companhia no Tribunal Regional Federal da 2ª Região, ainda sem trânsito em julgado.

A companhia alterou a expectativa de ganho do ativo contingente para provável, tendo em vista os desdobramentos dos embargos de declaração e de divergência do Recurso Especial 790288 PR, com base na sistemática dos recursos repetitivos, assim como recentes decisões judiciais sobre o tema no Judiciário.

Considerando que ainda pendem discussões judiciais acerca da metodologia de cálculo para apuração do crédito, o valor do ativo contingente será apurado no curso do processo.

18.7.3 Ações judiciais propostas por Distribuidoras de Gás Natural e outros

Algumas distribuidoras de Gás Natural e outras entidades ajuizaram ações judiciais em face da Petrobras, nas quais pleiteiam a prorrogação dos efeitos dos contratos de fornecimento de gás natural que venceram em dezembro de 2021. Como os preços do gás natural liquefeito importado pela Petrobras, necessário para atendimento a novos compromissos, apresentaram grande alta nos últimos meses de 2021, a Petrobras ofertou, para os novos contratos com início de fornecimento a partir de 1º de janeiro de 2022, propostas com preços alinhados com a conjuntura atual de mercado. No entanto, algumas Distribuidoras de Gás Natural e outras entidades pretendem afastar os novos preços, alegando que a Petrobras supostamente abusa de seu poder econômico.

Nesses processos, os juízes concederam liminares para manter os preços dos contratos antigos. A Petrobras recorreu dessas decisões e os recursos aguardam julgamento. Em paralelo, a companhia propôs arbitragens, tendo em vista que este é o meio de solução de controvérsias eleito nos contratos.

Prática contábil

A companhia reconhece provisões para perdas em processos judiciais e administrativos nos casos em que as avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e julgamentos da Administração consideram provável o desembolso de caixa futuro e sejam atendidas as demais condições para o reconhecimento de uma provisão.

Os passivos contingentes com expectativa de perda provável que não podem ter seu valor mensurado e aqueles com expectativa de perda possível são divulgados em notas explicativas.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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

Os ativos contingentes não são reconhecidos, mas são objeto de divulgação em notas explicativas quando a entrada de benefícios econômicos for provável. Caso a entrada de benefícios econômicos seja praticamente certa, o ativo relacionado não é um ativo contingente e seu reconhecimento é adequado.

19. Provisões para desmantelamento de áreas

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Terra	4.868	8.453	4.421	8.052
Águas rasas	20.825	22.395	20.825	22.395
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	46.989	50.800	46.989	50.800
Pré-sal	14.478	15.947	14.478	15.947
Saldo final	87.160	97.595	86.713	97.194

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Saldo inicial	97.595	70.377	97.194	70.127
Revisão de provisão	(6.628)	29.309	(6.638)	29.239
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	(3.804)	(2.793)	(3.804)	(2.793)
Utilização por pagamentos	(3.935)	(2.293)	(3.917)	(2.288)
Atualização de juros	3.902	2.925	3.878	2.909
Outros	30	70	-	-
Saldo final	87.160	97.595	86.713	97.194

A redução no saldo da provisão no ano de 2021, reflete, em grande parte, a atualização do Plano Estratégico 2022-2026 e, mais especificamente: i) a revisão de premissas técnicas e de escopo de poços e equipamentos, considerando estudos técnicos e renegociações contratuais; ii) o prolongamento do ano de corte econômico das concessões, devido, principalmente, ao aumento do preço do *Brent*; e iii) a conclusão das vendas dos campos de Lapa, Rabo Branco e Frade e dos Polos de Cricaré, Miranga, Remanso e Rio Ventura, que resultou na baixa da provisão associada aos campos e polos.

As reduções foram parcialmente compensadas pelos aumentos decorrentes de: i) redução da taxa de desconto real ajustada ao risco de 4,15% a.a. em 2020 para 3,02% a.a. em 2021, a qual reflete em parte o aumento na inflação americana; e ii) desvalorização do Real frente ao Dólar norte americano, com aumento da taxa de final de ano de R\$ 5,58/US\$ 1,00 em 2021, frente a taxa de R\$5,20/US\$ 1,00 ao final de 2020, com impacto nas estimativas dos custos em Dólar.

A provisão associada a projetos que se encontram em desinvestimentos, mas ainda não concluídos, foi transferida para o passivo mantido para venda e refere-se, principalmente, a concessões em Sergipe-Alagoas, na Bacia de Campos e no Espírito Santo. Em 2020, as transferências se relacionavam, basicamente, às concessões na Bahia e no Rio Grande do Norte.

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 as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás de um campo terem sido demonstradas. Os cálculos das estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são complexos e envolvem julgamentos significativos, conforme nota explicativa 4.6 sobre estimativas e julgamentos relevantes.

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

Quando a revisão das estimativas resultar em aumento da provisão para desmantelamento de áreas, a contrapartida é um aumento do ativo correspondente. Caso contrário, se resultar em diminuição da provisão, a contrapartida é uma redução do ativo, que não pode exceder o seu valor contábil. Eventual parcela excedente é reconhecida imediatamente no resultado em outras despesas operacionais.

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

20. Outros ativos e passivos

Ativo		Consolidado		Controladora	
		2021	2020	2021	2020
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	5.360	4.055	4.797	3.544
Adiantamento a fornecedores	(b)	1.720	2.045	2.916	2.647
Despesas antecipadas	(c)	1.660	1.366	1.279	1.212
Operações com derivativos	(d)	172	620	-	249
Ativos relativos a parcerias de negócio	(e)	1.463	370	3.280	2.057
Outros		1.118	1.238	891	947
		11.493	9.694	13.163	10.656
Circulantes		8.777	6.395	10.469	7.573
Não circulantes		2.716	3.299	2.694	3.083
Passivo		Consolidado		Controladora	
		2021	2020	2021	2020
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(f)	6.170	4.865	6.161	4.865
Retenções contratuais	(g)	2.908	2.784	2.492	2.263
Adiantamento de clientes	(h)	3.383	2.250	3.315	1.470
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(i)	3.170	2.393	2.760	1.991
Impostos e contribuições	(j)	796	2.108	796	1.513
Operações com derivativos	(d)	1.574	1.469	1.240	1.272
Cretores diversos		466	643	446	638
Outros		4.001	2.515	3.661	2.054
		22.468	19.027	20.871	16.066
Circulantes		10.464	8.338	8.745	5.944
Não circulantes		12.004	10.689	12.126	10.122

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

b) Valores cuja compensação deverá ser realizada mediante o fornecimento de materiais ou prestação de serviços contratados junto aos fornecedores.

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

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

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

f) Provisões de reembolsos financeiros assumidos pela Petrobras a ser realizada ao comprador, referente a parcela de gastos com abandono de poços, dutos e equipamentos dos ativos desinvestidos. A liquidação das provisões segue cronogramas de descomissionamento, com pagamentos iniciados entre dois e três meses após a data considerada para execução das operações, conforme os prazos contratuais de reembolso de abandono dos respectivos campos de petróleo.

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

h) Valores referentes ao recebimento 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 o desenvolvimento de seus projetos de pesquisa.

j) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 16.

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 e estão sujeitas a significativas alterações à medida em que os cronogramas de execução de atividades forem atualizados e detalhados pelas compradoras.

21. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na companhia

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a companhia considerou todas as informações disponíveis e monitorou as investigações da “Operação Lava Jato”, não tendo sido identificadas novas informações que alterassem a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente que fora reconhecida no terceiro trimestre de 2014, ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela companhia. A Petrobras continuará 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 efetivamente com os trabalhos das autoridades nacionais e estrangeiras, incluindo a Polícia Federal, Ministério Público Federal, Poder Judiciário, Tribunal de Contas da União (TCU) e Controladoria Geral da União para que todos os crimes e irregularidades sejam apurados.

No decorrer do exercício de 2021 foi reconhecido, em decorrência de acordos de leniência e acordos de colaboração e repatriações, o ressarcimento de R\$ 1.272 (R\$ 797 em 2020). Estes recursos estão apresentados como outras receitas operacionais e devem ser somados ao montante de R\$ 4.948 reconhecidos em períodos anteriores, visando a posição acumulada.

21.1. Investigações envolvendo a companhia

21.1.1. Securities and Exchange Commission - SEC e U.S. Department of Justice – DoJ

Em 27 de setembro de 2018, a Petrobras divulgou o fechamento de acordos para encerramento das investigações da Securities and Exchange Commission - SEC e do U.S. Department of Justice - DoJ, relacionados aos controles internos, registros contábeis e demonstrações financeiras da companhia, durante o período de 2003 a 2012.

A Petrobras concluiu as obrigações previstas no acordo assinado com a DoJ, incluindo a evolução do seu programa de integridade e o envio de informações durante os três anos de acordo, que foi atendido integralmente e, portanto, encerrado.

21.1.2. U.S. Commodity Futures Trading Commission - CFTC

Em 30 de maio de 2019, a Petrobras foi contatada pela U.S. Commodity Futures Trading Commission – CFTC com pedidos de informação sobre as atividades de trading que são objeto de investigação na Operação Lava Jato. A Petrobras continuará cooperando com as autoridades, incluindo a CFTC, com relação a qualquer apuração.

21.1.3. Ministério Público / Inquérito Civil

Em 15 de dezembro de 2015, foi editada a Portaria de Inquérito Civil nº 01/2015, pelo Ministério Público do Estado de São Paulo (MP/SP), instaurando Inquérito Civil para apuração de potenciais danos causados aos investidores no mercado de valores mobiliários, tendo a Petrobras como representada. Após decisão da Procuradoria Geral da República, este inquérito foi remetido ao Ministério Público Federal, uma vez que o MP/SP não detém competência legal para a condução do procedimento. A companhia vem prestando todas as informações pertinentes.

22. Compromisso de compra de gás natural

O Contrato GSA (*Gas Supply Agreement*) entre Petrobras e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB possuía vigência inicial até 31 de dezembro de 2019. Conforme dispositivo contratual, após 31 de dezembro de 2019, o GSA foi automaticamente prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue pela YPFB e retirado pela Petrobras. Em 06 de março de 2020, por meio de aditivo contratual, as Partes modificaram a quantidade diária contratada (QDC) de 30,08 milhões de m³ por dia para 20 milhões de m³ por dia, que passou a vigorar a partir de 11 de março de 2020.

Assim sendo, em 31 de dezembro de 2021, a quantidade contratada do GSA para o ano de 2022 é de aproximadamente 7,5 bilhões de m³ de gás natural, equivalentes a 20,5 milhões de m³ por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 1,70 bilhão.

Em 1º de janeiro de 2022, o dispositivo contratual referente à prorrogação, anteriormente mencionado, indica uma extensão do GSA até maio de 2024, na base de 20,00 milhões de m³ por dia, representando um valor total adicional estimado de US\$ 1,86 bilhões para o período compreendido entre janeiro de 2023 e maio de 2024.

23. Imobilizado

						Consolidado	Controladora
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens ^(*)	Ativos em construção ^(**)	Gastos c/exploração e desenvolvimento (campos produtores de petróleo e gás) ^(***)	Direitos de Uso	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2020	17.938	283.673	88.480	164.845	87.013	641.949	662.816
Adições	1	23.819	14.825	1.883	22.671	63.199	174.429
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	27.899	-	27.899	27.829
Juros capitalizados	-	-	4.797	-	-	4.797	4.745
Baixas	(26)	(2.269)	(2.266)	(1.055)	(6.588)	(12.204)	(81.011)
Transferências	(1.485)	13.724	(15.342)	6.079	(119)	2.857	1.955
Transferências para ativos mantidos para venda	(47)	(1.055)	14	(3.956)	(73)	(5.117)	(4.995)
Depreciação, amortização e depleção	(719)	(21.882)	-	(19.650)	(20.627)	(62.878)	(71.925)
Impairment - constituição	(68)	(35.813)	(13.997)	(22.691)	(1.645)	(74.214)	(66.603)
Impairment - reversão	-	28.522	2.479	8.296	638	39.935	22.848
Ajuste acumulado de conversão	218	16.221	1.265	308	1.199	19.211	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020	15.812	304.940	80.255	161.958	82.469	645.434	670.088
Custo acumulado	28.322	557.080	143.142	316.486	123.578	1.168.608	1.120.987
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado ^(****)	(12.510)	(252.140)	(62.887)	(154.528)	(41.109)	(523.174)	(450.899)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	15.812	304.940	80.255	161.958	82.469	645.434	670.088
Adições	-	8.914	31.073	22	37.179	77.188	77.702
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	(6.046)	-	(6.046)	(6.056)
Juros capitalizados	2	-	5.217	-	-	5.219	5.145
Transferência de Bônus de Assinatura (nota explicativa 24)	-	-	-	61.395	-	61.395	61.395
Baixas	(214)	(3.082)	(3.217)	(8.692)	(1.506)	(16.711)	(16.706)
Transferências	(1.472)	16.039	(16.967)	9.382	11	6.993	(179)
Transferências para ativos mantidos para venda	(292)	(15.451)	(3.046)	(4.406)	(84)	(23.279)	(17.423)
Depreciação, amortização e depleção	(532)	(22.833)	-	(23.472)	(23.070)	(69.907)	(74.558)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	-	(2.089)	(9)	(152)	(23)	(2.273)	(2.272)
Impairment - reversão (nota explicativa 25)	-	9.623	615	9.953	180	20.371	20.219
Ajuste acumulado de conversão	(2)	410	509	104	1	1.022	-
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	144.831	345.470	147.222	1.207.658	1.154.481
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado ^(****)	(9.468)	(250.894)	(50.401)	(145.424)	(52.065)	(508.252)	(437.126)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	13.302	296.471	94.430	200.046	95.157	699.406	717.355
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31)		Método da unidade produzida	8 (2 a 47)		

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

(**) Os saldos por segmento de negócio são apresentados na nota explicativa 30.

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

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

Os investimentos realizados pela companhia no exercício de 2021 foram destinados, principalmente, para o desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, prioritariamente no polo pré-sal (Búzios, Atapu Unitizado, Mero, Sépia Unitizado, entre outros), incluindo a contratação de novos arrendamentos. Destaca-se no ano a transferência do ativo intangível para o ativo imobilizado no valor do bônus de assinatura pago no leilão do Excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios, no montante de R\$ 61.375, após o início da vigência do Acordo de Coparticipação de Búzios.

No grupo de Direito de Uso, a abertura das cláusulas de reajuste com possíveis impactos na depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado, estão apresentadas em 31 de dezembro de 2021 da seguinte forma:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

				Consolidado	Controladora
	Plataformas	Embarcações	Imóveis e outros	Total	Total
2020					
Custo acumulado	57.913	58.498	7.167	123.578	139.784
Depreciação, amortização, depleção e <i>impairment</i> acumulado	(16.447)	(21.251)	(3.411)	(41.109)	(45.198)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(15.308)	(821)	(16.129)	(16.236)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(16.447)	(2.237)	-	(18.684)	(19.463)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	-	(3.706)	(2.590)	(6.296)	(9.499)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	41.466	37.247	3.756	82.469	94.586
2021					
Custo acumulado	74.562	62.875	9.785	147.222	160.538
Depreciação, amortização, depleção e <i>impairment</i> acumulado	(19.652)	(29.410)	(3.003)	(52.065)	(54.117)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(24.413)	(543)	(24.956)	(26.646)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(19.652)	(1.095)	-	(20.747)	(18.981)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	-	(3.902)	(2.460)	(6.362)	(8.490)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	54.910	33.465	6.782	95.157	106.421

23.1. Abertura por tempo de vida útil estimada – Consolidado

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação acumulada	Saldo em 31.12.2021
até 5 anos	21.938	(19.175)	2.763
6 - 10 anos	44.625	(33.431)	11.194
11 - 15 anos	27.801	(7.578)	20.223
16 - 20 anos	154.102	(86.131)	67.971
21 - 25 anos	149.818	(34.599)	115.219
25 - 30 anos	57.320	(16.978)	40.342
30 anos em diante	24.991	(10.851)	14.140
Método da Unidade Produzida	88.905	(51.585)	37.320
	569.500	(260.328)	309.172
Edificações e benfeitorias	22.135	(9.436)	12.699
Equipamentos e outros bens	547.365	(250.892)	296.473

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. Os empréstimos diretamente atribuíveis à construção de ativos qualificáveis são excluídos desse cálculo até que todas as atividades necessárias para deixar o referido ativo em condições de uso ou venda pretendidas pela administração estejam concluídas.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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

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

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

Durante o exercício de 2021, a Petrobras decidiu pela devolução à ANP dos campos de Bijupirá, Salema, Lagosta e Merluza em decorrência, principalmente, do término de produção e da falta de atratividade econômica das concessões, cujos contratos encerravam em 2025. Em função de perdas nos seus valores recuperáveis, reconhecidas em exercícios anteriores, o valor das baixas em 2021 foi de R\$ 145, em outras despesas operacionais (R\$ 60 para Agulha, Caioba, Camorim, Dourado, Guaricema, Piranema, Piranema Sul, Salgo e Tatuí em 2020).

23.3. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa média ponderada dos encargos financeiros utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos sem destinação específica, a ser capitalizado como parte integrante dos ativos em construção, foi de 6,17% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 (6,12 % a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2020).

24. Intangível

				Consolidado	Controladora
	Direitos e Concessões (*)	Softwares	Ágio (goodwill)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2020	77.261	976	252	78.489	77.904
Adições	157	448	-	605	562
Juros capitalizados	-	9	-	9	9
Baixas	(922)	(16)	-	(938)	(902)
Transferências	(13)	(5)	(148)	(166)	(17)
Amortização	(37)	(295)	-	(332)	(298)
Impairment - constituição	-	(30)	(31)	(61)	-
Ajuste acumulado de conversão	18	2	52	72	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020	76.464	1.089	125	77.678	77.258
Custo acumulado	76.925	6.467	125	83.517	82.110
Amortização e impairment acumulado	(461)	(5.378)	-	(5.839)	(4.852)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	76.464	1.089	125	77.678	77.258
Adições	568	893	-	1.461	1.357
Juros capitalizados	-	25	-	25	25
Baixas	(63)	(19)	(2)	(84)	(62)
Transferências	(513)	17	-	(496)	(206)
Transferência de Bônus de Assinatura	(61.395)	-	-	(61.395)	(61.395)
Amortização	(29)	(292)	-	(321)	(295)
Impairment - reversão	-	6	-	6	-
Ajuste acumulado de conversão	5	-	-	5	-
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)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	15.037	1.719	123	16.879	16.682
Tempo de vida útil estimado em anos	(**)	5	Indefinida		

(*) 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.

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

24.1. Excedentes de Cessão Onerosa

Búzios

Em 6 de novembro de 2019, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizou a Primeira Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, na qual a Petrobras adquiriu 90% de participação do direito de exploração e produção do volume excedente ao Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (CNODC) - 5% e a CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (CNOOC) - 5%.

O bônus de assinatura correspondente à participação da companhia, no valor de R\$ 61.375, foi pago no último trimestre de 2019 e o Contrato de Partilha da Produção assinado com as entidades regulatórias no primeiro trimestre de 2020.

a) Acordo de Coparticipação de Búzios

Em 11 de junho de 2021, a Petrobras assinou com a PPSA e as parceiras CNODC e CNOOC o Acordo de Coparticipação de Búzios (Acordo), que regulará a coexistência do Contrato de Cessão Onerosa e do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Búzios. O valor da compensação total devido ao Contrato de Cessão Onerosa (100% Petrobras) pelo Contrato de Partilha de Produção é de US\$ 29 bilhões, que será recuperado como custo em óleo pelos contratados.

O montante foi calculado com base nas diretrizes estabelecidas na Portaria MME nº 213/2019 e levou em consideração parâmetros de mercado atuais, bem como o diferimento da produção do volume contratado em regime de Cessão Onerosa, de forma a maximizar o Valor Presente Líquido - VPL da União e manter o VPL da Petrobras calculado com base na data efetiva do Acordo de Coparticipação.

Seguindo as condições de acordo para a formação do consórcio para a participação na Licitação de 2019, o montante de R\$ 15.510 (US\$ 2,9 bilhões) foi pago pelos parceiros CNODC e CNOOC à Petrobras no mês de agosto de 2021, após aprovação pela ANP, sendo atendidas todas as condições precedentes. Assim, o Acordo passou a vigorar em 1º de setembro de 2021.

Na data de início da vigência do Acordo foi realizada a baixa parcial dos ativos associados ao campo de Búzios, incluindo parte do bônus de assinatura pago pela Petrobras devido ao Contrato de Cessão Onerosa aplicável a esse campo, em troca da compensação financeira, resultando em uma transação análoga a uma venda.

Em conjunto, as empresas contratadas e a PPSA definiram o Plano de Desenvolvimento do campo que deverá resultar em um volume recuperável de 10.346 milhões de barris de óleo equivalente (boe) entre a data de início de vigência do Acordo até o fim do acordo em setembro de 2050. O referido volume recuperável resulta nas participações na área coparticipada de aproximadamente 26% para o Contrato de Cessão Onerosa e 74% para o Contrato de Partilha de Produção. Considerando a participação de cada empresa em seu respectivo contrato e a participação de cada contrato na área coparticipada, foi apurada a participação na área de 92,6594% para a Petrobras e 3,6703% para cada um dos parceiros.

b) Ressarcimento de Gastos

Os gastos incorridos pela Petrobras nas operações ordinárias da área licitada em benefício do consórcio, realizados anteriormente ao início da vigência do Acordo e não inclusos no valor total da compensação, no montante estimado de R\$ 316, serão ressarcidos à Petrobras pelos parceiros CNODC e CNOOC.

c) Exercício da Opção de Compra de parceiros

Em até 30 dias após a data de início de vigência do Acordo, os parceiros da Petrobras no consórcio tinham o direito de exercer a opção de compra, prevista no acordo que estabeleceu a formação do consórcio para participação na Licitação em 2019, para adquirir, cada um, mais 5% de participação.

Em 29 de setembro de 2021, a parceira CNOOC manifestou o interesse no exercício da opção de compra da parcela adicional de 5%. O valor estimado a ser recebido pela Petrobras à vista no fechamento da operação pela parcela da CNOOC, com base no câmbio de R\$ 5,42/US\$, será de US\$ 2,08 bilhões, sendo: (i) US\$ 1,45 bilhão pela compensação, sujeito aos ajustes previstos no contrato, que considera a mesma data efetiva do Acordo de 1º de setembro de 2021 e; (ii) US\$ 0,63 bilhão pelo reembolso do bônus de assinatura, referente à participação adicional da CNOOC. Os valores serão atualizados até a data do fechamento da transação, prevista para ocorrer no primeiro trimestre de 2022.

Em 31 de dezembro de 2021, os ativos relacionados a essa operação foram reclassificados para ativos mantidos para venda, descritos na nota explicativa 31.

A efetividade dessa transação está sujeita às aprovações do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), ANP e do MME.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

A parceira CNODC não manifestou o interesse no exercício da opção de compra de parcela adicional, de 5%, no Contrato de Partilha de Produção.

Desta forma, após a conclusão da operação de compra de parcela adicional de 5% pela CNOOC, a Petrobras passará a deter 85% dos direitos de exploração e produção do volume excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios, enquanto a CNOOC deterá 10% e a CNODC, 5%. Já a participação na Jazida Compartilhada de Búzios (Contrato de Cessão Onerosa, Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa e Contrato de Concessão de Tambuatá) será de 88,99% da Petrobras, 7,34% da CNOOC e 3,67% da CNODC.

d) Outras Informações

O resultado da operação, apresentado em outras receitas operacionais, está demonstrado a seguir:

	Consolidado
Compensação financeira recebida (US\$ 2,9 bilhões)	15.510
Ressarcimento de Gastos (*)	303
Baixa de ativos e passivos associados – Imobilizado e Desmantelamento	(5.158)
Baixa parcial do bônus de assinatura	(7.338)
Efeito total no resultado	3.317

(*) Adicionalmente, foi reconhecido o montante de R\$ 13 como atualização monetária.

Uma vez que se tratou de um leilão especial, relacionado ao excedente de produção de campos com viabilidades técnicas e comerciais já definidas, o valor do bônus de assinatura pago no leilão do Excedente da Cessão Onerosa, no montante de R\$ 61.375, foi transferido do ativo intangível para o ativo imobilizado após o início da vigência do Acordo.

A partir da vigência do Acordo do campo de Búzios, os volumes de reservas serão progressivamente incorporados de acordo com os critérios de certificação e estão parcialmente refletidos nas estimativas de reservas provadas em 31 de dezembro de 2021.

Atapu e Sépia - Resultado da Segunda Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa

A Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção dos volumes excedentes aos da Cessão Onerosa nos campos marítimos de Atapu e de Sépia na 2ª Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa no Regime de Partilha de Produção, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Os direitos aos volumes excedentes do campo de Atapu foram adquiridos em parceria com a Shell Brasil (25%) e Total Energies EP (22,50%). A Petrobras deterá 52,50% de participação e será operadora do campo.

Em Sépia, a Petrobras atuará como operadora, com participação de 30%, em parceria com a TotalEnergies EP (28%), Petronas (21%), e QP Brasil (21%).

O bônus de assinatura correspondente à participação da companhia em Sépia foi de R\$ 2.141 e, em Atapu, no valor de R\$ 2.101. Esses montantes possuem previsão de pagamento no primeiro trimestre de 2022 e serão reconhecidos contabilmente no ativo intangível.

A data de início da eficácia do Acordo de Coparticipação foi definida na portaria MME nº 519/2021, como sendo o primeiro dia útil subsequente ao da atestação pela PPSA da adimplência do Contratado de Partilha de Produção com o Pagamento da Compensação. A Petrobras assinará com a PPSA e as parceiras o Acordo de Coparticipação de Atapu e Sépia, que regulará a coexistência do Contrato de Cessão Onerosa e do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para os referidos campos.

O valor da compensação antes do *gross up* para Atapu e Sépia será pago pelas empresas parceiras à Petrobras na proporção de sua participação nos consórcios, e corresponde, respectivamente, ao montante de US\$ 1.545 milhões e US\$ 2.240 milhões. A Petrobras receberá a compensação de Atapu até 15 de abril de 2022, enquanto de Sépia será definida após negociação com os integrantes do consórcio. Esses valores serão eventualmente complementados com base na variação positiva do preço futuro do petróleo tipo Brent (*earn out*), entre os anos de 2022 e 2032, conforme Portaria Normativa MME nº 08/2021.

Na data de início da vigência dos Acordos será realizada a baixa parcial dos ativos associados aos campos de Atapu e Sépia, incluindo a parte do bônus de assinatura pago pela Petrobras devido ao Contrato de Cessão Onerosa aplicável a esse campo, em troca da compensação financeira, resultando em uma transação análoga a uma venda. O resultado dessa operação será apresentado como outras receitas ou despesas operacionais na demonstração de resultado nesse mesmo momento. Eventuais ajustes nas estimativas de reservas serão incorporados pela Petrobras oportunamente.

Acordo de Coparticipação de Itapu

Em 9 de julho de 2021, a Petrobras assinou com a Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA) o Acordo de Coparticipação de Itapu, que regulará a coexistência do Contrato de Cessão Onerosa e do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Itapu, no pré-sal da Bacia de Santos.

As negociações foram iniciadas após a licitação, ocorrida em 6 de novembro de 2019, em que a Petrobras adquiriu 100% dos direitos de exploração e produção do volume excedente da Cessão Onerosa do campo de Itapu.

Em conjunto, Petrobras e PPSA definiram o Plano de Desenvolvimento do campo, estimativas de curva de produção e volumes recuperáveis. Com isso, a participação na área coparticipada foi de 51,708% para o contrato de cessão onerosa, com volume recuperável total de 350 milhões boe, e 48,292% para o contrato de partilha de produção, com volume recuperável total de 319 milhões boe.

As premissas de preços de óleo e gás, taxa de desconto e métricas de custos, utilizadas para fins de cálculo da compensação pelo diferimento do fluxo de caixa do contrato de cessão onerosa e que será reconhecida como custo em óleo, foram estabelecidas na Portaria MME 213/2019.

Conforme Resolução de Diretoria da ANP nº 811/2021, de 22 de dezembro de 2021, o Acordo foi aprovado, tornando-se efetivo em 1º de janeiro de 2022.

24.2. Cessão de contratos de concessão de blocos

Blocos no Estado do Amapá

Em setembro de 2020 e abril de 2021, a Petrobras celebrou acordos, respectivamente, com a Total E&P do Brasil LTDA (Total), atual TotalEnergies, e BP Energy do Brasil LTDA (BP), em que assumiu a integralidade das participações dessas empresas nos blocos localizados em águas ultra profundas no norte do Brasil. A TotalEnergies era a operadora de 5 blocos, tendo 40% de participação, enquanto Petrobras e BP possuíam 30% cada. A BP possuía ainda 70% de participação em outro bloco, também parceira da Petrobras (30%). Com a celebração desses acordos, a Petrobras passa a deter 100% de participação nos referidos seis blocos.

No terceiro trimestre de 2021, ocorreu a assinatura dos termos de cessão de direitos e dos aditivos aos contratos de concessão em referência. Como resultado destes acordos, a Petrobras fez jus ao valor de R\$ 1.052, referente à negociação pela assunção total do Programa Exploratório Mínimo (PEM) com a saída dos parceiros dos blocos, sendo R\$ 733 recebidos no fechamento da operação e o montante de R\$ 319 a ser recebido em junho de 2022.

Além do PEM, a companhia registrou no ativo intangível, uma adição de R\$ 466, medido a valor justo, pela assunção de participação nas concessões, não tendo esta parte efeito financeiro em seu caixa.

O valor total da operação de R\$ 1.518 foi reconhecido em contrapartida de outras receitas operacionais.

Bacia Potiguar

No quarto trimestre de 2021, a ANP assinou aditivo do Contrato de Concessão na Bacia Potiguar, área localizada em águas profundas, formalizando a cessão das participações dos parceiros (BP 40% e Petrogal 20%) para a Petrobras, que passou a deter 100% de participação na área.

A assunção de participação pela Petrobras na concessão, sem efeito caixa, gerou uma adição de R\$ 5 no ativo intangível e de R\$ 363 no ativo imobilizado, medido a valor justo, em contrapartida de outras receitas operacionais no montante de R\$ 368.

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

Em 2021, a Petrobras decidiu devolver à ANP 3 blocos exploratórios, situados nas Bacias de Santos e Potiguar (49 blocos exploratórios foram devolvidos em 2020, situados nas Bacias de Camamu-Almada, Espírito Santo, Jequitinhonha, Potiguar, Recôncavo, Pelotas, Pernambuco-Paraíba, Santos e Sergipe-Alagoas). Os direitos exploratórios referentes a estes blocos totalizaram R\$ 17 (R\$ 894 em 2020).

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*).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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

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

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

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

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

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

	Consolidado	
Reconhecimento de perda / (Reversão)	2021	2020
Imobilizado	(18.098)	34.279
Intangível	(6)	61
Imobilizado e Intangível	(18.104)	34.340
Ativos mantidos para venda	1.214	(81)
	(16.890)	34.259
Investimentos	(1.904)	2.673
Efeito líquido em resultado do exercício	(18.794)	36.932
Reconhecimento de perda	3.324	49.308
Reversão de perda	(22.118)	(12.376)

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 aderência às normas contábeis e à evolução do cenário do mercado de óleo e gás, a administração avaliou a razoabilidade da premissa-chave Brent, prevista no Planejamento Estratégico em vigor no terceiro trimestre de 2021, em relação aos resultados observados nos trimestres anteriores e às estimativas futuras dos preços de curto prazo, concluindo pela necessidade de atualização da premissa Brent de curto prazo estabelecida no Planejamento Estratégico 2021-2025 (PE 21-25), com reflexos no teste de recuperabilidade do terceiro trimestre de 2021, levando ao reconhecimento de reversões líquidas de R\$ 16.358 neste trimestre.

Em 24 de novembro de 2021, a Administração concluiu e aprovou seu Plano Estratégico 2022-2026 (PE 22-26), contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas, os quais embasaram os testes de recuperabilidade dos ativos do quarto trimestre.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

A curva de produção de óleo e gás estimada no período 2022-2026, sem considerar os desinvestimentos, indica um crescimento contínuo focado no desenvolvimento de projetos que geram valor, com aumento da participação dos ativos no pré-sal que possuem menor custo de extração. Ao longo desse período, está prevista a entrada em operação de 13 novos sistemas de produção, sendo todos alocados em projetos em águas profundas e ultra profundas.

O portfólio de desinvestimentos no PE 22-26 contém mais de 50 ativos em diferentes estágios do processo de venda. O investimento previsto para o período 2022-2026 é de US\$ 68 bilhões, dos quais 84% estão alocados à Exploração e Produção de petróleo e gás (E&P), sendo cerca de US\$ 67 bilhões destinados para os ativos do pré-sal.

25.1. Imobilizado e Intangível

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	Perda por desvalorização (Reversão) (***)	Consolidado	
				Segmento	Comentários 2021
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	132.449	203.107	(17.839)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	1.370	–	1.370	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (b1)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	2.252	4.281	(2.029)	RTC, Brasil	Ver item (c1)
Outros			394	Diversos	
Total 2021			(18.104)		
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	220.449	210.524	34.215	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	613	–	613	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (b2)
Comperj	1.391	2.732	(1.340)	RTC, Brasil	Ver item (d)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	2.132	2.018	114	RTC, Brasil	Ver item (c2)
Segmento corporativo	788	–	788	Corporativo	Ver item (e)
Outros			(50)	Diversos	
Total 2020			34.340		

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

(**) 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.

(***) Os valores recuperáveis e contábeis do quadro acumulam, por natureza, as perdas 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 por desvalorização (Reversão)" não represente a comparação entre as colunas "Valor Contábil Líquido" e "Valor Recuperável".

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

- Vida útil baseada na expectativa de utilização dos ativos ou conjunto de ativos que compõem a UGC, considerando a política de manutenção da companhia;
- Premissas e orçamentos aprovados pela Administração para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e
- Taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital* - WACC) pós-imposto, ajustada por um prêmio de risco específico, nos casos de projetos postergados por extenso período, ou risco específico do país, nos casos de ativos no exterior. O uso de taxas de desconto pós-impostos na determinação dos valores em uso não resulta em valores recuperáveis materialmente 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 2021(*) foram:

Plano Estratégico 2022-2026	2022	2023	2024	2025	2026	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	72	65	60	55	55	55
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2021)	5,40	5,33	5,19	5,15	5,14	5,08

(*) Na realização dos testes de recuperabilidade do 3º trimestre de 2021, a companhia utilizou um preço médio de Brent de US\$ 69,40 para o ano de 2021 e US\$ 69,20 para o ano de 2022, mantendo-se os preços de 2023 a 2025 inalterados.

Em 2020, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

Plano Estratégico 2021-2025	2021	2022	2023	2024	2025	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	45	45	50	50	50	50
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2020)	5,50	4,69	4,46	4,28	4,07	3,76

As taxas de desconto pós-imposto em moeda constante aplicadas nos testes foram:

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

Setor	31.12.2021	31.12.2020
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	6,4% a.a.	7,1% a.a.
Refino no Brasil	5,5% a.a.	6,1% a.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	6,2% a.a.	7,4% a.a.
Transporte de Gás	5,4% a.a.	6,4% a.a.
Transporte no Brasil	4,9% a.a.	5,4% a.a.

Ao longo de 2021, a Administração identificou e avaliou as seguintes alterações em suas UGCs:

- UGCs do Segmento E&P:
 - (i) Anexações aprovadas pela ANP: anexação dos campos de Guriatã, Guriatã Sul, Canário da Terra, Canário da Terra Sul, Riacho da Barra e Rio Sauípe à concessão de Fazenda Imbé e dos campos Jandaia e Rio da Serra à concessão Tangará, resultando na reconfiguração das UGCs para Fazenda Imbé e Tangará;
 - (ii) Conclusão do processo de desinvestimento do Polo São Mateus 8, Polo Ventura, Polo Miranga e de diversos outros campos, principalmente na UN-BA, com a extinção das respectivas UGCs e baixa dos ativos;
 - (iii) Devolução de concessões à ANP: aprovação pela Administração da devolução das concessões Bijupirá e Salema (UGC Polo Bijupirá-Salema) e Merluza e Lagosta (UGC Polo Merluza). As UGCs foram extintas e seus ativos baixados;
 - (iv) Polo Norte: exclusão das Plataformas P-26, P-32 e P-33 da UGC, em função da decisão da Administração pela venda e parada definitiva das operações das plataformas no campo de Marlim; e
 - (v) Polo SEAP I e SEAP II: inclusão da UGC Polo SEAP I, composto pelos campos Agulhinha, Agulhinha Oeste, Cavala e Palombeta, e da UGC Polo SEAP II, que compreende os campos Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, em função do encerramento exitoso dos planos de avaliação das descobertas nos blocos BM-SEAL-4, BM-SEAL-4A, BM-SEAL-10 e BM-SEAL-11.
- UGCs do Segmento Gás e Energia:
 - (i) Gás Natural: a Administração reavaliou a interdependência dos fluxos de entrada de caixa dos ativos da cadeia do gás natural frente ao novo marco regulatório do setor, decidindo pela exclusão da UGC Gás Natural e constituição de novas UGCs: UGC SIP Integrado; UGC UTG de Cacimbas; UGC UTG Sul Capixaba; UGC UPGN Guamaré; UGC UPGN Urucu e UGC UPGN Catu.
 - (ii) Energia: exclusão das Usinas Termoelétricas Arembepe, Muryci e Bahia 1 da UGC, em função da conclusão da venda, em dezembro de 2021, com a consequente baixa dos ativos (nota explicativa 31.2).
- UGCs do Segmento RTC:
 - (i) Abastecimento: exclusão das refinarias Landulpho Alves (RLAM) e Isaac Sabbá (REMAN) da UGC, em função do processo de desinvestimentos. A venda da RLAM foi concluída em novembro de 2021 e seus ativos foram baixados, enquanto a REMAN, com contrato de venda assinado em agosto de 2021, constitui um grupo de ativos mantidos para venda (nota explicativa 31.1);
 - (ii) SIX: a companhia assinou contrato de venda da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada em São Mateus do Sul/PR, em novembro de 2021, passando a compor um grupo de ativos mantidos para venda (nota explicativa 31.1);
 - (iii) Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj): exclusão da UGC referente ao trem 1 do Comperj em função do cancelamento do projeto, sendo os ativos remanescentes agrupados nas seguintes UGCs: (a) Utilidades Itaboraí, composta pelos ativos relacionados à infraestrutura e utilidades que atenderão a UPGN do projeto integrado Rota 3; e (b) UGC Polo GasLub, referente ao conjunto de ativos que continuam hibernados e que estão sendo avaliados para aproveitamento em outros projetos.

Demais informações sobre as premissas-chave para os testes de recuperabilidade de ativos e sobre as definições das UGCs são apresentadas nas notas explicativas 4.2 e 4.3, respectivamente, e envolvem julgamentos e avaliação por parte da Administração com base em seu modelo de negócio e gestão.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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 – 2021

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em reversões de perdas líquidas no montante de R\$ 17.839, predominantemente nas UGCs de produção e refletem a atualização das premissas-chave do plano estratégico, em especial, o aumento no preço do Brent. As principais UGCs com reversões foram:

UGC (*)	Bacia	Área	Perdas (reversões) por desvalorização	Valor Contábil Líquido (**)
Roncador	Bacia de Campos	Pós-Sal	(4.539)	39.483
Polo Norte	Bacia de Campos	Pós-Sal	(3.772)	27.125
Polo Carmópolis	Bacia do Sergipe	Terra e Águas rasas	(3.227)	4.686
Polo Berbigão-Sururu	Bacia de Santos	Pré-Sal	(2.049)	17.141
Albacora Leste	Bacia de Campos	Pós-Sal	(1.947)	8.380
Marlim Leste	Bacia de Campos	Pós-Sal	(253)	13.587
Papa-Terra	Bacia de Campos	Pós-Sal	(208)	218
Polo Uruguá	Bacia de Santos	Pós-Sal	(186)	457
Marlim Sul	Bacia de Campos	Pós-Sal	(171)	27.915
Outros (***)			(1.487)	11.296
Total			(17.839)	150.288

(*) Polo Carmópolis e Papa-Terra referem-se a UGCs alocadas em projetos de desinvestimentos.

(**) Valor remanescente do ativo, após a realização do teste de recuperabilidade.

(***) Referem-se às perdas e reversões em 39 UGCs.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2020

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de R\$ 34.215, predominantemente nas UGCs de produção e nos ativos corporativos prestadores de serviço dos campos, e refletem as hibernações ocorridas no primeiro trimestre de 2020 e a atualização das premissas-chave do Plano Estratégico 2021-2025, em especial, a estimativa de queda no preço do Brent, a desvalorização do Real frente ao Dólar e as retrações do PIB global e na demanda.

b1) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2021

Nossas avaliações identificaram perdas de R\$ 1.370 relacionadas aos equipamentos e estruturas do segmento de E&P. Essas perdas devem-se, principalmente, à decisão da Administração pela paralisação em definitivo das plataformas P-26 e P-33 no campo de Marlim (R\$ 1.143).

b2) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2020

Nossas avaliações identificaram uma perda de R\$ 613 relacionada aos equipamentos e estruturas do segmento de E&P. Essa perda deve-se, principalmente, à decisão da Administração pela não continuidade do projeto de Adequação do Terminal Logístico Inhaúma (Estaleiro Inhaúma), sem previsão orçamentária no horizonte do Plano Estratégico 2021-2025, levando ao reconhecimento de perdas no montante de R\$ 357.

c1) 2º trem de refino da RNEST – 2021

A atualização dos fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST incorpora a decisão da Administração pela retomada das obras no Plano Estratégico 2022-2026, com previsão de antecipação de entrada em operação em agosto de 2027, implicando no reconhecimento de reversões de perdas no valor de R\$ 2.029.

c2) 2º trem de refino da RNEST – 2020

No PE 2021-2025, as estimativas da companhia consideravam a postergação da entrada em operação do 2º trem de refino da RNEST em dois anos em relação ao planejamento anterior. Para os testes de *impairment* de 2020, os fluxos de caixa do valor em uso do ativo incorporaram tal postergação, implicando no reconhecimento de perdas no valor de R\$ 114.

d) Comperj - 2020

Em nossas avaliações de recuperabilidade do Comperj, a companhia reconheceu reversão de perdas no montante de R\$ 1.340, principalmente, pela redução do investimento estimado para conclusão da obra nas utilidades do Trem 1, decorrente da desvalorização do real em relação ao dólar e da otimização do projeto como um todo.

e) Segmento Corporativo - 2020

A companhia decidiu pela hibernação de prédio administrativo, no estado da Bahia, consequência da desocupação das instalações, acarretando o reconhecimento de perda sobre o ativo de direito de uso no montante de R\$ 788.

25.1.1. Valores contábeis de ativos próximos aos seus valores recuperáveis

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

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

(a) Sensibilidade – variação negativa de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável (*)	Sensibilidade
Ativos com perdas por <i>impairment</i> parcial existente - potencial complemento de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (2 UGCs)	E&P	993	1.093	99
2º Trem da RNEST	RTC	4.289	3.853	435
Utilidades de Itaboraí	G&E	4.257	3.831	426
Total potencial de perdas		9.539	8.777	960

(b) Sensibilidade – variação positiva de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável (*)	Sensibilidade (**)
Ativos com perdas por <i>impairment</i> existente – potencial de reversão de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (2 UGCs)	E&P	993	1.092	99
2º Trem da RNEST	RTC	4.289	4.710	421
Utilidades de Itaboraí	G&E	4.257	4.683	426
Total potencial de reversão		9.539	10.485	946

(*) O valor recuperável foi sensibilizado com -10% e +10% considerando os valores recuperáveis estimados em 31/12/2021.

(**) A sensibilidade apurada, quando da variação positiva de 10% dos valores recuperáveis, considera o valor de *impairment* a ser revertido no limite do saldo de *impairment* acumulado das UGCs impactadas ou no limite dos seus valores recuperáveis, o que for menor.

Prática contábil

A companhia avalia os ativos imobilizado e intangível quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. Essa avaliação é efetuada para o ativo individual ou ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos (UGC). A nota explicativa 4.3 apresenta informações detalhadas sobre as UGCs da companhia.

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

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

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

25.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	Perda por desvalorização (Reversão) (***)	Consolidado
				Segmento
				2021
Usinas termoeletricas	509	68	441	Energia, Brasil
Participações societárias – Breitener	595	248	347	Energia, Brasil
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás - Brasil	262	-	262	E&P, Brasil
Refinarias e ativos logísticos associados	1.425	1.215	210	RTC, Brasil
Outros	-	-	(46)	-
Total 2021			1.214	
				2020
Campos de produção de óleo e gás - Diversos	-	1.448	(342)	E&P, Brasil
Navios Cartola e Ataulfo Alves	416	97	319	RTC, Brasil
Outros			(58)	
Total 2020			(81)	

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

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

(***) Os valores recuperáveis e contábeis do quadro acumulam, por natureza, as perdas 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 por desvalorização (Reversão)" não represente a comparação entre as colunas "Valor Contábil Líquido" e "Valor Recuperável".

Em 2021 também foram reconhecidas no resultado perdas em ativos mantidos para venda, no montante de R\$ 1.214, decorrentes da avaliação a valor justo líquido de despesas de venda, principalmente por:

- UTEs Polo Camaçari: conclusão da venda das Usinas Termoeletricas Arembepe, Muryci e Bahia 1, localizadas em Camaçari, no estado da Bahia, que resultou no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R\$ 441;
- Breitener: venda da empresa Breitener Energética S.A., no estado do Amazonas, resultando no reconhecimento de perdas líquida no montante de R\$ 347;
- Equipamentos vinculados às atividades de produção de óleo e gás: aprovação do processo de alienação da plataforma P-32, resultando no reconhecimento de perdas no valor de R\$ 262; e
- Refinaria e ativos logísticos associados: aprovação da venda da refinaria Isaac Sabbá (REMAN), no estado do Amazonas, com reconhecimento de perdas no montante de R\$ 69, e da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada em São Mateus do Sul/PR, com perdas reconhecidas no montante de R\$ 141.

Em 2020, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de diversos ativos do segmento de E&P, a companhia reconheceu reversões de perdas na recuperabilidade do valor contábil dos ativos no montante de R\$ 81, considerando o valor justo líquido das despesas de vendas, predominantemente, nos seguintes ativos:

- Polo Recôncavo – conjunto de 14 concessões localizadas em águas rasas e em terra, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de R\$ 177;
- Polo Rio Ventura – conjunto de 8 concessões terrestres, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de R\$ 95;
- Polo Fazenda Belém – campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de R\$ 70; e
- Navios Cartola e Ataulfo Alves – navios da Transpetro negociados, com reconhecimento de perdas no montante de R\$ 319.

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

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

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

Prática contábil

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

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

25.3.1. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores (Braskem e Petrobras Distribuidora S.A. - BR, atual Vibra Energia)**Braskem S.A.**

A Braskem S.A. é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2021, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (21,9% do total) da Braskem S.A. foi avaliada em R\$ 16.421, conforme descrito na nota explicativa 29.4. Em 31 de dezembro de 2021, aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada.

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

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem S.A. consideraram as projeções de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais; a evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do Produto Interno Bruto – PIB (brasileiro e global); taxa de desconto pós-imposto de 6,2% a.a., em moeda constante, considerando o custo de capital médio ponderado; e reduções na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com aumento no longo prazo. As premissas de taxa de câmbio e preço de petróleo Brent foram aquelas divulgadas anteriormente.

Em 16 de dezembro de 2021, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou o modelo de venda de até 100% das ações preferenciais, a ser conduzido por meio de oferta pública secundária de ações (follow-on), conforme Term Sheet celebrado com a Novonor (controladora da Braskem).

Em 17 de janeiro de 2022, a Petrobras registrou pedido de oferta pública de distribuição secundária de ações preferenciais da Braskem. Entretanto, em 28 de janeiro de 2022, a oferta foi cancelada em decorrência da instabilidade das condições do mercado, que resultaram em níveis de demanda e preço não apropriados para a conclusão da transação.

BR, atual Vibra Energia

Em 26 de agosto de 2020, o CA aprovou o processo de alienação da totalidade da sua participação acionária na Petrobras Distribuidora.

Nesse contexto, a companhia avaliou a recuperabilidade do investimento com base no valor em uso, que inclui o valor de venda, considerando a intenção de venda das ações. Como o valor em uso obtido foi inferior ao valor de investimento registrado, as avaliações de recuperabilidade indicaram a existência de perda por *impairment* no montante de R\$ 778, reconhecida no terceiro trimestre de 2020. A taxa de desconto pós-imposto aplicada foi de 11,1%, em termos nominais, tendo em conta o custo de capital próprio, dada a metodologia adotada no valor em uso.

Em continuidade ao processo de alienação, em 30 de junho de 2021, o CA aprovou o preço por ação ordinária de emissão da Petrobras Distribuidora S.A., no valor de R\$ 26,00, no âmbito da oferta pública de distribuição secundária de Ações de titularidade da Petrobras, resultando num montante de venda de R\$ 11.264, líquido dos custos de transação.

A avaliação da recuperabilidade do investimento com base no fluxo de caixa decorrente da venda, resultou no reconhecimento de reversões de perdas por desvalorização líquidas no montante de R\$ 2.019, registradas no primeiro semestre de 2021 (reconhecimento de perdas de R\$ 2.409 em 2020). Em 5 de julho de 2021, houve o encerramento da operação, conforme nota explicativa 31.2.

25.3.2. Investimento em Distribuidoras Estaduais de Gás Natural

Em 28 de julho de 2021, a Administração aprovou a venda da totalidade de sua participação (51%) na Petrobras Gás S.A. (Gaspetro), conforme nota explicativa 31.1. A Gaspetro detém participações em 19 distribuidoras de gás, que exploram com exclusividade os serviços locais de distribuição de gás canalizado em diversos estados do Brasil. Os investimentos foram classificados no grupo ativos mantidos para venda, sem a indicação da existência de perdas por *impairment*.

25.3.3. Perdas em Outros Investimentos

Em 2021, a companhia reconheceu perdas líquidas por desvalorização sobre o resultado de participação de outros investimentos no montante de R\$ 115. Em 2020, o montante das perdas somou R\$ 264, principalmente em função das perdas no empreendimento controlado em conjunto no exterior MP Gulf of Mexico no valor de R\$ 287, decorrentes da revisão das premissas-chaves e considerando uma taxa real de desconto pós-imposto de 5,4% a.a., bem como na BSBIOS no valor de R\$ 115, decorrentes da classificação do investimento como mantido para venda, após a assinatura do contrato de compra e venda pela Petrobras Biocombustível (PBio) com a RP Participações em Biocombustíveis.

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

Estas atividades abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até a declaração da viabilidade técnica e comercial das reservas.

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

	31.12.2021	Consolidado 31.12.2020
Custos exploratórios reconhecidos no Ativo (*)	31.12.2021	31.12.2020
Imobilizado		
Saldo inicial	15.716	17.175
Adições	2.492	2.168
Baixas	(1.025)	(1.066)
Transferências	(6.099)	(2.667)
Ajustes acumulados de conversão	43	106
Saldo final	11.127	15.716
Intangível (**)	14.376	75.489
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	25.503	91.205

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

(**) O valor do bônus de assinatura pago no leilão do Excedente da Cessão Onerosa, foi transferido do ativo intangível para o ativo imobilizado após o início da vigência do Acordo de Coparticipação de Búzios, conforme descrito na nota explicativa 24.1.

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

	2021	Consolidado 2020
Despesas com geologia e geofísica	1.935	1.522
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	1.365	2.379
Penalidades contratuais de conteúdo local	250	202
Outras despesas exploratórias	181	67
	3.731	4.170
Caixa utilizado nas atividades		
Operacionais	2.116	1.589
Investimentos	2.974	2.727
	5.090	4.316

Em 2021, os projetos sem viabilidade econômica referem-se, principalmente, à baixa de poços exploratórios em projetos no *ring fence* de Golfinho (R\$ 546) e Marlim Leste (R\$ 174) e em blocos da Bacia de Campos (R\$ 385) e Bacia Potiguar (R\$ 208).

No exercício de 2021, a Petrobras reconheceu provisões decorrentes de potenciais penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local para 158 blocos com fase exploratória encerrada (186 blocos em 2020).

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 a viabilidade técnica e comercial da produção de óleo e gás for demonstrada, são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos;
- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados no ativo intangível. Quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás podem ser demonstradas, tais direitos e concessões são reclassificados para o ativo imobilizado. Mais informações na nota explicativa 26, sobre prática contábil do ativo intangível;
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços, inclusive os equipamentos e instalações, são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas à área ou ao bloco exploratório. Em determinados casos, reservas são identificadas, mas não podem ser classificadas como provadas quando a perfuração é finalizada. Nesses casos, os custos anteriores e posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados, se o volume de reservas descobertos justificar sua conclusão como poço produtor e estudos das reservas e da viabilidade econômica e operacional do empreendimento estiverem em curso. Essas informações são detalhadas na nota explicativa 26.1 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 declarada comercial (com reservas provadas e economicamente viáveis) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem, processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

26.1. Tempo de capitalização

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

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência ⁽¹⁾	2021	2020
Custos de prospecção capitalizados até um ano	757	615
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	10.370	15.101
Saldo final	11.127	15.716
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	22	38
		Número de poços
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	2021	
2020	271	2
2017	217	1
2016 e anos anteriores	9.882	31
Saldo total	10.370	34

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

Do total de R\$ 10.370 para 22 projetos, que incluem 34 poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 8.053 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\$ 2.317 referem-se às atividades inerentes ao processo de análise das viabilidades técnicas e econômicas para a definição das reservas e decisão sobre o possível desenvolvimento da produção dos projetos.

27. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no total de R\$ 8.783 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor R\$ 8.783 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 6.934 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R\$ 1.849 referem-se a garantias bancárias.

28. Parcerias em atividades de exploração e produção

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

Em 31 de dezembro de 2021, a companhia detém participação em 85 consórcios com 37 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 55 consórcios (98 consórcios, 40 empresas parceiras e operadora de 55 parcerias em 31 de dezembro de 2020).

Não houve novas parcerias assinadas em 2021. As parcerias formadas em 2020 estão descritas a seguir:

Consórcios	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Operador	Ano de assinatura	Informações adicionais	Bônus ANP Parcela Petrobras (*)
ARAM (*)	Bacia de Santos	80%	CNODC – 20%	Petrobras	2020	Partilha	2.040
BT-SEAL-13A	Bacia Sergipe-Alagoas	50%	Petrogal – 50%	Petrogal	2020	Concessão - Desmembramento	N/A
BÚZIOS – ECO (*)	Bacia de Santos	90%	CNODC – 5% CNOOC – 5%	Petrobras	2020	Partilha	61.675
C-M-477	Bacia de Campos	70%	BP Energy do Brasil – 30%	Petrobras	2020	Concessão	N/A

(*) Os bônus referentes a Aram e Búzios foram pagos em 2019, ano de realização das respectivas rodadas - Primeira Rodada de Licitações do Excedente de Cessão Onerosa e 6ª Rodada de Licitações no Regime de Partilha de Produção.

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

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2021 (kboed)	Regime
Tupi (BMS-11)	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell – 25% Petrogal – 10%	756,0	Concessão
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	90%	CNODC – 5% CNOOC – 5%	150,8	Partilha
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor – 25% Shell – 30%	116,1	Concessão
Sapinhoá (BMS-9)	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Repsol Sinopec – 25% Shell – 30%	114,8	Concessão
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50%	Petronas – 50%	43,0	Concessão
Sururu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Total – 22,5% Petrogal – 10%	26,2	Concessão
Albacora Leste	Bacia de Campos	90%	Repsol Sinopec - 10% Shell – 25%	24,9	Concessão
Berbigão	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Total – 22,5% Petrogal – 10%	18,7	Concessão
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	Total – 20% Shell – 20% CNODC – 10% CNOOC – 10%	10,4	Partilha
Oeste de Atapu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5% Petrogal – 10%	10,4	Concessão
Total				1.271,3	

Prática contábil

As parcerias operacionais de E&P na Petrobras enquadram-se como operações em conjunto (*joint operations*) e, como tal, a companhia reconhece com relação aos seus interesses: i) seus ativos, incluindo sua parcela sobre quaisquer ativos detidos em conjunto ii) seus passivos, incluindo sua parcela sobre quaisquer passivos assumidos em conjunto; iii) sua receita de venda correspondente à proporção de sua participação sobre a produção advinda da operação em conjunto, quanto a venda realizada diretamente pela operação em conjunto; e iv) suas despesas, incluindo sua parcela sobre quaisquer despesas incorridas em conjunto.

Os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados à participação em uma operação conjunta são contabilizados de acordo com as políticas contábeis específicas aplicáveis aos ativos, passivos, receitas e despesas.

28.1. 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 Berbigão, Sururu, Albacora Leste, Tartaruga Verde e Mero.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Provisões para equalizações: Berbigão, Sururu, Albacora Leste e outros.

A movimentação do valor a pagar está apresentada a seguir:

	31.12.2021	Consolidado 31.12.2020
Saldo inicial	1.925	456
Adições/(baixas) no Imobilizado	(359)	1.500
Pagamentos realizados	-	(89)
Outras despesas (receitas) operacionais	467	58
Saldo final	2.033	1.925

Em 31 de dezembro de 2021, a Petrobras possui uma estimativa de valores a pagar pela celebração dos AIP submetidos à aprovação da ANP de R\$ 2.033 (R\$ 1.925 em 31 de dezembro de 2020). No exercício de 2021, esses acordos resultaram no reconhecimento de adições e baixas no imobilizado, além de outras despesas líquidas de R\$ 467, refletindo a melhor estimativa disponível das premissas utilizadas na apuração da base de cálculo e o compartilhamento de ativos relevantes em áreas a serem equalizadas.

Acordos Concluídos

a) Mero, Alagamar, Upanema, Brava e Pré-Sal de Albacora

Em dezembro de 2021 foram assinados diversos Acordos de Equalização de Gastos e Volumes (AEGVs), com os parceiros Shell, Total, Sonangol, CNODC e CNOOC e a PPSA, referentes as Jazidas de Mero, Alagamar, Upanema, Brava e Pré-Sal de Albacora, que resultaram no montante total a receber de R\$ 479, sendo R\$ 42 reconhecidos em outras receitas operacionais no exercício de 2021.

Nos AEGVs de Mero, Brava e Pré-Sal de Albacora, a PPSA, representando a União, é devedora no valor total de R\$ 443 e os montantes envolvidos serão quitados por meio do quinhão da produção ao longo dos próximos anos, sendo que, no caso do Pré-Sal de Albacora, a quitação somente terá início após a aprovação do AIP pela ANP. O reconhecimento contábil se dará mediante a transferência da produção da União, da área não contratada, por meio de aquisição originária.

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 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. No momento da celebração do Acordo de Individualização da Produção (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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

29. Investimentos

29.1. Investimentos diretos (Controladora)

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Empresas Consolidadas						
Subsidiárias e controladas						
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	273.167	10.228	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	6.162	1.219	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	375	1.403	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	2.258	250	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	1.202	(242)	Brasil
Araucária Nitrogenos S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	143	20	Brasil
Termomacaé S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	490	56	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	620	7	Ilhas Cayman
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	593	32	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	279	(24)	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia S.A. - PBEN	Gás e Energia	100,00	100,00	66	31	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,15	52	39	Brasil
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Corporativo e outros negócios	72,00	49,00	34	16	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	1	(1)	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	333	811	Brasil
Refinaria de Canoas S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Paraná Xisto S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Refinaria de Mucuripe S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Refinaria de Manaus S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Associação Petrobras de Saúde	Corporativo e outros negócios	93,47	93,47	496	-	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	289	116	Brasil
Ibiterno S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	72	23	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	886	(114)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	117	246	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	38	(1)	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	72	16	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	(20)	(117)	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	82	31	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	-	-	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOB	Corporativo e outros negócios	50,00	50,00	-	-	Brasil
Coligadas						
Braskem S.A. (ii)	RTC	36,15	47,03	12.764	13.493	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	18,80	18,80	597	463	Brasil
Deten Química S.A.	RTC	27,88	28,56	795	489	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	457	295	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	(2)	(1)	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	-	-	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	Gás e Energia	25,00	25,00	13	5	Brasil

(i) Sociedades em fase de constituição, com escritura pública registrada e aporte financeiro realizado em conta de constituição no valor aproximado de R\$ 304 mil para cada empresa.

(ii) Informações relativas a 30.09.2021, últimas disponibilizadas ao mercado.

Em 2021, a companhia realizou a venda de algumas participações societárias, com destaque para os seguintes desinvestimentos:

- Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) – venda da participação remanescente de 10%;
- Petrobras Distribuidora S.A. (BR), atual Vibra Energia – venda da participação remanescente de 37,5%;
- Refinaria de Mataripe S.A., empresa detentora da Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e seus ativos logísticos associados no estado da Bahia - venda de 100% das ações.

Para mais informações sobre as operações mencionadas acima e demais movimentações societárias, vide nota explicativa 31.

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

- Petrobras Global Trading B.V. - PGT (100%, sediada na Holanda) que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural liquefeito (GNL), assim como a captação e repasse de empréstimos como parte de suas operações financeiras no âmbito da Petrobras e suas subsidiárias;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

- Petrobras Global Finance B.V. - PGF (100%, sediada na Holanda), que tem por objetivo principal efetuar captações de recursos no mercado de capitais por meio de emissão de *bonds* e repasse de empréstimos às empresas da Petrobras e suas subsidiárias;
- Petrobras America Inc. – PAI (100%, sediada nos Estados Unidos) com atividades de trading e de exploração e produção de petróleo (MP Gulf of Mexico, LLC); e
- Petrobras Netherlands BV – PNBV (100%, sediada na Holanda) que possui operações em conjunto: Tupi BV (67,59%), Guará BV (45%), Agri Development BV (90%), Libra BV (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (90,11%), Petrobras Frade Inversiones SA (100%) e BJOOS BV (20%), todas constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações no segmento de E&P no Brasil e sediadas na Holanda.

29.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2020	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 31.12.2021
Controladas									
PIB BV	218.797	-	4.353	-	13.115	18.156	-	-	254.421
Transpetro	4.785	-	-	-	1.275	113	681	(795)	6.059
PB-LOG	-	-	417	-	1.056	-	-	(1.473)	-
PBIO	1.432	-	-	-	(242)	-	12	-	1.202
Gaspetro	1.149	-	-	(1.197)	99	-	-	(51)	-
Breitener	675	-	-	(884)	218	-	-	(9)	-
Outras Controladas (*)	1.939	8.150	708	(7.610)	(577)	42	381	(613)	2.420
Operações em conjunto	164	-	-	-	70	-	-	(54)	180
Empreendimentos controlados em conjunto	237	55	-	(90)	77	1	(8)	(163)	109
Coligadas									
NTS	913	-	(931)	-	100	-	-	(82)	-
BR (atual Vibra Energia)	9.678	-	-	(11.264)	2.263	-	-	(677)	-
Demais coligadas (**)	2.087	-	11	(54)	5.000	576	116	(2.320)	5.416
Total	241.856	8.205	4.558	(21.099)	22.454	18.888	1.182	(6.237)	269.807
Outros investimentos	19	-	(1)	-	-	-	-	-	18
Total dos Investimentos	241.875	8.205	4.557	(21.099)	22.454	18.888	1.182	(6.237)	269.825
Resultado de empresas classificadas como mantidas para venda					617		-		
					23.071		1.182		

(*) Os aportes de capital foram realizados na Refinaria de Mataripe através de transferências de ativos, sendo reclassificados em seguida para ativos mantidos para venda, bem como na Associação Petrobras de Saúde - APS.

(**) Inclui Braskem.

Constituição da Associação Petrobras de Saúde (APS) e tratamento contábil dos aportes

A APS tem natureza de associação civil sem fins lucrativos, tendo por objetivo a realização de atividades sociais ou assistenciais, neste caso a assistência à saúde, e está sendo consolidada nas demonstrações financeiras da Petrobras, conforme os requerimentos previstos no CPC 36 (R3) – Demonstrações Consolidadas.

Mediante convênios celebrados entre as patrocinadoras e APS, são realizadas transferências de recursos financeiros para formação do capital regulatório estabelecido pela Agência Nacional de Saúde (ANS), com o objetivo de garantir a cobertura aos seus beneficiários. Esses recursos serão reconhecidos nas patrocinadoras, em suas demonstrações individuais, como investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

Em 31 de dezembro de 2021, o saldo do investimento na APS é de R\$ 464, classificado em controladas.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

29.3. Mutação dos investimentos (Consolidado)

	Saldo em 31.12.2020	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 31.12.2021
Empreendimentos controlados em Conjunto									
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB									
BV	1.903	-	-	-	655	148	-	(547)	2.159
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural/Gaspetro	1.551	1	-	(1.607)	200	-	-	(145)	-
Compañía Mega S.A. - MEGA/PIB BV	428	-	-	-	176	33	-	(89)	548
Demais empresas	350	55	-	(90)	61	8	(8)	(244)	132
Coligadas									
NTS	913	-	(931)	-	100	-	-	(82)	-
BR (atual Vibra Energia)	9.678	-	-	(11.264)	2.263	-	-	(677)	-
Demais empresas (*)	2.167	88	18	(54)	4.972	583	116	(2.321)	5.569
Outros Investimentos	20	-	(1)	-	-	-	-	-	19
Total dos Investimentos	17.010	144	(914)	(13.015)	8.427	772	108	(4.105)	8.427

(*) Inclui Braskem.

29.4. 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	
	31.12.2021	31.12.2020		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Coligada							
Braskem	212.427	212.427	ON	56,75	25,22	12.055	5.357
Braskem	75.762	75.762	PNA	57,63	23,57	4.366	1.786
	288.189	288.189				16.421	7.143

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

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

29.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de R\$ 2.252 (R\$ 2.740 em 2020), principalmente: R\$ 1.108 da Gaspetro (R\$ 1.107 em 2020), R\$ 921 do FIDC (R\$ 1.000 em 2020), R\$ 163 da TBG (R\$ 204 em 2020) e R\$ 335 em entidades estruturadas em 2020.

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	Gaspetro		Entidades estruturadas		FIDC		TBG	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Ativo circulante	2.579	423	-	4.664	66.793	20.528	745	1.187
Ativo realizável a longo prazo	-	260	-	2.388	-	-	2	1
Investimentos	-	1.551	-	-	-	-	1	-
Imobilizado	-	2	-	-	-	-	1.555	1.626
Outros ativos não circulantes	-	270	-	-	-	-	15	10
	2.579	2.507	-	7.052	66.793	20.528	2.318	2.824
Passivo circulante	321	129	-	5.418	21	3	611	1.070
Passivo não circulante	-	120	-	685	-	-	1.374	1.335
Patrimônio líquido	2.258	2.258	-	949	66.772	20.525	333	419
	2.579	2.507	-	7.052	66.793	20.528	2.318	2.824
Receita operacional líquida	713	426	-	-	-	-	1.766	1.600
Lucro líquido do exercício	254	330	(719)	(1.007)	2.447	2.145	811	572
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	37	(21)	(1.798)	1.170	(1.699)	9	228	128

A Gaspetro, controlada da Petrobras (51%), é uma empresa com participação em diversas distribuidoras de gás no Brasil, que desempenham, mediante concessão, serviços de distribuição de gás natural canalizado. Em 28 de julho de 2021, a companhia assinou contrato para a venda da totalidade da participação na Gaspetro, para mais informações vide nota explicativa 31.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Em 2020, o grupo de entidades estruturadas contemplava Charter Development LLC - CDC, com o objetivo de construir, adquirir e afretar FPSOs, e Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI, com atividades de coqueamento retardado e hidrotreatamento de nafta de coque na Refinaria Henrique Lage – REVAP. Ambas passaram por reestruturações societárias no exercício de 2021, conforme nota explicativa 31.

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.

29.6. 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, termoeletricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	Empreendimentos controlados em conjunto			2021	Empreendimentos controlados em conjunto			2020
	Outras			Coligadas	Outras			Coligadas
	Pais	MP Gulf of Mexico, LLC	empresas no exterior	No país (*)	Pais	MP Gulf of Mexico, LLC	empresas no exterior	No país
Ativo Circulante	4.644	2.374	1.412	40.784	4.129	1.440	713	51.735
Ativo Realizável a Longo Prazo	2.072	1.133	63	13.027	2.002	1.344	19	20.559
Imobilizado	2.575	14.971	1.087	38.198	2.559	12.370	327	51.516
Outros ativos não circulantes	2.566	5	4	3.008	2.506	10	-	3.957
	11.857	18.483	2.566	95.017	11.196	15.164	1.059	127.767
Passivo Circulante	4.064	1.807	703	25.850	2.976	1.185	304	37.793
Passivo não Circulante	2.885	3.474	202	61.199	3.436	4.100	88	76.756
Patrimônio Líquido	4.875	11.043	1.091	9.421	4.610	7.976	422	14.773
Participação dos Acionistas não Controladores	33	2.159	570	(1.453)	174	1.903	245	(1.555)
	11.857	18.483	2.566	95.017	11.196	15.164	1.059	127.767
Receita Operacional Líquida	15.899	6.142	-	111.273	10.602	3.856	-	146.556
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	842	3.424	493	15.219	477	(3.132)	45	837
Percentual de Participação - %	20 a 83%	20%	34 a 45%	18,8 a 38,8%	23,5 a 83%	20%	34 a 45%	4,59 a 40%

(*) Saldo composto, preponderantemente, pela Braskem.

Prática contábil

Base de consolidação

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

O controle é obtido quando a Petrobras possui: i) poder sobre a investida; ii) exposição a, ou direitos sobre, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida; e iii) a capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor de seus retornos.

As controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é obtido até a data em que esse controle deixa de existir, utilizando práticas contábeis consistentes às adotadas pela companhia.

As entidades estruturadas são aquelas desenhadas de modo que os direitos de voto, ou similares, não sejam o fator dominante para determinar quem controla a entidade.

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

Investimentos societários

Coligada é a entidade sobre a qual a companhia possui influência significativa, definida como o poder de participar na elaboração das decisões sobre políticas financeiras e operacionais de uma investida, mas sem que haja o controle individual ou conjunto dessas políticas. Negócio em conjunto é aquele em que duas ou mais partes têm o controle conjunto estabelecido contratualmente, podendo ser classificado como uma operação em conjunto ou um empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações das partes.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Em uma operação em conjunto, as partes integrantes têm direitos sobre os ativos e obrigações sobre os passivos relacionados ao negócio. No empreendimento controlado em conjunto, as partes têm direitos sobre os ativos líquidos do negócio. No segmento de exploração e produção, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto.

Nas demonstrações financeiras individuais, os investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial (MEP) a partir da data em que as entidades se tornam coligadas, controladas, associações sem fins lucrativos e empreendimentos controlados em conjunto. 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, passivos e as respectivas receitas e despesas nestas operações.

Nas demonstrações financeiras consolidadas, os investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidos pelo MEP considerando as práticas contábeis da Petrobras. As distribuições recebidas dessas investidas reduzem o valor contábil do investimento.

Combinação de negócios e goodwill

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

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) é mensurado pelo montante cuja soma: (i) da contraprestação transferida em troca do controle da adquirida; (ii) do montante de quaisquer participações de não controladores na adquirida; (iii) e no caso de combinação de negócios realizada em estágios, do valor justo da participação do adquirente na adquirida imediatamente antes da combinação; excede o valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos. Quando tal somatório for inferior ao valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos, um ganho proveniente de compra vantajosa é reconhecido no resultado.

As mudanças de participações em controladas que não resultam em alteração de controle não são consideradas uma combinação de negócios e, portanto, são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como transações de capital, pela diferença entre o preço pago/recebido, incluindo custos de transação diretamente relacionados, e o valor contábil da participação adquirida/vendida.

30. Informações por Segmento – Ativo

As informações segmentadas refletem a estrutura de avaliação da alta administração em relação ao desempenho e à alocação de recursos aos negócios.

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2021

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Circulante	33.672	70.822	21.418	73.995	(31.660)	168.247
Não circulante	597.740	121.076	37.669	48.220	(1)	804.704
Realizável a longo prazo	28.136	12.342	1.795	37.720	(1)	79.992
Investimentos	2.194	5.412	662	159	-	8.427
Imobilizado	552.654	102.788	34.829	9.135	-	699.406
Em operação	486.676	89.770	20.868	7.662	-	604.976
Em construção	65.978	13.018	13.961	1.473	-	94.430
Intangível	14.756	534	383	1.206	-	16.879
Ativo	631.412	191.898	59.087	122.215	(31.661)	972.951

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2020

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Circulante	27.713	42.455	10.264	79.700	(17.809)	142.323
Não circulante	597.341	124.092	43.241	80.413	9	845.096
Realizável a longo prazo	24.657	13.196	5.070	62.042	9	104.974
Investimentos	2.026	2.081	3.152	9.751	-	17.010
Imobilizado	494.838	108.308	34.373	7.915	-	645.434
Em operação	441.285	95.122	22.345	6.427	-	565.179
Em construção	53.553	13.186	12.028	1.488	-	80.255
Intangível	75.820	507	646	705	-	77.678
Ativo	625.054	166.547	53.505	160.113	(17.800)	987.419

As práticas contábeis para as informações por segmento estão descritas na nota explicativa 12 - Informações por Segmento - Resultado.

31. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias

A companhia tem uma carteira dinâmica de parcerias e desinvestimentos, na qual avalia oportunidades de alienação de ativos não estratégicos em suas diversas áreas de atuação, cujo desenvolvimento das transações também depende de condições que estão fora do controle da companhia.

Os projetos de desinvestimentos e de parcerias estratégicas seguem os procedimentos alinhados às orientações do Tribunal de Contas da União (TCU) e à legislação vigente.

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

					31.12.2021	Consolidado 31.12.2020
	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda						
Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	72	-	72	74
Contas a receber	-	-	175	-	175	126
Estoques	-	379	29	-	408	23
Investimentos	1	1	1.170	-	1.172	355
Imobilizado	10.274	748	1	-	11.023	3.318
Outros	-	7	1.038	-	1.045	185
Total	10.275	1.135	2.485	-	13.895	4.081
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda						
Fornecedores	-	-	9	-	9	110
Financiamentos	-	-	-	5	5	70
Provisão para desmantelamento de área	4.646	-	-	-	4.646	3.326
Outros	-	-	180	-	180	53
Total	4.646	-	189	5	4.840	3.559

31.1. Operações não concluídas

Os ativos e passivos correspondentes as operações descritas a seguir, operações não concluídas, apresentam-se classificadas como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2021.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

Transação	Comprador	Data da aprovação para assinatura	Valor (*)	Outras informações
Venda da totalidade da participação nos campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, denominado Polo Fazenda Belém, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Ceará.	SPE Fazenda Belém S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum e Participações S.A.	Ago/2020	US\$ 35,2 milhões	a
Venda da totalidade da participação em quatorze campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Recôncavo, localizados no estado da Bahia	Ouro Preto Energia Onshore S.A, subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	Dez/2020	US\$ 250 milhões	b
Venda de ativos de E&P no Espírito Santo (Polo Peroá).	DBO Energia e OP Energia, atual 3R Offshore	Jan/2021	US\$ 12,5 milhões	c
Venda da totalidade da participação em um conjunto de sete concessões terrestres e de águas rasas denominada Polo Alagoas, localizadas no estado de Alagoas, e da Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN de Alagoas.	Petromais Global Exploração e Produção S.A., atual Origem Energia S.A..	Jun/2021	US\$ 300 milhões	d
Venda da totalidade da participação de 62,5% no campo de produção de Papa-Terra, localizado na Bacia de Campos	3R Petroleum Offshore S.A	Jul/2021	US\$ 15,6 milhões	e
Venda da totalidade da participação (51%) na Petrobras Gás S.A. (Gaspetro)	Compass Gás e Energia S.A.	Jul/2021	2.030	f
Venda das ações da empresa que deterá a Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e seus ativos logísticos associados, no estado do Amazonas	Ream Participações S.A. (de mesma propriedade da Atem's Distribuidora de Petróleo S.A. - Atem)	Ago/2021	US\$ 189,5 milhões	g
Exercício da opção de compra da parcela adicional de 5% no Contrato de Cessão Onerosa e no Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Búzios	CNOOC Petroleum Brasil Ltda (CNOOC)	Set/2021	US\$ 2,08 bilhões	h
Venda das ações da empresa que deterá a Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada no estado do Paraná.	Forbes & Manhattan Resources Inc. (F&M Resources), susidiária integral da Forbes & Manhattan Inc. (F&M)	Nov/2021	US\$ 33 milhões	i
Venda da totalidade da participação em onze concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizados em Sergipe, denominados conjuntamente de Polo Carmópolis	Carmo Energy S.A.	Dez/2021	US\$ 1,1 bilhão	j

(*) Valor da transação, que não contempla ativos contingentes.

a) Venda dos campos terrestres no Ceará (Polo Fazenda Belem)

As condições e os prazos de recebimentos ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 8,8 milhões recebidos na assinatura do contrato; (ii) US\$ 16,4 milhões no fechamento da transação e; (iii) US\$ 10 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação.

Tais valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da operação e estão sujeitos ao cumprimento de condições precedentes, como aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

b) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Recôncavo)

As condições e os prazos de recebimentos ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 10 milhões na data da assinatura do contrato; e (ii) US\$ 240 milhões no fechamento da transação.

Os valores não consideram potenciais ajustes futuros devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

c) Venda de ativos de E&P no Espírito Santo (Polo Peroá)

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 5 milhões recebidos na data da assinatura do contrato; (ii) US\$ 7,5 milhões a serem recebidos no fechamento da transação; e (iii) US\$ 42,5 milhões em recebimentos contingentes previstos em contrato, relacionados a fatores como declaração de comercialidade de Malombe, preços futuros do petróleo e extensão do prazo das concessões. Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

d) Venda de campos terrestres, de águas rasas (Polo Alagoas) e da Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN em Alagoas

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 60 milhões recebidos na data de assinatura do contrato e; (ii) US\$ 240 milhões no fechamento da transação.

Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de certas condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

e) Venda do Campo de Papa-Terra

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 6,0 milhões recebidos na data da assinatura; e (ii) US\$ 9,6 milhões no fechamento da transação. Adicionalmente, há US\$ 90,0 milhões em recebimentos contingentes (ativo contingente) previstos em contrato, relacionados a níveis de produção do ativo e preços futuros do petróleo. Os valores não consideram os ajustes devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

f) Venda da Gaspetro

O recebimento (R\$ 2.030) será no fechamento da transação, sujeito aos ajustes previstos no contrato.

O fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pelo CADE. Além disso, até o fechamento da operação, a Petrobras observará as disposições constantes dos acordos de acionistas da Gaspetro e das distribuidoras de gás natural, inclusive quanto aos direitos de preferência, conforme aplicáveis.

g) Venda da REMAN

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 28,4 milhões recebidos na data de assinatura do contrato, a título de caução; e (ii) US\$ 161,1 milhões a serem recebidos no fechamento da operação, sujeito a ajustes previstos no contrato.

A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pelo CADE.

h) Contrato de Cessão Onerosa e o Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Búzios

As informações sobre as condições dos contratos estão descritas na nota explicativa 24.1 – Intangível – Excedentes de Cessão Onerosa - Búzios.

i) Venda da SIX

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 3 milhões recebidos na data de assinatura do contrato, a título de caução; e (ii) US\$ 30 milhões a serem recebidos no fechamento da operação, sujeito a ajustes previstos no contrato. O contrato prevê ainda pagamentos contingentes (*earn out*).

A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pelo CADE e ANP.

j) Venda de campos terrestres em Sergipe (Polo Carmópolis)

As condições de recebimento são: (i) R\$ 1,5 bilhão (US\$ 275 milhões) recebido em 17 de janeiro de 2022, a título de sinal; (ii) US\$ 550 milhões no fechamento da transação; e (iii) US\$ 275 milhões no prazo de 12 meses após o fechamento.

Os valores estão sujeitos a ajustes devidos no fechamento da transação, que está sujeita a cumprimento de condições precedentes, como aprovação do CADE e ANP.

31.2. Operações concluídas

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 (A) e Data de fechamento (F)	Valor de venda (*) (**)	Valor de fechamento em outras moedas (***)	Ganho (perda) (****)	Outras informações (*****)
Venda de 30% da concessão do Campo de Frade. A transação também inclui a venda da totalidade da participação detida pela Petrobras Frade Inversiones S.A (PFISA), subsidiária da Petrobras, na empresa Frade BV.	PetroRio	A Nov/2019 F Fev/2021	206	US\$ 43,5 milhões	394	a
Venda da totalidade da participação na Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA) pela Petrobras Uruguay Sociedad Anónima de Inversiones (PUSAI)	DISA Corporación Petrolífera S.A.	A Ago/2019 F Fev/2021	369	US\$ 68,17 milhões	(14)	b
Venda da totalidade de ações (50%) na BSBios Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S/A (BSBios) pela Petrobras Biocombustível S.A.	RP Participações em Biocombustíveis S.A	A Dez/2020 F Fev/2021	253		(1)	c
Venda da totalidade das participações (49%) em três sociedades geradoras e comercializadoras de energia elétrica no estado do Rio Grande do Norte: Eólica Mangue Seco 1, Eólica Mangue Seco 3 e Eólica Mangue Seco 4	V21 Transmissão de Energia Elétrica S.A.	A Dez/2020 F Abr/2021	142		103	d
Venda da participação remanescente de 10% na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS)	Nova Infraestrutura Gasodutos Participações S.A.	A Abr/2021 F Abr/2021	1.539		609	e
Venda da totalidade da participação de 51% da sociedade geradora e comercializadora de energia elétrica, no estado do Rio Grande do Norte, Eólica Mangue Seco 2.	Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Pirineus (FIP Pirineus)	A Fev/2021 F Mai/2021	34		23	f
Venda da totalidade da participação em oito campos terrestres de E&P, conjuntamente denominados Polo Rio Ventura, localizados na Bahia	3R Rio Ventura S.A., subsidiária integral da 3R Petróleo Óleo e Gás S.A.	A Ago/2020 F Jul/2021	522	US\$ 96,9 milhões	563	g
Alienação total da participação na Petrobras Distribuidora S.A. (BR, atual Vibra Energia)	-	A Jun/2021 F Jul/2021	11.358	-		h
Cessão da participação de 10% no campo de Lapa e 10% na Lapa Oil & Gas BV	Total Energies	A Dez/2018 F Ago/2021	261	US\$ 49,4 milhões	67	i
Venda da totalidade de participação de 40% na empresa GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás Ltda (GásLocal)	White Martins Gases Industriais Ltda.	A Set/2020 F Set/2021	23		(3)	j
Venda de 100% das ações da Refinaria Mataripe S.A., empresa detentora da Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e seus ativos logísticos associados, no estado da Bahia	MC Brazil Downstream Participações, empresa do grupo Mudabala Capital	A Mar/2021 F Nov/2021	10.119	US\$ 1,8 bilhão	3.190	k
Venda das participações de 20% na Termelétrica Potiguar S.A. (TEP) e de 40% na Companhia Energética Manauara S.A. (CEM)	Global Participações Energia S.A., por meio de subsidiárias	A Jul/2021 F Nov/2021	156		23	l
Venda da totalidade da participação acionária de 93,7% na empresa Breitener Energética S.A. (Breitener), no estado do Amazonas	Breitener Holding Participações S.A., subsidiária integral da Ceiba Energy LP.	A Ago/2021 F Nov/2021	192		(56)	m
Venda da totalidade da participação em nove campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Miranga, localizados no estado da Bahia	SPE Miranga S.A., subsidiária da PetroRecôncavo S.A.	A Fev/2021 F Dez/2021	848	US\$ 153,8 milhões	736	n
Venda da totalidade da participação em doze campos terrestres de E&P, denominados Polo Remanso, no estado da Bahia	PetroRecôncavo S.A.	A Dez/2020 F Dez/2021	91	US\$ 16,3 milhões	141	o
Venda da totalidade de participação em vinte e sete concessões terrestres de E&P, localizadas no Espírito Santo, denominadas conjuntamente Polo Cricaré	Karavan Seacrest SPE Cricare	A Ago/2020 F Dez/2021	219	US\$ 38,7 milhões	206	p
Venda de três usinas termelétricas movidas a óleo combustível, localizadas em Camaçari, no estado da Bahia (UTES Polo Camaçari)	São Francisco Energia S.A., subsidiária da Global Participações em Energia S.A.	A Maio/2021 F Dez/2021	61		(139)	q
			26.393		5.842	

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

(**) 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

(***) Valor contratual e de ajustes de preços de operações negociadas em moeda diferente do real

(****) Reconhecido em "Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias" - nota explicativa 10 - Outras (despesas) receitas operacionais líquidas.

(*****) Descreve prazos, condições precedentes e outras informações.

As operações foram concluídas após cumprimento de condições precedentes.

a) Venda do Campo de Frade

A operação foi concluída com o recebimento de US\$ 36 milhões, que inclui a receita auferida pela venda do estoque de óleo residual da Petrobras, na data do fechamento da transação, após o cumprimento de todas as condições precedentes e ajustes previstos em contratos. Na assinatura do contrato, foi recebido, adicionalmente, o montante de US\$ 7,5 milhões.

O valor total da transação, de US\$ 100 milhões, foi ajustado com base no lucro auferido pela Petrobras no período de 1º de julho de 2019, data base da transação, a 5 de fevereiro de 2021, data de fechamento da transação. Além disso, há o montante de US\$ 20 milhões contingente à uma potencial descoberta comercial no campo.

b) Venda da Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA)

A transação foi concluída com o recebimento de US\$ 62 milhões. O valor recebido no fechamento se soma ao montante de US\$ 6,17 milhões recebidos pela PUSAI na data de assinatura do contrato de venda. Em decorrência desta operação, o valor de R\$ 185 foi reclassificado para resultado como outras despesas operacionais, decorrente da variação cambial frente ao dólar, anteriormente reconhecida no patrimônio líquido da PUDSA como ajuste acumulado de conversão.

c) Venda da BSBios

A operação foi concluída com o recebimento de R\$ 253, já com os ajustes previstos no contrato. Além desse valor, R\$ 67 estão mantidos em conta vinculada (*escrow*) para indenização de eventuais contingências e serão liberados conforme prazos e condições previstas em contrato e R\$ 2 foram recebidos antecipadamente na forma de juros sobre capital próprio em dezembro de 2020.

d) Vendas de Mangue Seco 1, 3 e 4

As transações foram concluídas com o recebimento de R\$ 44 (Eólica 1) e R\$ 78 (Eólicas 3 e 4), já com os ajustes previstos no contrato de compra e venda de ações. Em relação as Eólicas 3 e 4, o montante de R\$ 23 foi recebido adicionalmente na assinatura do contrato, totalizando R\$ 101 para esses ativos.

e) Venda de parcela de participação de 10% na NTS

A operação foi concluída com o recebimento de R\$ 1.539, na data da assinatura e conclusão da venda, após ajustes contratuais em função da data-base da operação.

f) Venda de Mangue Seco 2

A transação decorre do exercício do direito de preferência pelo FIP Pirineus, em conformidade com o acordo de acionistas da Eólica Mangue Seco 2.

A operação foi concluída com recebimento total de R\$ 34, já com os ajustes previstos no contrato de compra e venda de ações.

g) Venda do Polo Rio Ventura

Recebimento ocorreu em julho de 2021, no montante de US\$ 33,9 milhões, já com os ajustes previstos no contrato. O valor recebido no fechamento agrega ao montante de US\$ 3,8 milhões recebidos na assinatura do contrato de venda, em agosto de 2020.

A companhia ainda receberá as seguintes parcelas, sujeitas a ajustes: (i) US\$ 16 milhões que serão recebidos em janeiro de 2024; e (ii) US\$ 43,2 milhões de recebimentos contingentes relacionados a preços futuros do petróleo. Deste montante contingente, foram reconhecidos R\$ 116 em setembro de 2021 (equivalente a US\$ 21,6 milhões) e R\$ 126 em dezembro de 2021 (equivalente a US\$ 21,6 milhões), em outras receitas operacionais.

h) Alienação total da participação na Petrobras Distribuidora S.A. (BR) – atual Vibra Energia

Em 17 de junho de 2021, a Petrobras protocolou o pedido de registro de oferta pública de distribuição secundária de ações ordinárias de emissão da Petrobras Distribuidora S.A. (BR), com divulgação de Prospecto Preliminar da Oferta. O percentual das ações ofertadas foi de 37,5% do capital social da BR, que correspondeu à totalidade da participação atualmente detida pela Petrobras.

Em 30 de junho de 2021, a Petrobras aprovou o preço por ação ordinária de emissão da BR no valor de R\$ 26,00, no âmbito da oferta pública de distribuição secundária de ações, perfazendo o montante de R\$ 11.358. Nesse contexto, houve a reversão líquida de impairment no valor de R\$ 2.019, no período de janeiro a junho de 2021, principalmente registrado no 2º trimestre de 2021, conforme nota explicativa 19.

Em 5 de julho de 2021, houve o encerramento da oferta pública de distribuição secundária de ações ordinárias de emissão da Petrobras Distribuidora S.A. (BR), no montante total de R\$ 11.358, tendo a companhia recebido o valor líquido dos custos de transação (R\$ 11.264).

i) Cessão de participação no campo de Lapa e na Lapa BV

Em 2018, a companhia exerceu a opção de venda dos 10% restantes da participação da Petrobras no Campo de Lapa, incluindo a cessão dos 10% restantes da participação detida pela Petrobras Netherlands B.V. (PNBV) na Lapa Oil & Gas B.V. conforme nota explicativa 10.1 das demonstrações financeiras de 2018. Em agosto de 2021, a operação foi concluída com o recebimento de US\$ 49,4 milhões, já com os ajustes previstos no contrato.

Adicionalmente, em agosto de 2021, houve um ajuste de preço da cessão de direito dos campos de Lapa e Iara pela Petrobras e as participações detidas pela PNBV em Lapa BV e Iara BV (ver nota explicativa 10.1 das demonstrações financeiras de 2018), com reconhecimento de R\$ 117, como outras receitas operacionais.

j) Venda de participação na GásLocal

O acordo encerrou controvérsias, decorrentes das atividades do Consórcio Gemini e da GásLocal, em especial pendências de arbitragem e temas em discussão judicial. Também prevê ajustes nas condições comerciais para o fornecimento de gás pela Petrobras, na qualidade de consorciada do Consórcio Gemini, até o final de 2023, atendendo a determinação do CADE.

Recebimento: (i) R\$ 56 recebidos na assinatura do acordo; e (ii) R\$ 5, sujeitos a correções previstas no respectivo acordo, a serem recebidos no prazo de até 13 meses a contar da data do fechamento do acordo.

k) Venda da RLAM

Após o cumprimento de todas as condições precedentes, a operação foi concluída com o pagamento de US\$ 1,8 bilhão, valor que reflete o preço de compra de US\$ 1,65 bilhão, ajustado preliminarmente em função de correção monetária e das variações no capital de giro, dívida líquida e investimentos até o fechamento da transação.

O contrato prevê ainda um ajuste final do preço de aquisição.

l) Venda de participações em empresas de energia elétrica

Na conclusão da operação foram recebidos R\$ 79 pela TEP e R\$ 76 pela CEM, já com ajustes previstos nos contratos.

m) Venda de participação na Breitener Energética

A operação foi concluída com o recebimento de R\$ 248, após ajustes contratuais. Adicionalmente, há um valor de R\$ 53 em recebimento contingente, atrelado à remuneração futura da Breitener na venda de energia.

n) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Miranga)

Houve recebimento em dezembro de 2021 de US\$ 47,7 milhões, já com os ajustes previstos no contrato, além de US\$ 11 milhões recebidos na assinatura do contrato de venda, em fevereiro deste ano.

A companhia ainda receberá as seguintes parcelas, sujeitas a ajustes: (i) US\$ 80,1 milhões que serão recebidos parcelados em 12, 24 e 36 meses; e (ii) US\$ 85 milhões de recebimentos contingentes relacionados a preços futuros do petróleo.

Deste montante contingente, a companhia reconheceu R\$ 84 milhões em dezembro de 2021 (equivalente a US\$ 15 milhões), como outras receitas operacionais. Esse valor receberá atualizações até o momento de seu recebimento.

o) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Remanso)

A operação foi concluída com o recebimento de US\$ 7,3 milhões, já com os ajustes previstos no contrato, além de US\$ 4 milhões recebidos na assinatura do contrato de venda.

Ainda haverá recebimento do valor de US\$ 5 milhões em dezembro de 2022, a ser corrigido com base em condições contratuais.

p) Venda de campos terrestres no Espírito Santo (Polo Cricaré)

A operação foi concluída com o recebimento de US\$ 27 milhões, já com os ajustes previstos no contrato, em adição ao valor de US\$ 11 milhões recebidos na assinatura do contrato de venda.

O contrato prevê ainda US\$ 118 milhões em recebimentos contingentes relacionados a preços futuros de petróleo.

q) Venda de usinas termelétricas (UTES Polo Camaçari)

A operação foi concluída com o recebimento de R\$ 61, já com os ajustes previstos no contrato.

31.3. Outras Operações

Em 5 de janeiro de 2021, a Petrobras adquiriu 100% das ações da entidade estruturada Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais (CDMPI) por R\$ 50 mil. A CDMPI foi incorporada pela Petrobras em abril de 2021.

Em 28 de dezembro de 2021, a controlada PIB BV efetuou a aquisição de 100% das ações da entidade estruturada Charter Development LLC (CDC) por US\$ 1.

A diferença entre os valores pagos e o patrimônio líquido das entidades estruturadas CDMPI e CDC, no montante de R\$ 635, foi reconhecida como transação de capital e aumentou o patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Petrobras, em contrapartida de redução no patrimônio líquido dos acionistas não controladores, uma vez que a Petrobras já controlava suas operações antes da aquisição.

31.4. Ativos contingentes em vendas de ativos – Operações concluídas em exercícios anteriores

a) Pampo e Enchova

Em 15 de julho de 2020, a Petrobras finalizou a venda da totalidade da sua participação nos dez campos que compõem os Polos Pampo e Enchova para a Trident Energy do Brasil Ltda, conforme nota explicativa 33.2 das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Dentre as condições acordadas estão previstos recebimentos condicionados a cenários de Brent, com valor de até US\$ 650 milhões. Deste montante contingente, a companhia reconheceu em 2021 o montante de R\$ 194 (equivalente a US\$ 36 milhões), em outras receitas operacionais.

b) Parcela contingente da venda de participação no Bloco exploratório BM-S-8

Em 28 de julho de 2016, a Petrobras realizou a venda de sua participação (equivalente a 66%) no bloco exploratório BM-S-8 onde está localizado o campo de Bacalhau (antiga área de Carcará), no pré-sal da Bacia de Santos, para a Equinor Brasil Energia LTDA. O valor da operação foi de US\$ 2,5 bilhões, em três parcelas, sendo as duas últimas contingentes.

A primeira parcela de US\$ 1,25 bilhão foi recebida em 22 de novembro de 2016. A segunda parcela, no valor de US\$ 300 milhões, foi recebida em 21 de março de 2018.

Em 9 de dezembro de 2021, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) aprovou o Acordo de Individualização da Produção (AIP) dos campos de Bacalhau e Norte de Bacalhau, condição necessária para o recebimento pela Petrobras da terceira e última parcela, no montante de US\$ 950 milhões, correspondente a R\$ 5,3 bilhões, atualizado até 31 de dezembro de 2021. Em função disso, a parcela foi reconhecida em dezembro de 2021, em outras receitas operacionais, e recebida em fevereiro de 2022.

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

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

	Valor recebido	Caixa e equivalentes de caixa de controladas com perda de controle	Fluxo de caixa líquido
Jan-Dez/2021			
Refinaria de Mataripe (antiga RLAM)	10.119	(656)	9.463
PUDSA	334	(81)	253
Total	10.453	(737)	9.716
Jan-Dez/2020			
Petrobras Oil & Gas B.V.(PO&GBV) (*)	1.144	-	1.144
Liquigas	4.035	(51)	3.984
Total	5.179	(51)	5.128

(*) Valor de US\$ 276 milhões recebidos na data do fechamento da operação.

Prática contábil

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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.

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	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Mercado Bancário	6.904	26.069	6.817	25.981
Mercado de Capitais	13.975	13.053	13.123	12.145
Bancos de fomento (*)	4.291	6.836	487	1.142
Partes relacionadas	-	-	58.545	10.580
Outros	39	51	-	-
Total no país	25.209	46.009	78.972	49.848
Mercado Bancário	47.573	70.576	23.191	25.908
Mercado de Capitais	108.968	143.557	-	-
Bancos de fomento (*)	-	1.047	-	1.047
Agência de Crédito à Exportação	16.468	17.793	-	-
Partes relacionadas	-	-	360.242	357.471
Outros	1.006	1.056	-	-
Total no exterior	174.015	234.029	383.433	384.426
Total de financiamentos	199.224	280.038	462.405	434.274
Circulante	20.316	21.751	155.461	76.783
Não circulante	178.908	258.287	306.944	357.491

(*) Inclui BNDES, FINAME, FINEP e New Development Bank (NDB)

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Financiamentos de curto prazo	602	5.926	58.546	15.207
Parcela de financiamentos de longo prazo	17.093	12.382	96.658	61.280
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	2.621	3.443	257	296
Circulante	20.316	21.751	155.461	76.783

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por R\$ 105.041 em *global notes*, emitidas pela PGF, e R\$ 13.123 em debêntures emitidas no Brasil.

Os *global notes* possuem vencimentos entre 2024 e 2115 e não exigem garantias reais. Tais financiamentos foram realizados em dólares, euros e libras, 87%, 3% e 10%, do total de *global notes*, respectivamente.

As debêntures, com vencimentos entre 2024 e 2034 e sem garantias, não são conversíveis em ações.

32.2. Movimentação e reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

	Saldo final em 31.12.2019	Captações	Amortiza- ções de Principal (*)	Amortiza- ções de Juros (*)	Encargos incorridos no período (**)	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	Transferên- cia para Passivos associados a Ativos Mantidos para Venda	(Ganhos)/ perdas por modificação no fluxo	Saldo final em 31.12.2020
Pais	43.251	7.294	(5.543)	(1.720)	2.034	693	-	-	-	46.009
Exterior	211.731	78.229	(122.397)	(14.958)	16.427	7.830	57.593	(28)	(398)	234.029
Total	254.982	85.523	(127.940)	(16.678)	18.461	8.523	57.593	(28)	(398)	280.038
Reestruturação de dívida		-	(6.139)	-						
Depósitos vinculados		-	-	850						
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		85.523	(134.079)	(15.828)						

(*) Inclui pré-pagamentos.

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

	Saldo final em 31.12.2020	Captações	Amortiza- ções de Principal (*)	Amortiza- ções de Juros (*)	Encargos incorridos no exercício (**)	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	(Ganhos)/ perdas por modificação no fluxo	Transferên- cia para Passivos associados a Ativos Mantidos para Venda	Saldo final em 31.12.2021
Pais	46.009	-	(22.346)	(1.425)	1.706	1.265	-	-	-	25.209
Exterior	234.029	9.647	(85.125)	(10.922)	12.959	1.074	12.353	-	-	174.015
Total	280.038	9.647	(107.471)	(12.347)	14.665	2.339	12.353	-	-	199.224
Reestruturação de dívida			(5.838)							
Depósitos vinculados (***)			(240)	192						
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		9.647	(113.549)	(12.155)						

(*) Inclui pré-pagamentos.

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

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

Em 2021, a liquidação de dívidas antigas e o gerenciamento de passivos foram realizados com recursos próprios, além da captação de recursos no mercado de capitais internacional, visando à melhoria no perfil da dívida e maior adequação aos prazos de maturação de investimentos de longo prazo.

A companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de R\$ 125.704, destacando-se: (i) o pré-pagamento de R\$ 32.798 de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; (ii) a recompra e resgate de R\$ 52.551 de títulos no mercado de capitais internacional, com o pagamento de prêmio líquido aos detentores dos títulos que entregaram seus papéis nas operações no valor de R\$ 5.770; e (iii) pré-pagamento total de R\$ 3.123 de empréstimos com agências de fomento.

A companhia captou R\$ 7.257 através da oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes), com vencimento em 2051.

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

Vencimento em	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total (*)	Consolidado Valor justo
Financiamentos em Dólares (US\$) ⁽¹⁾ :	14.167	14.310	18.716	15.325	9.418	84.987	156.923	167.769
Indexados a taxas flutuantes	12.015	14.310	14.935	10.791	6.381	5.007	63.439	
Indexados a taxas fixas	2.152	-	3.781	4.534	3.037	79.980	93.484	
Taxa média dos Financiamentos	5,0%	5,2%	5,5%	5,7%	6,2%	6,6%	6,3%	
Financiamentos em Reais (R\$):	5.616	2.281	3.461	1.177	2.241	10.433	25.209	24.899
Indexados a taxas flutuantes	3.702	1.468	1.468	725	725	2.767	10.855	
Indexados a taxas fixas	1.914	813	1.993	452	1.516	7.666	14.354	
Taxa média dos Financiamentos	5,9%	5,5%	5,0%	4,5%	4,1%	4,6%	4,9%	
Financiamentos em Euro (€):	274	-	76	2.745	-	3.704	6.799	7.517
Indexados a taxas fixas	274	-	76	2.745	-	3.704	6.799	
Taxa média dos Financiamentos	4,7%	-	4,7%	4,7%	-	4,7%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	258	-	-	-	4.150	5.885	10.293	11.268
Indexados a taxas fixas	258	-	-	-	4.150	5.885	10.293	
Taxa média dos Financiamentos	6,2%	-	-	-	6,2%	6,4%	6,3%	
Total em 31 de dezembro de 2021	20.315	16.591	22.253	19.247	15.809	105.009	199.224	211.453
Taxa média dos financiamentos	5,2%	5,3%	5,5%	5,6%	5,9%	6,5%	6,2%	-
Total em 31 de dezembro de 2020	21.751	17.055	30.620	30.977	32.373	147.262	280.038	319.689
Taxa média dos financiamentos	4,6%	4,8%	4,8%	5,1%	5,2%	6,4%	5,9%	-

⁽¹⁾ Inclui financiamentos em moeda nacional parametrizada à variação do dólar.

(*) Em 31 de dezembro de 2021, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 13,39 anos (11,71 anos em 31 de dezembro de 2020).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Em 31 de dezembro de 2021, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

- Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de R\$ 115.906 (R\$ 172.717, em 31 de dezembro de 2020); e
- Nível 2 - método de fluxo de caixa descontado pelas taxas *spot* interpoladas dos indexadores (ou *proxies*) dos respectivos financiamentos, observadas às moedas atreladas, e pelo risco de crédito da Petrobras, no valor de R\$ 95.547 (R\$ 146.972, em 31 de dezembro de 2020).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 36.3.

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

Vencimento	2022	2023	2024	2025	2026	2027 em diante	31.12.2021	31.12.2020
Principal	17.693	17.110	22.721	19.665	16.234	110.584	204.007	286.503
Juros	10.079	9.103	8.645	7.705	7.229	127.763	170.524	202.425
Total (*)	27.772	26.213	31.366	27.370	23.463	238.347	374.531	488.928

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

32.4. Linhas de Crédito

Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	31.12.2021 Saldo
No exterior (Valores em US\$ milhões)						
PGT BV	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2026	5.000	-	5.000
PGT BV (*)	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2024	3.250	-	3.250
Total				8.250	-	8.250
No país						
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2026	2.000	-	2.000
Petrobras	Bradesco	01/06/2018	31/05/2023	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				6.329	-	6.329

(*) Em abril de 2021, a PGT prorrogou parte da linha de crédito compromissada (Resolving Credit Facility). Dessa forma, US\$ 2.050 milhões estarão disponíveis para saque a partir de 28 de fevereiro de 2024 até 27 de fevereiro de 2026.

32.5. Covenants e Garantias

32.5.1. Covenants

Em 31 de dezembro de 2021, 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, com prazos de cura que ampliam esses períodos em 30 e 60 dias, dependendo do contrato; (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; e (vi) cláusulas relacionadas ao nível de endividamento em determinados contratos de dívidas com o BNDES.

32.5.2. Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Controladora. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos, que contam com garantias reais. Adicionalmente, há um contrato de financiamento obtido junto ao China Development Bank (CDB) que também possui garantia real, conforme nota explicativa 37.5.

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

Em relação à reforma das taxas de juros referenciais (IBOR *Reform*), a companhia segue monitorando os pronunciamentos das autoridades regulatórias, bem como as medidas que vêm sendo adotadas, visando à adaptação dos diversos instrumentos financeiros aos novos *benchmarks*. A Petrobras e suas subsidiárias possuem dívidas indexadas à Libor (*London Interbank Offered Rate*), cujo valor corresponde a aproximadamente 32% de seus financiamentos. As dívidas indexadas à Libor são apresentadas na nota explicativa 32.3.

33. Arrendamentos

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

								Consolidado
	Saldo final em 31.12.2020	Remensuração /Novos contratos	Pagamentos de principal e juros	Encargos incorridos no período	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	Transferências	Saldo final em 31.12.2021
Pais	22.556	9.134	(8.404)	1.316	837	-	256	25.695
Exterior	89.954	23.591	(22.996)	5.342	7.070	195	(257)	102.899
Total	112.510	32.725	(31.400)	6.658	7.907	195	(1)	128.594

Em 31 de dezembro de 2021, o valor do passivo de arrendamento da Petrobras Controladora é de R\$ 138.238 (R\$ 121.288 em 31 de dezembro de 2020), 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:

Fluxo de Pagamentos Futuro Nominal							5 anos em diante	Total	Consolidado
	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos			Impostos a recuperar	
Contratos sem cláusulas de reajuste									
Embarcações	14.621	9.172	4.937	2.122	1.358	6.417	38.627	1.216	
Outros	616	345	131	70	-	-	1.162	91	
Contratos com cláusulas de reajuste - exterior (*)									
Plataformas	9.489	8.004	8.148	7.890	7.470	66.890	107.891	-	
Embarcações	2.630	1.608	1.539	1.199	980	1.037	8.993	-	
Contratos com cláusulas de reajuste - país									
Embarcações	2.016	1.519	1.029	564	239	99	5.466	486	
Imóveis	527	499	505	503	503	4.850	7.387	52	
Outros	1.178	864	606	537	454	2.227	5.866	87	
Valor nominal em 31 de dezembro de 2021	31.077	22.011	16.895	12.885	11.004	81.520	175.392	1.932	
Valor nominal em 31 de dezembro de 2020	29.915	22.400	15.054	11.697	9.481	62.276	150.823	1.951	

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

A seguir é apresentado as principais informações por família de contratos de arrendamento, onde plataformas e embarcações representam aproximadamente 93% do passivo de arrendamento.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

				Consolidado	
	Taxa Desconto(% a.a.)	Prazo Médio (anos)	Impostos a Recuperar	31.12.2021	31.12.2020
Fluxo de Pagamentos Futuro a Valor Presente (*)					
Contratos sem cláusulas de reajuste					
Embarcações	3,5155	5,4 anos	1.143	34.605	38.776
Outros	1,5029	2,5 anos	88	1.132	1.365
Contratos com cláusulas de reajuste – exterior					
Plataformas	5,5194	14,6 anos	–	72.874	55.849
Embarcações	4,3124	4,7 anos	–	7.988	7.952
Contratos com cláusulas de reajuste – país					
Embarcações	6,8752	3,3 anos	422	4.744	4.127
Imóveis	8,7184	21,5 anos	38	3.290	3.341
Outros	9,7347	7,9 anos	78	3.961	1.100
TOTAL	5,2637	11,7 anos	1.769	128.594	112.510

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

Em determinados contratos, durante o prazo do arrendamento, há pagamentos que variam devido a alterações em fatos ou circunstâncias ocorridas após a sua data de início, além da passagem do tempo. Tais pagamentos não são incluídos na mensuração das obrigações de arrendamento. No exercício de 2021, esses valores foram de R\$ 4.856 e representaram 15% em relação aos pagamentos fixos (R\$ 4.033 e 13% em relação aos pagamentos fixos no exercício findo em 31 de dezembro de 2020).

No exercício de 2021, a companhia reconheceu gastos com arrendamento no montante de R\$ 598 (R\$ 583 no exercício findo em 31 de dezembro de 2020), referentes a contratos de prazo inferior a um ano.

Em 31 de dezembro de 2021, o valor nominal de contratos de arrendamento que ainda não tinham sido iniciados, em função dos ativos relacionados estarem em construção ou não terem sido disponibilizados para uso, representam o montante de R\$ 443.967 (R\$ 350.299 em 31 de dezembro de 2020). O aumento no ano corresponde a novos compromissos contratuais, incluindo mais duas unidades flutuantes de produção.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 36.3.

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 36.3).

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

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

34. Patrimônio líquido

34.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2021 e 2020, 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.

Prática contábil

Os custos de transação incorridos na captação de recursos por intermédio da emissão de ações são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como transações de capital, líquido de efeitos tributários.

34.2. Reserva de capital

Ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de R\$ 7, reconhecidas contra ações em tesouraria.

34.3. Transações de capital

34.3.1. Gastos com emissão de ações

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos.

34.3.2. Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se referem a transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários.

34.3.3. Ações em tesouraria

Ações de titularidade da Petrobras que estão mantidas em tesouraria no montante de R\$ 7, representadas por 295.669 ações, sendo 222.760 ações ordinárias e 72.909 ações preferenciais.

34.4. Destinação do resultado e dividendos

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

	2021	2020
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	106.668	7.108
Destinação do lucro líquido do exercício:		
Reserva legal	5.333	356
Reserva estatutária	1.027	1.027
Reserva de incentivos fiscais	656	-
Outras reversões/adições	-	14
Dividendos propostos do lucro líquido	99.652	5.711
Total da destinação do lucro líquido do exercício	106.668	7.108
Dividendos propostos do lucro líquido:		
Dividendos mínimos obrigatórios	25.170	4.411
Dividendos adicionais da parcela remanescente do lucro líquido	74.482	1.300
Dividendos propostos do lucro líquido	99.652	5.711
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros	1.743	4.561
Total dos dividendos propostos	101.395	10.272

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.

Reserva estatutária

Constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva não pode exceder a 5% do capital social integralizado, de acordo com o artigo 56 do Estatuto Social da companhia.

Reserva de incentivos fiscais

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

No exercício de 2021, foi destinado do resultado o valor de R\$ 656 referente ao incentivo de subvenção para investimentos, integralmente relacionado ao âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM).

Prática contábil

Reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as condições estabelecidas e relacionadas à subvenção serão cumpridas pela companhia.

Reserva de retenção de lucros

É destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

34.4.2.Dividendos

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateados pelas ações em que se dividir o capital da companhia.

As ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 5% (cinco por cento) calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, ou de 3% (três por cento) do valor do patrimônio líquido da ação, prevalecendo sempre o maior, participando, em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos do capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros. Essa prioridade no recebimento dos dividendos não garante, por si só, o pagamento de dividendos nos exercícios sociais em que a companhia não auferir lucro.

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

A política de remuneração aos acionistas, aprovada em 2019 pelo Conselho de Administração e aprimorada em novembro de 2021, define os seguintes parâmetros para distribuição de dividendos:

- remuneração mínima anual de US\$ 4 bilhões para exercícios em que o preço médio do *Brent* for superior a US\$ 40/bbl, que poderá ser distribuída independentemente do nível de endividamento da companhia. Esta remuneração será equivalente para as ações ordinárias e as ações preferenciais, desde que supere o valor mínimo para as ações preferenciais previsto no estatuto social da companhia;
- em caso de dívida bruta igual ou inferior a US\$ 65 bilhões e de resultado positivo acumulado, a serem verificados no último resultado trimestral apurado e aprovado pelo Conselho de Administração, a companhia deverá distribuir aos seus acionistas 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e as aquisições de imobilizados e intangíveis, ambos apresentados na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor de US\$ 4 bilhões e não comprometa a sustentabilidade financeira da companhia;
- independentemente do seu nível de endividamento, a companhia poderá, em casos excepcionais, realizar o pagamento de dividendos extraordinários, superando o dividendo mínimo legal obrigatório e/ou os valores estabelecidos na política, desde que a sustentabilidade financeira da companhia seja preservada;
- a distribuição de remuneração aos acionistas deverá ser feita trimestralmente; e
- a companhia poderá excepcionalmente promover a distribuição de dividendos mesmo na hipótese de não verificação de lucro líquido, uma vez atendidas as regras previstas na Lei 6.404/76 e observados os critérios definidos na sua política.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

A Petrobras busca, por meio de sua política de remuneração aos acionistas, garantir a perenidade e sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos, além de conferir previsibilidade ao fluxo de pagamentos de dividendos aos acionistas.

Prática contábil

A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio (JCP) com base nos limites definidos em lei e no estatuto social da companhia.

O JCP é imputado ao dividendo do exercício, na forma prevista no estatuto social, contabilizados no resultado, conforme requerido pela legislação fiscal, e revertido contra lucros acumulados no patrimônio líquido de maneira similar ao dividendo, resultando em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social reconhecido no resultado do exercício.

A parcela dos dividendos prevista no estatuto ou que represente o dividendo mínimo obrigatório é reconhecida como passivo. Qualquer excesso deve ser mantido no patrimônio líquido, na conta de dividendo adicional proposto, até a deliberação definitiva a ser tomada pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária (AGO).

Dividendos propostos

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

	2021	2020
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	106.668	7.108
Apropriação:		
Reserva legal	(5.333)	(356)
Reserva de incentivos fiscais	(656)	-
Outras reversões/adições:	-	(14)
Lucro líquido ajustado	100.679	6.738
Dividendos mínimos obrigatórios:		
25% do lucro líquido ajustado em 2021	25.170	-
5% do capital social das ações PN em 2020 (prioridade dos preferencialistas)	-	4.411
Dividendos adicionais:		
Dividendos adicionais da parcela remanescente do lucro líquido	74.482	1.300
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros	1.743	4.561
Total dos dividendos propostos	101.395	10.272
Ações preferenciais (PN) - R\$ 7,773202 por ação em circulação em 2021 (R\$ 0,787446 por ação em circulação em 2020)	43.545	4.411
Ações ordinárias (ON) - R\$ 7,773202 por ação em circulação em 2021 (R\$ 0,787446 por ação em circulação em 2020)	57.850	5.861

A proposta de remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2021 a ser encaminhada à aprovação da AGO de 2022, no montante de R\$ 101.395 (R\$ 7,773202 por ação preferencial e ordinária em circulação), contempla o dividendo mínimo obrigatório de R\$ 25.170, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de R\$ 76.225, oriundos da parcela remanescente do lucro líquido do exercício e da reserva de retenção de lucros. Essa proposta é superior à prioridade das ações preferenciais.

Os resultados apurados, a geração de caixa e o alcance da meta de endividamento permitiram que a proposta de dividendos do exercício de 2021, no montante de R\$ 101.395, fosse realizada com base na política de remuneração aos acionistas, equivalente a 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional (R\$ 203.126) e as aquisições de ativos imobilizados e intangíveis (R\$ 34.134).

Em 2020, a proposta de remuneração encaminhada pela Administração, e aprovada pela AGO de 2021, foi de R\$ 10.272 (R\$ 0,787446 por ação preferencial e ordinária em circulação), contemplando o dividendo obrigatório equivalente à prioridade dos acionistas preferencialistas no valor de R\$ 4.411, cujo critério que prevaleceu foi de 5% sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, e os dividendos adicionais de R\$ 5.861 aos acionistas ordinários, oriundos da parcela remanescente do lucro líquido do exercício e da reserva de retenção de lucros.

34.5. Antecipações e dividendos a pagar

Antecipações de dividendos

Em 2021, o Conselho de Administração aprovou o pagamento de antecipações de remuneração aos acionistas no montante de R\$ 63.400 que, atualizados monetariamente pela variação da taxa Selic desde a data do pagamento até 31 de dezembro de 2021, totalizam R\$ 64.075. Adicionalmente, a proposta de remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2021 contempla um pagamento complementar de R\$ 37.320 equivalentes a R\$ 2,8610762 por ação preferencial e ordinária em circulação, conforme a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	Data da posição acionária	Data de pagamento	Remuneração aos acionistas	
			Valor por ação PN e ON (R\$)	Valor
Dividendos	16.08.2021	25.08.2021	1,6099110	21.000
JCP	01.12.2021	15.12.2021	1,0553610	13.766
Dividendos	01.12.2021	15.12.2021	2,1951260	28.634
Total das antecipações de dividendos e JCP			4,8603980	63.400
Atualização monetária das antecipações - Selic	-	-	0,0517278	675
Total das antecipações de dividendos e JCP atualizados pela Selic			4,9121258	64.075
Dividendos complementares	13.04.2022	16.05.2022	2,8610762	37.320
Total de dividendos propostos			7,7732020	101.395

A antecipação de juros sobre capital próprio (JCP) do exercício de 2021 resultou em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de R\$ 4.680. Esses juros foram sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte (IRRF) de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme estabelecido na Lei nº 9.249/95.

Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2021, não há dividendos a pagar aos acionistas da controladora, considerando que as antecipações de dividendos aprovadas foram pagas dentro do exercício.

Os dividendos complementares de R\$ 37.320, equivalente a R\$ 2,8610762 por ação preferencial e ordinária em circulação, estão destacados no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2021 até que a proposta de remuneração aos acionistas seja aprovada na AGO em 13 de abril de 2022, quando serão reconhecidos como passivo, com pagamento previsto para 16 de maio de 2022.

34.6. Resultado por ação

	Consolidado e Controladora	
	2021	2020
Numerador básico e diluído - Lucro (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras atribuído igualmente entre as classes de ações		
Lucro (prejuízo) líquido do exercício		
Ordinárias	60.858	4.055
Preferenciais	45.810	3.053
	106.668	7.108
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	5.601.969.879	5.601.969.879
	13.044.201.261	13.044.201.261
Lucro (prejuízo) básico e diluído por ação (R\$ por ação)		
Ordinárias	8,18	0,54
Preferenciais	8,18	0,54

O resultado por ação básico é calculado dividindo-se o lucro (ou prejuízo) do exercício atribuído aos acionistas da companhia pela média ponderada da quantidade de ações em circulação.

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

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

35. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

	Valor justo medido com base em			Total do valor justo contabilizado
	Nível I	Nível II	Nível III	
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	3.630	-	-	3.630
Derivativos de moeda estrangeira	-	128	-	128
Saldo em 31 de dezembro de 2021	3.630	128	-	3.758
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.388	591	-	3.979
Passivos				
Derivativos de moeda estrangeira	-	(1.511)	-	(1.511)
Derivativos de commodities	(6)	(2)	-	(8)
Derivativos de juros	-	(6)	-	(6)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(6)	(1.519)	-	(1.525)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(51)	(1.402)	-	(1.453)

O valor justo estimado para os financiamentos da companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 32

No contas a receber, determinados recebíveis são classificados na categoria valor justo por meio do resultado, conforme nota explicativa 13.

Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, a dívida de curto prazo e outros ativos e passivos financeiros são equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

36. Gerenciamento de riscos

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

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

36.1. Instrumentos financeiros derivativos

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições mantidas pela companhia em 31 de dezembro de 2021, reconhecidas como outros ativos e passivos circulantes, além dos valores reconhecidos no resultado, outros resultados abrangentes do exercício e garantias dadas como colaterais por natureza das operações:

	Posição patrimonial consolidada				Vencimento
	31.12.2021	Valor nominal 31.12.2020	Valor Justo Posição Ativa (Passiva) 31.12.2021 31.12.2020		
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros (*)	(1.308)	(240)	(6)	(51)	
Compra/Petróleo e Derivados	1.380	3.927	-	-	2022
Venda/Petróleo e Derivados	(2.688)	(4.167)	-	-	2022
SWAP (**)					
Venda/Óleo de Soja- Posição comprada (**)	(11)	-	(2)	-	2022
Contratos a Termo					
Venda/Câmbio (BRL/USD) (***)	15	-	1	-	2022
Compra/Câmbio (GBP/USD) (***)	-	GBP 354	-	121	2021
SWAP					
Câmbio - cross currency swap (***)	GBP 583	GBP 615	127	227	2026
Câmbio - cross currency swap (***)	GBP 442	GBP 600	(277)	(134)	2034
Swap - IPCA	3.008	3.008	(6)	243	2029/2034
Câmbio - cross currency swap (***)	US\$ 729	US\$ 729	(1.234)	(1.268)	2024/2029
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			(1.397)	(862)	

(*) Valor nominal em mil bbl

(**) Valor nominal em mil toneladas (operações da PBIO).

(***) Valores em US\$ (dólares) e GBP (libras) representam milhões das respectivas moedas.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do exercício	
	2021	2020
Derivativos de commodities		
Óleo - 36.2 (a)	-	(2.847)
Demais operações - 36.2 (b)	(422)	873
Reconhecido em Outras despesas operacionais	(422)	(1.974)
Derivativos de moeda		
Swap Libra Esterlina x Dólar - 36.3 (b)	(428)	278
NDF – Euro x Dólar - 36.3 (b)	-	(48)
NDF – Libra x Dólar - 36.3 (b)	45	116
Swap CDI x Dólar - 36.3 (b)	(9)	(1.301)
Outros	2	(6)
	(390)	(961)
Derivativos de juros		
Swap - CDI X IPCA	(218)	196
	(218)	196
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (*)	(24.777)	(24.308)
Reconhecido em Resultado Financeiro	(25.385)	(25.073)
Total	(25.807)	(27.047)

(*) Conforme nota explicativa 36.3.

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) em outros resultados abrangentes no exercício	
	2021	2020
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (*)	3.023	(75.159)

(*) Conforme nota explicativa 36.3.

	Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	31.12.2021	31.12.2020
Derivativos de commodities	86	69
Derivativos de moeda	150	403
	236	472

A análise de sensibilidade do valor dos instrumentos financeiros derivativos com relação aos diferentes tipos de risco de mercado em 31 de dezembro de 2021 é apresentada a seguir:

Operações	Risco	Cenário Provável	Consolidado	
			Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Derivativos não designados como Hedge				
Contratos Futuros e a Termo (Swap)	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	(131)	(262)
Contratos Futuros e a Termo (Swap)	Óleo de soja - Flutuação dos Preços	-	(47)	(95)
NDF	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	-	(45)	(89)
		-	(223)	(446)

O cenário provável utiliza referências externas à companhia, de amplo uso no apereamento de cargas no mercado de petróleo, derivados e gás natural, que levam em consideração o preço de fechamento do ativo em 31 de dezembro de 2021, e desta forma, considera-se que não há variação do resultado das operações em aberto nesse cenário. Os cenários possível e remoto refletem o efeito potencial no resultado das operações em aberto, considerando uma variação no preço de fechamento de 25% e 50% respectivamente. Para simular os cenários mais desfavoráveis, a variação foi aplicada para cada grupo de produto de acordo com a posição das operações em aberto: queda de preço para posições compradas e alta para posições vendidas.

36.2. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A 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) Óleo

Em março de 2020, com o objetivo de preservar a liquidez da companhia, a Petrobras aprovou estratégia de proteção para operações sistêmicas de petróleo a fim de proteger os fluxos de receita oriundos dessas transações contra incertezas nos preços das exportações de cargas de petróleo já carregadas, mas não precificadas, em função da elevada volatilidade do contexto econômico, gerada tanto pelos efeitos advindos da queda de preços de petróleo, como pelos efeitos da pandemia da COVID-19 no consumo mundial de petróleo e derivados.

Como resultado dessa estratégia, foram realizadas, a partir de abril de 2020, operações a termo (*swap*) e futuros. As operações a termo (*swap*) não exigem desembolso inicial, ao passo que as operações de futuro exigem depósitos de margem, a depender do volume contratado.

b) Demais operações de derivativos de *commodities*

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

36.3. Gerenciamento de risco cambial

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

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

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

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

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

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

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para tratamento da exposição cambial de certas obrigações, especialmente quando da existência de compromissos em moedas para as quais a companhia não possua expectativa de fluxos de recebimentos, como ocorre no caso da libra esterlina, por exemplo.

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

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

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2021, além da expectativa de reclassificação para o resultado do saldo da variação cambial acumulada no patrimônio líquido em períodos futuros, tomando como base uma taxa R\$/US\$ de 5,5805, 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 2021	
				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/2022 a dez/2031	72.640	405.370

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Movimentação do valor de referência (principal e juros)	US\$ milhões	R\$
Designação em 31 de dezembro de 2020	61.502	319.608
Novas designações, revogações e redesignações	40.924	224.721
Realização por exportações	(14.354)	(77.269)
Amortização de endividamento	(15.432)	(83.366)
Variação Cambial	-	21.676
Valor em 31 de dezembro de 2021	72.640	405.370
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e passivos de arrendamento) em 31 de dezembro de 2021	84.083	469.225

Com o Plano Estratégico 2022-2026, houve um incremento nas exportações previstas, principalmente em decorrência do aumento do Brent, e consequentemente nas exportações altamente prováveis. Como resultado, observa-se, em 31 de dezembro de 2021, a redução significativa da exposição cambial (Dólar x Real) verificada ao longo do exercício, terminando o período com exposição cambial passiva, conforme tabela 36.3 c - Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial.

Em 2021, foi reconhecido um ganho cambial de R\$ 78 referente à inefetividade na linha de variação cambial (perda de R\$ 5 no mesmo período em 2020).

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 71,57% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2021, a ser realizada pelas exportações futuras:

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2020	(51.486)	17.506	(33.980)
Reconhecido no patrimônio líquido	(99.467)	33.819	(65.648)
Transferido para resultado por realização	21.754	(7.395)	14.359
Transferido para resultado por exportações previstas que deixaram de ser esperadas/realizadas	2.554	(868)	1.686
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(126.645)	43.062	(83.583)
Reconhecido no patrimônio líquido	(21.754)	7.396	(14.358)
Transferido para resultado por realização	24.777	(8.424)	16.353
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(123.622)	42.034	(81.588)

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 2022-2026, 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 2021 é demonstrada a seguir:

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 a 2031	Consolidado Total
Expectativa de realização	(28.560)	(23.318)	(18.194)	(12.909)	(11.424)	(11.731)	(17.486)	(123.622)

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 reclassificado para o resultado à medida que as exportações ocorrerem.

Também podem ocorrer situações em que as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge*, deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Adicionalmente, quando um instrumento financeiro designado como instrumento de *hedge* vence ou é liquidado, a companhia pode substituí-lo por outro instrumento financeiro, de maneira a garantir a continuidade da relação de *hedge*. Similarmente, quando uma transação designada como objeto de proteção ocorre, a companhia pode designar o instrumento financeiro que protegia essa transação como instrumento de *hedge* em uma nova relação de *hedge*.

A parcela não eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é registrada no resultado financeiro do período. As potenciais fontes de inefetividade devem-se ao fato dos itens protegidos e dos instrumentos de proteção possuírem prazos de vencimento distintos, bem como pela taxa utilizada para descontar os itens protegidos e os instrumentos de proteção a valor presente.

b) Informações sobre contratos em aberto

Contratos de swap – Libra esterlina x Dólar

Em 2017, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contratou operação de derivativo denominada *cross currency swap*, com o objetivo de se proteger da exposição em libras esterlinas versus dólar, devido à emissão de bonds. O valor nominal total foi de GBP 1.300 milhões, sendo GBP 700 milhões com vencimento em dezembro de 2026 e GBP 600 milhões com vencimento em janeiro de 2034.

Após recompra dos bonds, o valor nominal atual desses swaps é GBP 1.025 milhões.

Contratos de *Non Deliverable Forward* (NDF) – Euro x Dólar e Libra x Dólar

Em 2018, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contratou operações de derivativos denominadas *non deliverable forward*, com o objetivo de se proteger da exposição em euro e libra esterlina versus dólar, devido à emissão de *bonds*.

Os valores nominais líquidos de derivativos contratados originalmente foram reduzidos para 2.245 milhões de euros e 164 milhões de libras, respectivamente, adequados a uma menor exposição ao euro, proporcionada pela recompra de bonds nessa moeda ao longo do ano de 2019.

Ao longo de 2020, os valores nominais líquidos de derivativos contratados originalmente foram reduzidos para 354 milhões de libras. E a empresa liquidou a posição de euro na data de vencimento.

Contratos de swap – IPCA x CDI e CDI x Dólar

Em 2019, a Petrobras contratou operações de derivativos com o objetivo de se proteger de exposição decorrente da 1ª série da 7ª emissão de debêntures, com operações de swap de juros IPCA x CDI, com vencimento em setembro de 2029 e setembro de 2034, e operações de *cross-currency swap* CDI x Dólar, com vencimentos em setembro de 2024 e setembro de 2029.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Alterações das curvas futuras de taxa de juros (CDI) podem trazer impactos no resultado da companhia, em função do valor de mercado desses contratos de swap. O valor do choque na curva foi definido em função do prazo médio de vencimento dos swaps, e é aproximadamente 25% da taxa futura do prazo médio. Uma análise de sensibilidade nas curvas futuras de taxa de juros (CDI), por meio de choque paralelo, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, resultaria nos impactos apresentados na tabela a seguir:

Análise de sensibilidade	Resultado
Aumento constante de 300 pontos base	(38)
Redução constante de 300 pontos base	119

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. Além dos cenários possível e remoto, que consideram valorização do câmbio de fechamento do trimestre (risco) em 25% e 50%, respectivamente, à exceção dos saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de controladas no exterior, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais. Essas análises abrangem apenas a variação cambial e mantêm todas as demais variáveis constantes.

Instrumentos	Exposição em 31.12.2021	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Ativos	25.038	Dólar / Real	(2)	6.260	12.519
Passivos	(516.462)		46	(129.116)	(258.231)
Câmbio - cross currency swap	(3.008)		-	(752)	(1.504)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	405.370		(36)	101.343	202.685
	(89.062)		8	(22.265)	(44.531)
Ativos	13	Euro / Real	-	3	7
Passivos	(102)		1	(26)	(51)
	(89)		1	(23)	(44)
Ativos	6.959	Euro / Dólar	(77)	1.740	3.480
Passivos	(13.795)		153	(3.449)	(6.898)
	(6.836)		76	(1.709)	(3.418)
Ativos	13	Libra / Real	-	3	7
Passivos	(122)		-	(31)	(61)
	(109)		-	(28)	(54)
Ativos	10.654	Libra / Dólar	(6)	2.664	5.327
Passivos	(20.565)		11	(5.141)	(10.283)
Derivativo - cross currency swap	7.707		(4)	1.927	3.854
	(2.204)		1	(550)	(1.102)
Total	(98.300)		86	(24.575)	(49.149)

(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - desvalorização do real em 0% / Euro x Dólar - desvalorização do euro em 1,1% / Libra x Dólar - desvalorização da libra em 0,05% / Real x Euro - valorização do real em 1,1% / Real x Libra - valorização do real em 0,1%. Fonte: Focus e Thomson Reuters

36.4. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A companhia preferencialmente não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros, 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 25% e 50% 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 de dezembro de 2021.

Risco	Consolidado		
	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
LIBOR 1M	-	-	-
LIBOR 3M	13	15	18
LIBOR 6M	1.858	2.098	2.338
CDI	716	894	1.073
TJLP	316	395	474
IPCA	455	569	683
	3.358	3.971	4.586

(*) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

36.5. Gerenciamento de risco de liquidez

A possibilidade de insuficiência de caixa ou outros ativos financeiros para liquidar as obrigações nas datas previstas é gerenciada pela companhia por meio de ações como:

- centralização do caixa do sistema, otimização das disponibilidades e redução da necessidade de capital de giro;
- manutenção de um caixa robusto que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto prazo, mesmo em condições adversas de mercado;
- alongamento do prazo médio de vencimento das dívidas, da ampliação das fontes de financiamento, explorando a capacidade dos mercados doméstico e internacional (novos produtos de captação de recursos e em novos mercados);
- utilização de recursos oriundos do programa de desinvestimento; e
- contratação de linhas de crédito compromissadas (*revolving credit facilities*) junto a diversas instituições financeiras como reserva de liquidez em situações adversas.

A companhia avalia regularmente as condições do mercado e pode realizar transações de recompra de seus títulos ou de suas subsidiárias no mercado de capitais internacional, por diversos meios, incluindo ofertas de recompra, resgates de títulos e/ou operações em mercado aberto, desde que estejam em linha com a estratégia de gerenciamento de passivos da companhia, que visa a melhoria do perfil de amortização e do custo da dívida.

36.6. Gerenciamento de risco de crédito

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

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

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

36.6.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, para definição e monitoramento dos limites de crédito são avaliados o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras e suas demonstrações financeiras, entre outros aspectos.

b) Outros ativos financeiros

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2021	2020	2021	2020
AA	6.427	10.365	-	-
A	6.388	12.279	-	-
BBB	12.879	874	-	-
BB	20.493	21.589	-	-
AAA.br	2.956	3.499	3.877	3.389
AA.br	9.146	10.184	-	226
Outras classificações	121	2.066	-	36
	58.410	60.856	3.877	3.651

37. 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:

- Competitividade: preços e condições dos serviços compatíveis com os praticados no mercado;
- Conformidade: aderência aos termos e responsabilidades contratuais praticados pela companhia;
- Transparência: reporte adequado das condições acordadas, bem como seus reflexos nas demonstrações financeiras da companhia;
- Equidade: estabelecimento de mecanismos que impeçam discriminações ou privilégios e adoção de práticas que assegurem a não utilização de informações privilegiadas ou oportunidades de negócio em benefício individual ou de terceiros;
- Comutatividade: prestações proporcionais para cada contratante.

As transações que atendam aos critérios de materialidade estabelecidos na política e celebradas com União, incluindo suas autarquias e fundações; Fundação Petros; Associação Petrobras de Saúde; sociedades controladas pela Petrobras; sociedades coligadas da Petrobras; sociedades controladas por coligadas da Petrobras; e sociedades controladas por pessoal chave da administração ou por membro próximo de sua família, são previamente aprovadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE), com reporte mensal dessas análises ao Conselho de Administração.

No caso específico das transações com partes relacionadas envolvendo a União, suas autarquias, fundações e empresas estatais federais, estas últimas quando classificadas como fora do curso normal dos negócios da companhia pelo CAE 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.

37.1. Transações comerciais por operação com investidas (controladora)

	31.12.2021			31.12.2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo						
Contas a receber						
Contas a receber, principalmente por vendas	13.451	-	13.451	14.992	-	14.992
Dividendos a receber	175	-	175	1.134	-	1.134
Valores vinculados à construção de gasoduto	-	727	727	-	564	564
Outras operações	736	332	1.068	430	632	1.062
Adiantamento a fornecedores	594	1.163	1.757	12	1.275	1.287
Total	14.956	2.222	17.178	16.568	2.471	19.039
Passivo						
Arrendamentos (*)	(2.689)	(5.860)	(8.549)	(2.517)	(3.097)	(5.614)
Pré pagamento de exportação	(87.387)	(272.855)	(360.242)	(54.871)	(302.601)	(357.472)
Fornecedores	(8.707)	-	(8.707)	(55.931)	-	(55.931)
Compras de petróleo, derivados e outras	(4.800)	-	(4.800)	(53.526)	-	(53.526)
Afretamento de plataformas	(854)	-	(854)	(624)	-	(624)
Adiantamento de clientes	(3.035)	-	(3.035)	(1.745)	-	(1.745)
Outros	(18)	-	(18)	(36)	-	(36)
Total	(98.783)	(278.715)	(377.498)	(113.319)	(305.698)	(419.017)

(*) Inclui valores referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos com investidas requeridos pelo IFRS 16.

	2021 Jan-Dez	2020 Jan-Dez
Resultado		
Receitas brutas, principalmente de vendas	194.118	155.872
Variações monetárias e cambiais líquidas (**)	(28.679)	(49.959)
Receitas (despesas) financeiras líquidas (**)	(22.878)	(29.361)
Total	142.561	76.552

(**) Inclui os valores de R\$ 200 de variação cambial passiva e R\$ 565 de despesa financeira referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos requeridos pelo IFRS 16.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

37.2. Transações comerciais com empresas do sistema (controladora)

	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	31.12.2021 Ativo Total	31.12.2020 Ativo Total	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	31.12.2021 Passivo Total	31.12.2020 Passivo Total
Controladas e Operações em conjunto								
PIB BV	11.810	1.377	13.187	12.801	(93.947)	(272.796)	(366.743)	(410.016)
Gaspetro	1.570	-	1.570	1.218	(237)	-	(237)	(355)
Transpetro	187	100	287	869	(2.784)	(5.033)	(7.817)	(3.864)
Termoelétricas	21	-	21	42	(243)	(336)	(579)	(886)
Fundo de Investimento Imobiliário	2	-	2	17	(177)	(550)	(727)	(761)
Associação Petrobras de Saúde (APS)	579	-	579	-	(561)	-	(561)	-
Outras controladas e Operações em conjunto	468	745	1.213	2.363	(799)	-	(799)	(994)
	14.637	2.222	16.859	17.310	(98.748)	(278.715)	(377.463)	(416.876)
Entidades estruturadas								
CDMPI	-	-	-	-	-	-	-	(428)
	-	-	-	-	-	-	-	(428)
Coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto								
Empresas do Setor Petroquímico	97	-	97	42	(63)	-	(63)	(46)
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia (*)	-	-	-	977	-	-	-	(185)
Transportadoras (**)	1	-	1	334	(1)	-	(1)	(991)
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	222	-	222	376	29	-	29	(491)
	320	-	320	1.729	(35)	-	(35)	(1.713)
Total	14.957	2.222	17.179	19.039	(98.783)	(278.715)	(377.498)	(419.017)

(*) Em julho de 2021, com a alienação da totalidade da participação da Petrobras na Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia, a empresa deixou de ser coligada.

(**) Em função das reestruturações societárias ocorridas nos últimos anos, a Petrobras deixou de ter participação acionária nas Transportadoras TAG (abril de 2020), NTN (dezembro de 2017) e NTS (abril de 2021).

37.3. Resultado

	2021 Jan-Dez	2020 Jan-Dez
Controladas e Operações em conjunto		
PIB BV	55.400	(9.719)
Gaspetro	13.688	9.119
Transpetro	541	408
Termoelétricas	(91)	(88)
Fundo de Investimento Imobiliário	(85)	(108)
Refinaria Mataripe (**)	8.640	-
Outras controladas e Operações em conjunto	1.439	4.484
	79.532	4.096
Entidades estruturadas		
CDMPI	-	62
	-	62
Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto		
Empresas do Setor Petroquímico	18.083	13.594
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia (*)	41.499	57.612
Transportadoras	128	115
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	3.319	1.073
	63.029	72.394
Total	142.561	76.552

(*) Em função das reestruturações societárias ocorridas durante o exercício de 2021, os resultados apresentados na respectiva nota referem-se a Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia, de janeiro a junho de 2021.

(**) Incluem os valores no Resultado com a empresa Refinaria Mataripe até o dia 30 de novembro de 2021, data em que foi desinvestida.

37.4. 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.

	31.12.2021	Controladora 31.12.2020
Contas a receber, líquidas	59.651	10.121
Cessões de direitos creditórios	(58.545)	(10.580)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	2021	2020
	Jan-Dez	Jan-Dez
Receita financeira FIDC-NP	2.074	1.802
Despesa financeira FIDC-NP	(1.385)	(1.846)
Resultado financeiro	689	(44)

37.5. Garantias

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

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

As operações financeiras realizadas por estas subsidiárias e garantidas pela Petrobras apresentam os seguintes saldos a liquidar:

Data de Vencimento das Operações						31.12.2021	31.12.2020
	PGF (*)	PGT (**)	PNBV	PIB-BV	Outros	Total	Total
2021	-	-	-	-	-	-	1.301
2022	-	-	-	140	60	200	318
2023	-	-	1.245	559	-	1.804	9.860
2024	3.863	-	-	-	-	3.863	9.873
2025	7.339	24.275	-	-	-	31.614	44.028
2026	7.441	2.503	-	-	-	9.944	12.524
2027 em diante	93.989	12.197	-	-	-	106.186	135.930
Total	112.632	38.975	1.245	699	60	153.611	213.834

(*) Petrobras Global Finance B.V., controlada da PIB BV.

(**) 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 2021 é de R\$ 23.275 (US\$ 4.171 milhões), e em 31 de dezembro de 2020 era de R\$ 26.009 (US\$ 5.005 milhões).

37.6. Investimentos em títulos de dívidas de controladas

Os títulos de dívidas da PGF e da CDMPI no valor de R\$ 5.613, detidos por controlada da PIB BV diretamente ou por meio de fundo de investimento no exterior, foram liquidados no 2º trimestre de 2021. O saldo desses títulos em 31 de dezembro de 2020 era de R\$ 5.368.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

37.7. 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:

	31.12.2021		Consolidado 31.12.2020	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia	-	-	1.020	205
Transportadoras de gás	-	-	383	994
Distribuidoras estaduais de gás natural	1.422	237	1.170	355
Empresas do setor petroquímico	144	67	88	46
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	586	66	789	624
Subtotal	2.152	370	3.450	2.224
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	8.069	-	8.483	-
Bancos controlados pela União Federal	46.970	7.073	39.892	19.266
Setor elétrico	-	2	1.064	-
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	2.822	-	2.503	-
União Federal (Dividendos)	10	-	9	-
Outros	151	303	201	238
Subtotal	58.022	7.378	52.152	19.504
Planos de Pensão	282	338	268	339
Total	60.456	8.086	55.870	22.067
Circulante	11.777	1.760	13.841	6.366
Não circulante	48.679	6.326	42.029	15.701

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

	Consolidado	
	2021 Jan-Dez	2020 Jan-Dez
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas		
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia	40.892	56.516
Transportadoras de gás	(1.656)	(7.482)
Distribuidoras estaduais de gás natural	12.995	8.759
Empresas do setor petroquímico	19.155	14.010
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	2.255	1.346
Subtotal	73.641	73.149
Entidades governamentais		
Títulos públicos federais	342	206
Bancos controlados pela União Federal	(845)	(2.370)
Setor elétrico	696	379
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	319	1.258
União Federal (Dividendos)	173	(20)
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(760)	(692)
Outros	(173)	(70)
Subtotal	(248)	(1.309)
Planos de Pensão	-	(950)
Total	73.393	70.890
Receitas, principalmente de vendas	77.222	82.673
Compras e serviços	(2.665)	(10.509)
Receitas e despesas operacionais	(1.712)	(497)
Variações monetárias e cambiais líquidas	(320)	(497)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	868	(280)
Total	73.393	70.890

Em 29 de dezembro de 2021, a Petrobras firmou cinco novos contratos com a empresa Braskem, em substituição aos anteriores, com valores estimados em aproximadamente US\$ 7,5 bilhões, tendo como objeto a compra e venda de propeno grau polímero e corrente de retorno. Os contratos possuem vigência a partir de 1º de janeiro de 2022 com vencimentos entre maio de 2026 e dezembro de 2029.

Informações sobre os precatórios expedidos a favor da companhia oriundas da Conta Petróleo e Álcool estão divulgadas na nota explicativa 13.1.

O passivo com planos de pensão dos empregados da companhia e geridos pela Fundação Petros, que inclui os instrumentos de dívidas, está apresentado na nota explicativa 17.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Petrobras sobre acordo com Amazonas Energia

Em 7 de abril de 2021, a Petrobras assinou junto com suas controladas indiretas Breitener Tambaqui S.A. e Breitener Jaraqui S.A. acordo judicial para recebimento de valores por estas litigados em face da Amazonas Energia S/A (devedora) e de Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras (responsável solidária), no valor de R\$ 438, referente a sete ações judiciais, as quais ficarão suspensas até a liquidação integral dos créditos negociados. O valor será liquidado pela devedora em 60 parcelas, calculadas pelo sistema de amortização constante - SAC, atualizadas com base em 124,75% do CDI, até sua integral liquidação.

A assinatura do acordo gerou um efeito positivo no resultado consolidado da Petrobras no 2º trimestre de 2021 de R\$ 331, líquido dos efeitos fiscais. Em novembro de 2021, a companhia alienou a totalidade de sua participação na Breitener, conforme nota explicativa 31.

37.8. Membros chave da administração da companhia

Remuneração da administração

O plano de cargos e salários e de benefícios e vantagens da Petrobras, bem como a legislação específica, estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela companhia a seus empregados e dirigentes.

As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, e dirigentes da Petrobras relativas aos meses de dezembro de 2021 e 2020 foram as seguintes:

Remuneração do empregado	Expresso em reais	
	Dez/2021	Dez/2020
Menor remuneração	3.657,75	3.312,58
Remuneração média	20.367,61	18.647,36
Maior remuneração	103.690,39	97.728,93
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	116.761,20	116.761,20

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 Economia, e pelo Ministério de Minas e Energia e são apresentadas a seguir:

	Jan-Dez/2021			Controladora Jan-Dez/2020		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	14,3	0,6	14,9	14,0	0,7	14,7
Encargos sociais	3,6	0,1	3,7	4,8	0,1	4,9
Previdência complementar	1,1	-	1,1	1,1	-	1,1
Remuneração Variável	14,0	-	14,0	13,0	-	13,0
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	3,3	-	3,3	0,6	-	0,6
Remuneração total	36,3	0,7	37,0	33,5	0,8	34,3
Remuneração total - pagamento realizado (*)	32,4	0,7	33,1	24,6	0,8	25,4
Número de membros - média no período (**)	9,00	10,58	19,58	9,00	10,00	19,00
Número de membros remunerados - média no período (***)	9,00	4,50	13,50	9,00	4,42	13,42

(*) Inclui em Diretoria Executiva o PPP para os Administradores.

(**) Corresponde à média do período do número de membros apurados mensalmente.

(***) Corresponde à média do período do número de membros remunerados apurados mensalmente.

No exercício de 2021, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros da companhia totalizou R\$ 79,88 (R\$ 70,4 no exercício de 2020).

Em 14 de abril de 2021, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até R\$ 47,06 como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2021 e março de 2022.

A remuneração dos membros dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração deve ser considerada à parte do limite global da remuneração fixado para os administradores, ou seja, os valores percebidos não são classificados como remuneração dos administradores.

Os membros do Conselho de Administração que participarem do Comitê de Auditoria Estatutário 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 os mesmos fizeram jus a uma remuneração total de R\$ 2.935 mil no exercício de 2021 (R\$ 3.463,9 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2020, a remuneração acumulada no período foi de R\$ 2.259 mil (R\$ 2.711 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 2021, a companhia provisionou R\$ 14 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2021 para os membros da Diretoria Executiva.

Compromisso de Indenidade

O estatuto social da companhia estabelece a obrigação de indenizar e manter indene seus administradores, membros com funções estatutárias e demais empregados e prepostos que legalmente atuem por delegação dos administradores da companhia, de forma a fazer frente a determinadas despesas em virtude de reclamações, inquéritos, investigações e processos administrativos, arbitrais ou judiciais, no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, que visem a imputar qualquer responsabilidade por atos regulares de gestão praticados exclusivamente no exercício das suas atividades desde a data de sua posse ou do início do vínculo contratual com a companhia.

O primeiro período de abrangência do contrato de indenidade iniciou em 18 de dezembro de 2018 e segue até a ocorrência dos eventos a seguir, o que acontecer por último: (i) o final do 5º (quinto) ano após a data em que o Beneficiário deixar, por qualquer motivo, de exercer o mandato, função ou cargo; (ii) o decurso do prazo necessário ao trânsito em julgado de qualquer Processo no qual o Beneficiário seja parte em razão da prática de Ato Regular de Gestão; ou (iii) o decurso do prazo prescricional previsto em lei para os eventos que possam gerar as obrigações de indenização pela companhia, incluindo, mas não se limitando, ao prazo penal prescricional aplicável, ainda que tal prazo seja aplicado por autoridades administrativas. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) até 24 de março de 2020 é de US\$ 500 milhões.

O segundo período de abrangência do contrato iniciou em 25 de abril de 2020 e segue até a ocorrência dos mesmos tipos de eventos do primeiro período. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) até março de 2022 é de US\$ 300 milhões.

Os contratos de indenidade não abarcarão: (i) atos que tenham cobertura de apólice de seguro D&O contratada pela companhia, conforme formalmente reconhecido e implementado pela seguradora (ii) houver a prática de atos fora do exercício regular das atribuições ou poderes dos Beneficiários; (iii) houver a prática de ato com má-fé, dolo, culpa grave ou fraude por parte dos Beneficiários; (iv) houver a prática de ato em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da companhia; (v) houver a obrigação de pagamento de indenizações decorrentes de ação social prevista no artigo 159 da Lei 6.404/76 ou ao ressarcimento dos prejuízos de que trata o art. 11, § 5º, II da Lei nº 6.385/76; (vi) demais casos previstos no contrato de indenidade; (vii) demais casos em que se configurar situação de manifesto conflito de interesse com a companhia. Vale destacar que após decisão final irrecorrível, se restar comprovado que o ato praticado pelo beneficiário não é passível de indenização, o beneficiário está obrigado a devolver à companhia os valores adiantados. Ademais, a Petrobras não terá qualquer obrigação de indenizar os Beneficiários por lucros cessantes, perda de oportunidade comercial, interrupção de atividade profissional, danos morais ou danos indiretos.

Em relação a potenciais conflitos de interesse, a companhia contratará profissionais externos, de reputação ilibada, imparcial e independente, e com robusta experiência para analisar eventual pleito de indenização, de maneira a avaliar se o ato será ou não passível de cobertura. Além disso, o beneficiário da cobertura está impedido de participar das reuniões ou discussões que versarem sobre a aprovação do pagamento de suas próprias despesas.

38. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	2021	Consolidado 2020	2021	Controladora 2020
Valores pagos e recebidos durante o exercício				
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	4.915	3.735	4.878	3.716
Transações que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	–	1.672	1.773	36.167
Arrendamentos	37.044	22.515	39.956	30.110
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	(6.046)	27.899	(6.056)	27.829
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	6.362	8	6.353	–
Pré pagamento de exportação	–	–	72.128	65.751
Ativos recebidos por assunção de participação nas concessões	888	–	888	–
Acordo de Buzios - recebíveis	303	–	303	–

39. Eventos subsequentes

Venda de ativos do Polo Potiguar

Em 31 de janeiro de 2022, a Petrobras assinou com a empresa 3R Potiguar S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., contrato para a venda da totalidade de sua participação (100%) em um conjunto de 22 concessões de campos de produção terrestres e de águas rasas, juntamente à sua infraestrutura de processamento, refino, logística, armazenamento, transporte e escoamento de petróleo e gás natural, localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte - RN, denominados conjuntamente de Polo Potiguar.

O valor total da venda é de US\$ 1,38 bilhão, sendo (a) US\$ 110 milhões recebidos na data de assinatura do contrato de compra e venda; (b) US\$ 1,04 bilhão no fechamento da transação e (c) US\$ 235 milhões que serão pagos em 4 parcelas anuais de US\$ 58,75 milhões, a partir de março de 2024. Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

Venda de ativos Polo Alagoas

Em 4 de fevereiro de 2022, a Petrobras finalizou a venda do Polo Alagoas junto à empresa Origem Energia S.A (antiga Petro+), com a alienação da totalidade de sua participação (100%) em sete concessões, seis terrestres (Anambé, Arapaçu, Cidade de São Miguel dos Campos, Furado, Pilar e São Miguel dos Campos) e a concessão do campo de Paru localizada em águas rasas, com lâmina d'água de 24 metros.

O valor total da venda é de US\$ 300 milhões, sendo US\$ 60 milhões recebidos na data de assinatura do contrato de compra e venda e US\$ 240 milhões no fechamento da transação.

RMNR – Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho

Em fevereiro de 2022 foi iniciado o julgamento dos agravos interpostos pelo autor e diversos *amicus curiae*. Atualmente o julgamento encontra-se em andamento na Primeira Turma do Supremo Tribunal Federal, com 3 votos favoráveis à companhia, confirmando que o entendimento prevalecente é no sentido de reconhecer a validade do acordo coletivo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos. Considerando que o último ministro a se manifestar pediu vista, o julgamento foi suspenso aguardando a apresentação do voto do Ministro Vitor.

Informações adicionais sobre o assunto estão apresentadas na nota explicativa 18.

Pré-pagamento parcial à Petros

Em 22 de fevereiro de 2022, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a liquidação parcial antecipada do Termo de Compromisso Financeiro Pré-70 (TCF Pré-70) e do Termo de Compromisso Financeiro, Diferença de Pensão (TCF Diferença de Pensão), celebrado com a Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros), no valor de R\$ 6.882, prevista para ocorrer no dia 25 de fevereiro de 2022.

Cabe destacar que o TCF Pré-70 e o TCF Diferença de Pensão são compromissos já registrados nas demonstrações financeiras, compondo o registro do valor de passivo atuarial (nota explicativa 17).

Venda de ativos no Polo Norte Capixaba

Em 22 de fevereiro de 2022, a Petrobras aprovou a venda da totalidade de sua participação (100%) em um conjunto de 4 concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizadas no estado do Espírito Santo – ES, denominados conjuntamente de Polo Norte Capixaba, para a empresa Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda., subsidiária integral da Seacrest Exploração e Produção de Petróleo Ltda.

O valor total da venda é de até US\$ 544 milhões, sendo (a) US\$ 35,85 milhões pagos na data de celebração do contrato; (b) US\$ 442,15 milhões no fechamento da transação e (c) até US\$ 66 milhões em pagamentos contingentes previstos em contratos, a depender das cotações futuras do Brent. Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de certas condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP

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

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

A companhia, em 31 de dezembro de 2021, mantém atividades de E&P principalmente no Brasil, além de atividades na Argentina, Colômbia e Bolívia, na América do Sul. As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da joint venture MP Gulf of Mexico, LLC (MPGoM), da qual a Murphy Exploration & Production Company (Murphy) tem 80 % de participação e a Petrobras America Inc. (PAI) tem 20 % de participação, nos Estados Unidos da América, América do Norte. A companhia divulga suas reservas no Brasil, nos Estados Unidos da América e na Argentina. As reservas na Bolívia não são divulgadas, uma vez que a Constituição deste país não permite essa divulgação. Na Colômbia, nossas atividades são exploratórias, e, portanto, não há reservas associadas.

a) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A companhia aplica o método dos esforços bem sucedidos na contabilização dos gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, conforme nota explicativa 26. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 23 e 24.

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, depleção e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

	Consolidado					Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Exterior		
31 de dezembro de 2021							
Reservas de petróleo e gás não provadas	24.862	641	-	-	641	25.503	5
Reservas de petróleo e gás provadas	449.359	962	-	-	962	450.321	-
Equipamentos de suporte	379.407	4.338	-	-	4.338	383.745	-
Custos capitalizados brutos	853.629	5.941	-	-	5.941	859.570	5
Depreciação, Depleção e Amortização	(288.070)	(4.090)	-	-	(4.090)	(292.160)	(2)
Custos capitalizados, líquidos	565.559	1.851	-	-	1.851	567.410	3
31 de dezembro de 2020							
Reservas de petróleo e gás não provadas	90.623	582	-	-	582	91.204	4.118
Reservas de petróleo e gás provadas	321.450	726	-	-	726	322.176	-
Equipamentos de suporte	380.392	3.956	-	4	3.960	384.352	-
Custos capitalizados brutos	792.464	5.264	-	4	5.268	(218.233)	4.118
Depreciação, Depleção e Amortização	(223.501)	(3.571)	-	(4)	(3.575)	(227.076)	(1.644)
Custos capitalizados, líquidos	568.963	1.693	-	-	1.693	570.656	2.474
31 de dezembro de 2019							
Reservas de petróleo e gás não provadas	92.958	473	-	-	473	93.431	-
Reservas de petróleo e gás provadas	326.739	545	-	-	545	327.284	16.938
Equipamentos de suporte	355.865	2.770	-	3	2.773	358.638	-
Custos capitalizados brutos	775.562	3.788	-	3	3.791	779.353	16.938
Depreciação, Depleção e Amortização	(206.905)	(2.341)	-	(3)	(2.344)	(209.249)	(6.810)
Custos capitalizados, líquidos	568.657	1.447	-	-	1.447	570.104	10.128

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					Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Exterior Total	
31 de dezembro de 2021						
Custos de aquisição de áreas						
Provadas	-	-	-	-	-	-
Não provadas (*)	-	-	-	-	-	-
Custos de exploração	4.173	29	-	-	29	4.202
Custos de desenvolvimento	32.566	235	-	-	235	32.801
Total	36.739	264	-	-	264	37.003
31 de dezembro de 2020						
Custos de aquisição de áreas						
Provadas	1.701	-	-	-	-	1.701
Não provadas (*)	128	-	-	-	-	128
Custos de exploração	4.135	53	-	-	53	4.188
Custos de desenvolvimento	28.627	13	-	-	13	28.640
Total	34.591	66	-	-	66	34.657
31 de dezembro de 2019						
Custos de aquisição de áreas						
Provadas	-	-	-	-	-	-
Não provadas	68.612	-	-	-	-	68.612
Custos de exploração	4.259	43	-	-	43	4.302
Custos de desenvolvimento	27.079	25	-	-	25	27.104
Total	99.950	68	-	-	68	100.018

(*) Principalmente aquisição de direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa, conforme nota explicativa 24.1.

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 2021, 2020 e 2019 são apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para o seu segmento de RTC no Brasil. Os preços de transferência calculados através da metodologia adotada pela companhia podem não ser indicativos do preço que a companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

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

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

Informação Complementar (não auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	
31 de dezembro de 2021						
Receitas operacionais líquidas						
Vendas a terceiros	5.239	706	-	-	706	5.945
Intersegmentos	293.983	1	-	-	1	293.984
	299.222	707	-	-	707	299.929
Custos de produção	(93.834)	(359)	-	-	(359)	(94.193)
Despesas de exploração	(3.718)	(13)	-	-	(13)	(3.731)
Depreciação, depleção e amortização	(33.306)	(251)	-	-	(251)	(33.557)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	16.375	-	-	-	-	16.375
Outras despesas operacionais líquidas	5.171	52	-	(409)	(357)	4.814
Resultados antes dos impostos	189.910	136	-	(409)	(273)	189.637
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
31 de dezembro de 2020						
Receitas operacionais líquidas						
Vendas a terceiros	3.936	556	-	-	556	4.492
Intersegmentos	169.592	1	-	-	1	169.593
	173.528	557	-	-	557	174.085
Custos de produção	(47.716)	(298)	-	-	(298)	(48.014)
Despesas de exploração	(4.134)	(36)	-	-	(36)	(4.170)
Depreciação, depleção e amortização	(43.783)	(260)	-	-	(260)	(44.043)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(34.448)	-	-	-	-	(34.448)
Outras despesas operacionais líquidas	(5.500)	(10)	66	(159)	(103)	(5.603)
Resultados antes dos impostos	37.947	(47)	66	(159)	(140)	37.807
Imposto de renda e contribuição social	(12.901)	15	(22)	54	47	(12.854)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	25.046	(32)	44	(105)	(93)	24.953
31 de dezembro de 2019						
Receitas operacionais líquidas						
Vendas a terceiros	3.500	684	-	-	684	4.184
Intersegmentos	195.244	1	-	-	1	195.245
	198.744	685	-	-	685	199.429
Custos de produção	(62.121)	(274)	-	-	(274)	(62.395)
Despesas de exploração	(3.174)	(23)	-	-	(23)	(3.197)
Depreciação, depleção e amortização	(45.104)	(145)	-	(50)	(195)	(45.299)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(6.340)	-	-	(1.687)	(1.687)	(8.027)
Outras despesas operacionais líquidas	(5.446)	(59)	174	(145)	(30)	(5.476)
Resultados antes dos impostos	76.559	184	174	(1.882)	(1.524)	75.035
Imposto de renda e contribuição social	(26.029)	(63)	(59)	640	518	(25.511)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	50.530	121	115	(1.242)	(1.006)	49.524

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 2021, 2020 e 2019 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas em conformidade com as definições de reservas da Securities and Exchange Commission (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 (*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial		
	Óleo no Brasil	Óleo na América do Sul	Óleo sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo na América do Norte	Óleo na África	Total
Reservas em 31.12.2018 (1)	8.169	2	5	8.175	27	60	8.261
Revisão de estimativas anteriores	719	-	-	719	1	(7)	713
Extensões e descobertas	18	-	4	21	-	1	22
Vendas de reservas	(68)	-	-	(68)	-	-	(68)
Produção no ano	(754)	-	(1)	(755)	(5)	(12)	(772)
Reservas em 31.12.2019 (1)	8.083	1	8	8.092	23	42	8.156
Revisão de estimativas anteriores	269	(1)	(7)	261	-	-	261
Extensões e descobertas	35	-	-	35	-	-	35
Vendas de reservas	(61)	-	-	(61)	-	(41)	(102)
Produção no ano	(792)	-	(1)	(793)	(4)	(1)	(798)
Reservas em 31.12.2020	7.534	-	-	7.534	18	-	7.552
Revisão de estimativas anteriores	1.654	2	11	1.667	1	-	1.668
Vendas de reservas	(9)	-	-	(9)	-	-	(9)
Produção no ano	(773)	-	(1)	(774)	(3)	-	(777)
Reservas em 31.12.2021	8.406	2	10	8.419	17	-	8.435

(1) Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 60 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda (PO&G). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 42 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda (PO&G).

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

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	Gás natural na África	Total
Reservas em 31.12.2018 (1)	7.790	214	6	8.010	11	47	8.068
Revisão de estimativas anteriores	1.416	(42)	-	1.373	-	11	1.384
Extensões e descobertas	15	-	8	23	-	-	23
Vendas de reservas	(24)	-	-	(24)	-	-	(24)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(817)	(16)	(1)	(834)	(2)	(11)	(847)
Reservas em 31.12.2019 (1)	8.381	156	12	8.549	9	47	8.605
Revisão de estimativas anteriores	(93)	(119)	(11)	(222)	-	-	(222)
Extensões e descobertas	36	-	-	36	-	-	36
Vendas de reservas	(42)	-	-	(42)	-	(47)	(90)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(735)	(12)	(1)	(749)	(2)	-	(750)
Reservas em 31.12.2020	7.547	26	-	7.572	8	-	7.580
Revisão de estimativas anteriores	1.615	167	19	1.802	-	-	1.802
Vendas de reservas	(15)	-	-	(15)	-	-	(15)
Produção no ano	(692)	(16)	(1)	(709)	(1)	-	(710)
Reservas em 31.12.2021	8.455	177	18	8.650	7	-	8.657

(1) Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 47 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda (África). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 47 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda (África).

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

A produção de gás natural apresentada nestas tabelas é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem volumes de gás consumido, que representam 36% de nossa reserva provada total de gás natural em 2021.

As tabelas abaixo resumem as informações sobre as mudanças nas reservas provadas de óleo e gás, em milhões de barris de óleo equivalente, das nossas entidades consolidadas e investidas por equivalência patrimonial para 2021, 2020 e 2019:

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas			Investidas por Equivalência Patrimonial		Total	
	Óleo equivalente no Brasil	Óleo equivalente na América do Sul	Óleo equivalente sintético no Brasil	Óleo equivalente na América do Norte	Óleo equivalente na África		
Reservas em 31.12.2018 (1)	9.467	37	6	9.510	28	68	9.606
Revisão de estimativas anteriores	955	(7)	-	948	1	(5)	944
Extensões e descobertas	20	-	5	25	-	1	26
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(72)	-	-	(72)	-	-	(72)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(890)	(3)	(1)	(894)	(5)	(14)	(913)
Reservas em 31.12.2019 (1)	9.480	27	10	9.517	24	49	9.590
Revisão de estimativas anteriores	253	(21)	(9)	224	-	-	224
Extensões e descobertas	41	-	-	41	-	-	41
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(68)	-	-	(68)	-	(49)	(117)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(914)	(2)	(1)	(918)	(5)	-	(923)
Reservas em 31.12.2020	8.792	5	-	8.796	19	-	8.816
Extensões e descobertas	-	-	-	-	1	-	1
Revisão de estimativas anteriores	1.923	30	14	1.967	2	-	1.969
Vendas de reservas	(11)	-	-	(11)	-	-	(11)
Produção no ano	(888)	(3)	(1)	(892)	(3)	-	(896)
Reservas em 31.12.2021	9.816	31	13	9.860	18	-	9.878

(1) Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 68 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda (África). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 49 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda (África).

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

Em 2021, incorporamos 1.969 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

- (i) adição de 1.376 milhões de boe, em função, principalmente, do avanço no desenvolvimento do campo de Búzios, decorrente da aquisição do excedente da Cessão Onerosa e assinatura do acordo de coparticipação, e de investimentos em novos projetos para aumento da recuperação em outros campos das Bacias de Santos e Campos;
- (ii) adição de 429 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função do aumento de preço; e
- (iii) adição de 164 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente pelo bom desempenho dos reservatórios no pré sal da Bacia de Santos.

Estas adições foram reduzidas em 11 milhões de boe devido a vendas de reservas provadas.

A reserva provada total da companhia, em 2021, resultou em 9.878 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e vendas descritas acima e descontando a produção de 896 milhões de boe. 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 2020, incorporamos 223,7 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

- (i) adição de 637,1 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente associadas à boa performance e ao maior histórico de produção de reservatórios do pré sal da Bacia de Santos;
- (ii) adição de 253,9 milhões de boe devido à aprovação de novos projetos, principalmente nas Bacias de Santos e Campos; e
- (iii) redução de 667,2 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função da redução de preço.

Também incorporamos 40,8 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, no pré-sal da Bacia de Santos, e reduzimos 116,8 milhões de boe devido a vendas de reservas provadas.

A reserva provada total da companhia, em 2020, resultou em 8.815,7 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e vendas descritas acima e descontando a produção de 922,5 milhões de boe em 2020. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração (TLD's) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Em 2019, incorporamos 943,7 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 529,1 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente associadas a boa performance e ao maior histórico de produção de reservatórios do pré sal da Bacia de Santos;

(ii) adição de 266,8 milhões de boe referente a revisões contratuais, incluindo o remanejamento de volumes devido à revisão do contrato da Cessão Onerosa, e a prorrogação de contratos de concessões no Brasil;

(iii) adição de 242,6 milhões de boe devido a aprovação de novos projetos nas Bacia de Santos, Campos e Espírito Santo; e

(iv) redução de 94,8 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função da redução de preço.

Também incorporamos 25,6 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos, e reduzimos 72,3 milhões de boe de nossas reservas provadas devido a vendas de reservas provadas.

Considerando a produção de 912,8 milhões de boe em 2019 e as variações acima, a reserva provada total da companhia resultou em 9.590,4 milhões de boe em 2019. A produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração (TLD's) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

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

Informação Complementar (não auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

2019

	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
		(mmbbl)		(bnct)	(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.999	8	5.716	12	5.961
América do Sul, exceto Brasil (2)	1	-	67	-	12
Total Entidades Consolidadas	5.000	8	5.783	12	5.973
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	18	-	7	-	19
África	37	-	45	-	45
Total Investidas por equivalência patrimonial	55	-	52	-	64
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	5.055	8	5.834	12	6.037
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.084	-	2.665	-	3.528
América do Sul, exceto Brasil (2)	-	-	89	-	15
Total Entidades Consolidadas	3.084	-	2.754	-	3.543
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	4	-	2	-	5
África	4	-	2	-	5
Total Investidas por equivalência patrimonial	9	-	5	-	10
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	3.093	-	2.759	-	3.553
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.148	8	8.593	12	9.590

(1) Inclui valores referentes a ativos mantidos para venda (37 milhões de barris de óleo e 45 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas desenvolvidas e 4 milhões de barris de óleo e 2 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas não desenvolvidas) na África (PO&G).

(2) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 20% nas reservas desenvolvidas e 53% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 4% nas reservas desenvolvidas e 5% nas reservas não desenvolvidas.

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

2020

	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
		(mmbbl)		(bnct)	(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.858	-	5.714	-	5.810
América do Sul, exceto Brasil (1)	-	-	26	-	5
Total Entidades Consolidadas	4.858	-	5.740	-	5.814
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	17	-	7	-	18
Total Investidas por equivalência patrimonial	17	-	7	-	18
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.875	-	5.747	-	5.833
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	2.676	-	1.833	-	2.982
América do Sul, exceto Brasil (1)	-	-	-	-	-
Total Entidades Consolidadas	2.676	-	1.833	-	2.982
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	1	-	1	-	1
Total Investidas por equivalência patrimonial	1	-	1	-	1
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	2.678	-	1.833	-	2.983
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	7.552	-	7.580	-	8.816

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 21% nas reservas desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 6% nas reservas desenvolvidas e 5% nas reservas não desenvolvidas.

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

	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
		(mmbbl)		(bnct)	(mboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.711	10	5.591	18	5.656
América do Sul, exceto Brasil (1)	1		79		14
Total Entidades Consolidadas	4.712	10	5.669	18	5.670
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	15		6		16
Total Investidas por equivalência patrimonial	15		6		16
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.727	10	5.675	18	5.686
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.695		2.865		4.173
América do Sul, exceto Brasil (1)	1		98		17
Total Entidades Consolidadas	3.696		2.963		4.190
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	2		1		2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2		1		2
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	3.698		2.964		4.192
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.425	10	8.639	18	9.878

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 24% nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 2% nas reservas desenvolvidas e 3% nas reservas não desenvolvidas.

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

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 SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural.

As estimativas de futuras entradas de caixa da produção são calculadas pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinado como uma média aritmética não ponderada do primeiro preço de cada mês dentro desse período, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo indexadores baseados em condições futuras. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos futuros de desenvolvimento e produção correspondem aos dispêndios futuros estimados necessários para desenvolver e extrair as reservas provadas estimadas no fim do exercício com base em indicações de custo no fim do exercício, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda futuro é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. No Brasil, em conjunto com o imposto de renda, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 da SEC requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

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.

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			Investimentos por Equivalência Patrimonial (2)
	Brasil	América do Sul	Total	
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
Em 31 de dezembro de 2020				
Fluxos de caixa futuros	1.710.895	353	1.711.248	3.426
Custo de produção futuros	(937.130)	(261)	(937.391)	(2.385)
Custo de desenvolvimento futuros	(160.363)	(84)	(160.447)	(248)
Despesa futura de imposto de renda	(240.591)	-	(240.591)	(406)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	372.811	8	372.819	387
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(136.761)	(1)	(136.762)	(6)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	236.050	8	236.058	380
Em 31 de dezembro de 2019				
Fluxos de caixa futuros	2.108.808	2.395	2.111.203	15.919
Custo de produção futuros	(1.072.063)	(1.121)	(1.073.184)	(5.309)
Custo de desenvolvimento futuros	(135.183)	(554)	(135.737)	(2.026)
Despesa futura de imposto de renda	(338.536)	(124)	(338.660)	(1.722)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	563.026	596	563.622	6.862
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(216.190)	(325)	(216.515)	(1.305)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	346.836	271	347.107	5.556

(1) Capitalização semestral

(2) Inclui o valor de R\$ 4.119 milhões referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2019.

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Informação Complementar (não auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			Investimentos por Equivalência Patrimonial (1)
	Brasil	América do Sul	Total	
Saldo em 1º 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
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(1.323)	-	(1.323)	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	-	-	-	54
Revisões de estimativas anteriores de volumes	221.312	1.098	222.410	159
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	581.419	311	581.730	2.153
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(106.868)	(639)	(107.507)	18
Acréscimo de desconto	23.605	1	23.606	266
Variação 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
Saldo em 31 de dezembro de 2021	616.392	478	616.870	2.523
Saldo em 1º de janeiro de 2020	346.836	271	347.107	5.556
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(125.812)	(72)	(125.884)	(483)
Custos de desenvolvimento incorridos	28.627	13	28.640	293
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(4.346)	-	(4.346)	(5.373)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	2.614	-	2.614	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	16.225	(181)	16.044	(51)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(280.348)	(743)	(281.091)	(1.927)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(24.211)	500	(23.711)	345
Acréscimo de desconto	34.684	48	34.731	59
Variação líquida do imposto de renda	127.263	124	127.387	262
Outros - não especificados	-	(36)	(36)	8
Ajuste acumulado de conversão	114.518	83	114.601	1.691
Saldo em 31 de dezembro de 2020	236.050	8	236.058	380
Saldo em 1º de janeiro de 2019	404.057	671	404.728	8.478
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(136.564)	(256)	(136.822)	(3.117)
Custos de desenvolvimento incorridos	27.079	25	27.104	590
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(5.460)	-	(5.460)	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	1.515	-	1.515	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	72.093	(173)	71.920	32
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(134.269)	(572)	(134.840)	(1.988)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(20.956)	234	(20.722)	(383)
Acréscimo de desconto	40.406	98	40.504	959
Variação líquida de imposto de renda	61.851	161	62.012	1.430
Outros - não especificados	-	27	27	(979)
Ajuste acumulado de conversão	37.084	55	37.140	533
Saldo em 31 de dezembro de 2019	346.836	271	347.107	5.556

(1) Inclui o valor de R\$ 6.090 milhões referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 1 de janeiro 2019. Inclui o valor de R\$ 4.119 milhões referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2019.

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Balanco Social (não auditado)

	Consolidado	
	2021	2020
1- Base de Cálculo		
Receita de vendas Consolidada (RL)	452.668	272.069
Lucro (Prejuízo) antes da participação no lucro e impostos consolidados (RO)	151.575	37
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB) (i)	32.972	34.129

	% sobre			% sobre		
	Valor	FPB	RL	Valor	FPB	RL
2- Indicadores Sociais Internos						
Alimentação	1.263	3,83	0,28	990	2,90	0,36
Encargos sociais compulsórios	4.524	13,72	1,00	5.018	14,70	1,84
Previdência privada	11.164	33,86	2,47	4.800	14,06	1,76
Saúde	2.009	6,09	0,44	2.233	6,54	0,82
Segurança e saúde no trabalho	163	0,49	0,04	139	0,41	0,05
Educação	271	0,82	0,06	315	0,92	0,12
Cultura	8	0,02	-	8	0,02	-
Capacitação e desenvolvimento profissional	44	0,13	0,01	31	0,09	0,01
Creches ou auxílio-creche	21	0,06	-	31	0,09	0,01
Participação dos empregados nos lucros ou resultados e remuneração variável	3.227	9,79	0,71	2.271	6,65	0,83
Benefícios concedidos aos empregados de tempo integral que não são oferecidos a empregados temporários ou de tempo parcial (I)	128	0,39	0,03	-	-	-
Outros	3	0,01	-	206	0,60	0,08
Total - Indicadores sociais internos	22.825	69,23	5,04	16.042	47,00	5,90

	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
3- Indicadores Sociais Externos						
Socioambiental	88	0,06	0,02	89	240,54	0,03
Cultura (II)	37	0,02	0,01	18	48,65	0,01
Esportivo (II)	1	-	-	5	13,51	-
Negócio, Ciência e Tecnologia (II)	12	0,01	-	8	21,62	-
Doações (III)	101	0,07	0,02	26	70,27	0,01
Total de investimentos para a sociedade	239	0,16	0,05	146	394,59	0,05
Tributos (excluídos encargos sociais)	161.648	106,65	35,71	91.821	248.164,15	33,75
Total - Indicadores sociais externos	161.887	106,80	35,76	91.967	248.558,74	33,80

	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
4- Indicadores Ambientais						
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	3.820	2,52	0,84	2.620	7.081,08	0,96
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa: (IV)						
				() não possui metas () cumpre de 0 a 50%		() não possui metas () cumpre de 0 a 50%
				() cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100%		() cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100%
				2021		2020
Intensidade de Emissões de GEE no E&P (IGEE) – kgCO ₂ e/boe (V)				15,7		15,9
Intensidade de Emissões de GEE no Refino (IGEE) – kgCO ₂ e/CWT (V)				39,7		40,2
Volume Vazado de Óleo e Derivados - m ³ (IV)(VI)				11,6		216,5

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	2021	Consolidado 2020
5- Indicadores do Corpo Funcional		
Número de empregados(as) ao final do período	45.532	49.050
Número de admissões durante o período	248	206
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços (VII)	99.126	92.766
Número de estagiários(as)	161	149
Número de empregados(as) acima de 45 anos	16.787	18.437
Número de mulheres que trabalham na empresa (VIII)	7.692	8.161
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres (VIII)	19,3%	19,1%
Número de negros(as) que trabalham na empresa (IX)	13.914	14.799
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (IX)	21,3%	20,0%
Número de empregados com deficiência (XI)	404	278
Razão Entre a Remuneração de Mulheres e Homens (X)	0,96	0,95
Número médio de horas de treinamento por ano por empregado (XI)	63,34	48,88
Percentual de empregados que recebem regularmente análises de desempenho e de desenvolvimento de carreira (XII)	99,6%	99,8%
Treinamento em Políticas de Combate a Corrupção (II)	9	14

	2021	Metas 2022
6- Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (XIII)	30,95	-

	201		2021		252
Número total de acidentes de trabalho (XIV)					
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por: (XV)	() direção	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() direção	(X) direção e gerências
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por: (XVI)	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() todos(as) + Cipa	(X) direção e gerências	() todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa: (XVII)	() não se envolve	() segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT	() não se envolverá	() seguirá as normas da OIT
A previdência privada contempla: (XVIII)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla: (XIX)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	(X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa: (XX)	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos	() não serão considerados	() serão sugeridos (X) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa: (XXI)	() não se envolve	() apoia	(X) organiza e incentiva	() não se envolverá	() apoiará (X) organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (XXII)	Na empresa 7.749	No Procon 4	Na justiça 4	Na empresa 6.733	No Procon - Na justiça -
Percentual de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas: (XXII)	Na empresa 81%	No Procon 50%	na Justiça 0%	Na empresa 79%	No Procon - Na justiça -
Valor adicionado total a distribuir:	Em 2021		403.106	Em 2020	185.597
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	46% governo	8% colaboradores		47% governo	12% colaboradores(as)
	25% acionistas	19% terceiros	2% retido	acionistas	38% terceiros
					1% retido

7 - Outras Informações

- (i) Composta por salários, vantagens, FGTS, INSS e demais benefícios a empregados.
- I. A Petrobras Controladora não faz distinção entre os benefícios oferecidos aos empregados que trabalham em tempo integral e aos empregados que optam pela redução de jornada com redução proporcional de remuneração. O valor ora apresentado se refere aos empregados das empresas Transpetro, Petrobras Colombia Combustibles, Petrobras Singapore PTE LTD, Petrobras America INC. (PAI) e Petrobras Global Tradding B.V. Em 2020, a abrangência dos dados apresentados foi apenas Petrobras Controladora.
- II. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora
- III. As doações foram realizadas em dinheiro, bens e serviços valorados. Destinaram-se ao combate à Covid-19, distribuição de vouchers para aquisição de gás de cozinha para famílias em vulnerabilidade social e doações de cestas básicas, entre outros.
- IV. Dado da Petrobras Controladora e sua subsidiária Transpetro.
- V. Os resultados de desempenho em emissões em 2021 ainda serão verificados por terceira parte, sendo assim, podem ocorrer variações, não sendo esperadas alterações significativas. O indicador kg CO₂/boe considera em seu denominador a produção bruta de óleo e gás ("wellhead"). O indicador kg CO₂/CWT foi desenvolvido pela Solomon Associates especificamente para refinarias e foi adotado pelo Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (EU Emissions Trading System, EU ETS) e pela CONCAWE (associação de empresas europeias de refino e distribuição de petróleo e gás). O CWT (Complexity Weighted Tonne) de uma refinaria considera o potencial de emissão de gases de efeito estufa (GEE), em equivalência à destilação, para cada unidade de processo. Assim, é possível comparar as emissões de refinarias de diversos tamanhos e complexidades. IGEE-E&P abrange atividades de exploração e produção de óleo e gás com controle operacional. IGEE-Refino abrange atividades de refino com controle operacional.
- VI. Soma dos volumes de vazamentos de óleo (ou derivados) que foram individualmente superiores a 1 barril e que alcançaram corpos hídricos ou solo não impermeabilizado. O critério volumétrico (>1 barril) é utilizado no indicador corporativo Volume Vazado de Óleo e Derivados e está alinhado ao Manual da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) para reporte de incidentes relacionados a atividades de E&P. Vazamentos originados por derivações clandestinas de óleo não foram contabilizadas.
- VII. Empregados de empresas prestadoras de serviço que atuam nas instalações da Petrobras ou em áreas sob responsabilidade da Companhia.
- VIII. Número corresponde a empregadas mulheres, não incluindo empregadas de empresas contratadas que trabalham nas instalações da Companhia.
- IX. Número corresponde a empregados negros, não incluindo empregados de empresas contratadas que trabalham nas instalações da Companhia. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora e as empresas no Brasil. Por questões culturais de alguns países, esta informação não tem como ser obtida e consolidada para todas as empresas no exterior.
- X. Média ponderada entre a razão da remuneração de mulheres e homens em 2021 de cada empresa e o seu respectivo efetivo. De acordo com a Diretriz 7 de nossa Política de Recursos Humanos e com o item 4.2.a do nosso Código de Conduta Ética, o Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) da Petrobras não faz distinção de gênero na remuneração entre homens e mulheres que ocupam o mesmo cargo ou função. Entretanto, um dos fatores que contribuem para a diferença na remuneração entre homens e mulheres é o regime de trabalho, tendo em vista que os regimes especiais de trabalho pagam adicionais e tem predominância masculina na indústria de óleo e gás. Os dados de 2020 se referem apenas à Petrobras Controladora.
- XI. Os dados de 2020 se referem apenas à Petrobras Controladora.
- XII. Média ponderada entre a razão dos empregados com avaliação de desempenho de cada empresa e o seu respectivo efetivo.
- XIII. Os dados de 2020 se referem apenas a Petrobras Controladora e o valor de 29,5 divulgado em 2020 contemplou a remuneração exclusivamente de empregados não estatutários. Considerando a remuneração de todos os públicos, a razão seria de 35,2. Não há estudos em desenvolvimento para fixação de metas para o ano seguinte, uma vez que as remunerações praticadas seguem as orientações emitidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Estatais Federais - SEST e dependem de negociações com as representações sindicais.
- XIV. O número de acidentados que compõe o TAR (Taxa de Acidentados Registráveis por milhão de homem-hora) é o número total de acidentados excluindo os acidentados com lesão relacionada a primeiros socorros. O número de acidentados em 2021 foi um resultado significativamente abaixo dos melhores benchmarks da indústria. Já o número apresentado para 2022 foi estimado com base no Limite de Alerta (LA) estabelecido para o indicador TAR e no HHER (Homem-Hora de Exposição ao Risco) projetado para o ano e é abaixo do benchmark da indústria. Para fins de esclarecimento, usa-se o termo "Limite de Alerta" no lugar de "meta" para os indicadores de segurança. Não há limite de alerta específico para "acidentes", mas sim para "acidentados".
- XV. Em algumas controladas, a decisão coube/caberá à direção.
- XVI. No caso da Transpetro os padrões são definidos por todo(as) + CIPA.
- XVII. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora. Em relação as suas controladas no Brasil, a Petrobras recomenda o respeito à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores. As participações societárias no exterior seguem a legislação local.
- XVIII. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora e as empresas no Brasil, exceto Gas Brasileiro Distribuidora S.A. que não tem previdência. As participações societárias no exterior seguem a legislação local.
- XIX. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora e as empresas no Brasil. As participações societárias no exterior seguem a legislação local.
- XX. Em algumas controladas os padrões são sugeridos.
- XXI. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora. A Transpetro apoia atividades voluntárias e demais controladas não se envolvem.
- XXII. Grande parte das empresas não se relaciona com consumidor final. Com relação às manifestações no Procon e ações judiciais, não é possível fazer estimativas.

Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16 (não auditado)

Em atendimento às exigências de divulgação de dados sobre as atividades que, observados os requisitos do artigo 3º do Estatuto Social da Petrobras, estão relacionadas à consecução dos fins de interesse público em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, resumimos a seguir os compromissos vigentes no ano de 2021:

I – PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade

A companhia possui um portfólio de contratos de comercialização de gás que contém contratos que estão no escopo do Programa Prioritário de Termelétricidade, instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, que 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 2021, receitas de aproximadamente R\$ 1.754 e custos de R\$ 2.812 (inclui custo do gás e despesas de infraestrutura e transporte), resultado este suprido pelo “orçamento da companhia.” Cabe ressaltar que os custos do ano de 2021 estão influenciados pelos maiores preços de GNL no mercado internacional.

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 (PBE), 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 2021, os custos associados ao CONPET, custeados pelo orçamento da companhia, foram no montante aproximado de R\$ 527 mil.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

EDUARDO BACELLAR LEAL FERREIRA
PRESIDENTE

CYNTHIA SANTANA SILVEIRA
CONSELHEIRA

JOAQUIM SILVA E LUNA
CONSELHEIRO

MARCELO GASPARINO DA SILVA
CONSELHEIRO

MARCELO MESQUITA DE SIQUEIRA FILHO
CONSELHEIRO

MÁRCIO ANDRADE WEBER
CONSELHEIRO

MURILO MARROQUIM DE SOUZA
CONSELHEIRO

RODRIGO DE MESQUITA PEREIRA
CONSELHEIRO

ROSANGELA BUZANELLI TORRES (*)
CONSELHEIRA

RUY FLAKS SCHNEIDER
CONSELHEIRO

SONIA JULIA SULZBECK VILLALOBOS
CONSELHEIRA

(*) Não participou da reunião do Conselho de Administração de aprovação das demonstrações financeiras.

DIRETORIA EXECUTIVA

JOAQUIM SILVA E LUNA
PRESIDENTE

CLÁUDIO ROGÉRIO LINASSI MASTELLA
**DIRETOR EXECUTIVO DE COMERCIALIZAÇÃO
E LOGÍSTICA**

FERNANDO ASSUMPTÇÃO BORGES
**DIRETOR EXECUTIVO DE EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO**

JOÃO HENRIQUE RITTERSHAUSSEN
**DIRETOR EXECUTIVO DE DESENVOLVIMENTO
DA PRODUÇÃO**

JULIANO DE CARVALHO DANTAS
**DIRETOR EXECUTIVO DE TRANSFORMAÇÃO DIGITAL
E INOVAÇÃO**

RAFAEL CHAVES SANTOS
**DIRETOR EXECUTIVO DE
RELACIONAMENTO INSTITUCIONAL E
SUSTENTABILIDADE**

RODRIGO ARAUJO ALVES
**DIRETOR EXECUTIVO FINANCEIRO E DE
RELACIONAMENTO COM INVESTIDORES**

RODRIGO COSTA LIMA E SILVA
**DIRETOR EXECUTIVO DE REFINO
E GÁS NATURAL**

SALVADOR DAHAN
**DIRETOR EXECUTIVO DE GOVERNANÇA E
CONFORMIDADE**

EDMILSON NASCIMENTO DAS NEVES
CONTADOR-CRC-RJ-089819/O-8

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, 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 social findo em 31 de dezembro de 2021;

(ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da KPMG Auditores Independentes, relativamente às demonstrações financeiras da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2021.

Rio de Janeiro, 23 de fevereiro de 2022.

Joaquim Silva e Luna

Presidente

Rafael Chaves Santos

Diretor Executivo de Relacionamento Institucional e Sustentabilidade

Cláudio Rogério Linassi Mastella

Diretor Executivo de Comercialização e Logística

Rodrigo Araujo Alves

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores

Fernando Assumpção Borges

Diretor Executivo de Exploração e Produção

Rodrigo Costa Lima e Silva

Diretor Executivo de Refino e Gás Natural

João Henrique Rittershausen

Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção

Salvador Dahan

Diretor Executivo de Governança e Conformidade

Juliano de Carvalho Dantas

Diretor Executivo de Transformação Digital e Inovação



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 2021 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, compreendendo as políticas contábeis significativas 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 2021, 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 Nota Explicativa nº 17.3 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>A Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e planos de saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria e assistência médica a seus empregados.</p> <p>A mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão e saúde é dependente, em parte, da seleção de certas premissas atuariais. Tais premissas incluem a taxa de desconto e os custos médicos projetados. A Companhia contrata atuários externos para auxiliar no processo de avaliação das premissas atuariais, e no cálculo da obrigação dos planos de pensão e de saúde.</p> <p>Consideramos a mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente ao processo de determinação das premissas atuariais, bem como pelo impacto significativo que pequenas mudanças dessas premissas poderiam ter na obrigação atuarial dos planos de pensão e de saúde.</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 mensuração do passivo atuarial, incluindo controles relacionados com a determinação, revisão e aprovação das premissas de taxa de desconto e custos médicos 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 de saúde, incluindo a natureza e escopo do trabalho efetuado, suas qualificações profissionais e experiências; e– Avaliação, com o envolvimento de nossos especialistas em cálculos atuariais, das premissas como taxa de desconto e custos médicos projetados, incluindo comparação com dados obtidos de fontes externas. <p>Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que a mensuração do passivo atuarial é aceitável no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.</p>

2 – Avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos das unidades geradoras de caixa de exploração e produção

Conforme Nota Explicativa nº 25 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>Para a redução ao valor recuperável dos ativos (“<i>impairment</i>”) imobilizado e intangível, 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 seus valores contabilizados. As projeções de fluxo de caixa usadas para determinar os valores recuperáveis dos ativos dependem de certas premissas futuras como: preço do petróleo (<i>Brent</i>), taxa de câmbio (Real/Dólar), gastos capitalizáveis (“CAPEX”), gastos operacionais (“OPEX”), e estimativas de volume e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás. O valor recuperável também é sensível a pequenas mudanças na taxa de desconto utilizada no fluxo de caixa.</p> <p>A definição das UGCs de exploração e produção considera fatores operacionais que impactam a interdependência entre os ativos de petróleo e gás e, conseqüentemente, altera a agregação ou segregação de áreas de exploração e produção dentro das UGCs.</p> <p>Devido ao grau de complexidade e subjetividade na definição das UGC’s de exploração e produção, e na estimativa do valor recuperável, consideramos esse como um principal assunto de auditoria.</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 da unidade geradora 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; – Para as alterações nas UGCs de exploração e produção durante o ano, avaliamos os fatores operacionais considerados pela Companhia para as alterações, 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, comparando com os volumes certificados por especialista externo de reservas contratado pela Companhia, e, para uma seleção de UGCs, com dados históricos de produção; – Avaliação do escopo, competência e objetividade dos especialistas externos de reservas contratados pela Companhia para certificar o volume de tais reservas. Tal avaliação inclui a avaliação da natureza do trabalho efetuado, assim como suas qualificações e experiência profissional; – Avaliação, para uma seleção de UGCs o CAPEX e OPEX utilizados da projeção de fluxo de caixa comparando o mesmo com o último plano de negócios aprovado da Companhia, e seus orçamentos de longo prazo; e – Avaliação da habilidade da Companhia na preparação dos fluxos de caixa, comparando as projeções de fluxos de caixa anteriores com o resultado real do fluxo de caixa da Companhia para o exercício findo em 2021 para uma seleção de UGCs;

	<p>Com o auxílio dos nossos especialistas em finanças corporativas, avaliação das premissas-chave utilizadas no teste de impairment como a taxa de desconto, o preço futuro do petróleo e gás natural e as taxas de câmbio, comparando-as com fontes de mercado externas.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os valores recuperáveis para as UGCs de exploração e produção são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.</p>
<p>3 – Análise das provisões e divulgações de certas causas trabalhistas, cíveis e tributárias</p>	
<p>Conforme Nota Explicativa nº 18 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.</p>	
<p>Principal assunto de auditoria</p>	<p>Como nossa auditoria conduziu esse assunto</p>
<p>A Companhia é parte passiva em processos judiciais de natureza tributária, civil e trabalhista, decorrentes do curso normal de suas atividades.</p> <p>A Companhia registra uma provisão para essas causas quando é provável a ocorrência de uma saída de caixa para quitação de uma obrigação presente, e quando a mesma pode ser razoavelmente estimada. A Companhia divulga uma contingência quando a probabilidade de perda da causa é considerada possível, ou quando a probabilidade é considerada provável mas não é possível estimar razoavelmente o valor de saída de caixa.</p> <p>Consideramos esse assunto como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente à determinação das estimativas relacionadas com os valores envolvidos, e com a probabilidade de saída de recursos, oriundos das ações trabalhistas, cíveis e tributárias consideradas mais significativas.</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 avaliação dos processos judiciais, incluindo controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação da probabilidade da saída de recurso, e da estimativa do valor envolvido, assim como controles relacionados com a divulgação nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas; – Avaliação do escopo, competência e objetividade dos especialistas jurídicos, internos e externos, os quais auxiliam a Companhia na definição da estimativa relacionada com os valores envolvidos, e com a probabilidade de saída de recursos, assim como suas qualificações e experiência profissional; – Obtenção de confirmações, recebidas diretamente dos especialistas jurídicos externos, que incluem avaliações sobre as probabilidades de perda, e as estimativas de valores envolvidos. Comparamos essas avaliações e estimativas àquelas usadas pela Companhia, e avaliamos a adequação das divulgações efetuadas; e – Avaliação da habilidade da Companhia na preparação dessas estimativas comparando os valores pagos na resolução de causas no exercício, com as provisões previamente reconhecidas;

	<p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o nível de provisionamento para as causas acima referidas, assim como as divulgações correlatas no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.</p>
--	--

4 – Avaliação da estimativa de provisões para desmantelamento de áreas

Conforme Nota Explicativa nº 19 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>Como consequência 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 área inclui premissas relacionadas com a extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental, e para o desmantelamento e remoção das estruturas e equipamentos utilizados na produção de petróleo e gás natural, assim como o prazo e os custos estimados de abandono.</p> <p>Identificamos a avaliação desta estimativa 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, o prazo 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 o prazo para o abandono da área, e os custos estimados de abandono; – Avaliação da premissa de prazo do abandono usado pela Companhia através 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 do custo de abandono através de comparação com relatórios externos da indústria; – 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, além dos especialistas externos de reservas contratados pela Companhia para certificar o volume de tais reservas. Tal avaliação inclui a avaliação da natureza do trabalho efetuado, assim como suas qualificações e experiência profissional; – Avaliação da habilidade da Companhia na preparação dessa estimativa comparando uma seleção de gastos reais incorridos em desmobilizações de instalações de produção de petróleo e gás já em fase de abandono, com as provisões para desmantelamento de áreas previamente registradas.



	Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o saldo das provisões 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 2021.
--	---

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, 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, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração 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 as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as conseqüências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 23 de fevereiro de 2022

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Marcelo Gavioli
Contador CRC 1SP201409/O-1

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 23 de fevereiro de 2022: I - Relatório da Administração do Exercício de 2021; II - Demonstrações Contábeis relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e III - Proposta de Distribuição de Dividendos do exercício de 2021.

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, datado de 23 de fevereiro de 2022, 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 2021.

Rio de Janeiro, 23 de fevereiro de 2022

Agnes Maria de Aragão da Costa
Presidente

Jeferson Luís Bittencourt
Conselheiro

Patrícia Valente Stierli
Conselheira

Michele da Silva Gonsales Torres
Conselheira

Sergio Henrique Lopes de Sousa
Conselheiro

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 e Instrução CVM nº 308 da Comissão de Valores Mobiliários, de 14 de maio de 1999, alterada pela Instrução CVM nº 509, de 16 de novembro de 2011, 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.

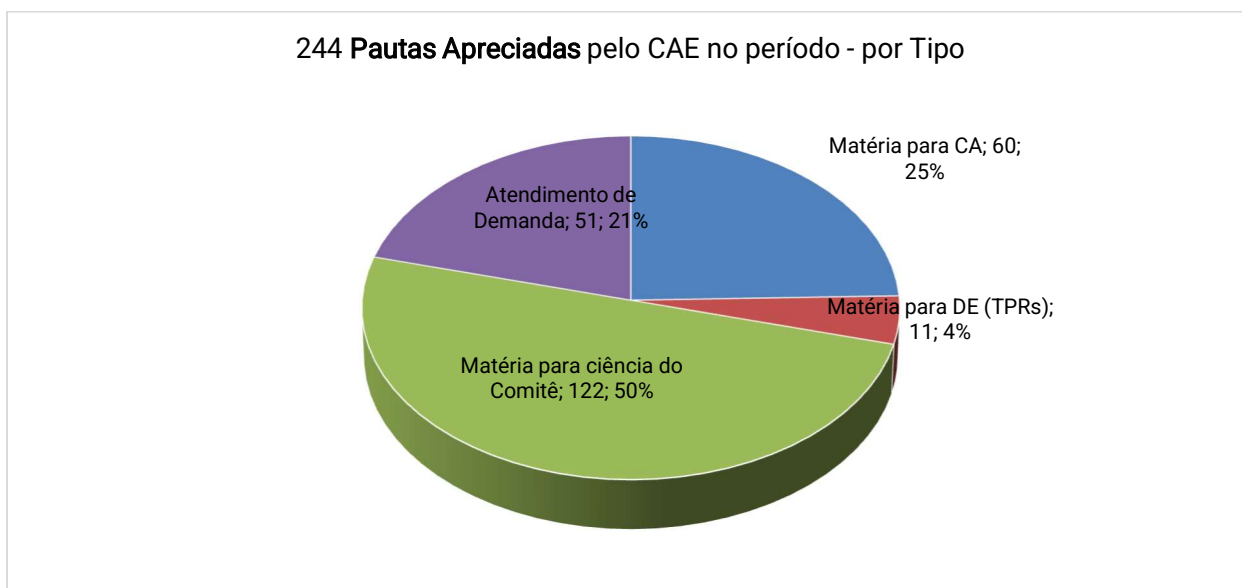
O CAE é composto por 4 (quatro) membros, escolhidos pelo Conselho de Administração dentre seus integrantes. Ao menos 01 (um) dos membros do CAE deverá ser integrante do Conselho de Administração da Petrobras eleito pelos acionistas minoritários ou pelos detentores de ações preferenciais.

Resumo das atividades no Exercício 2021

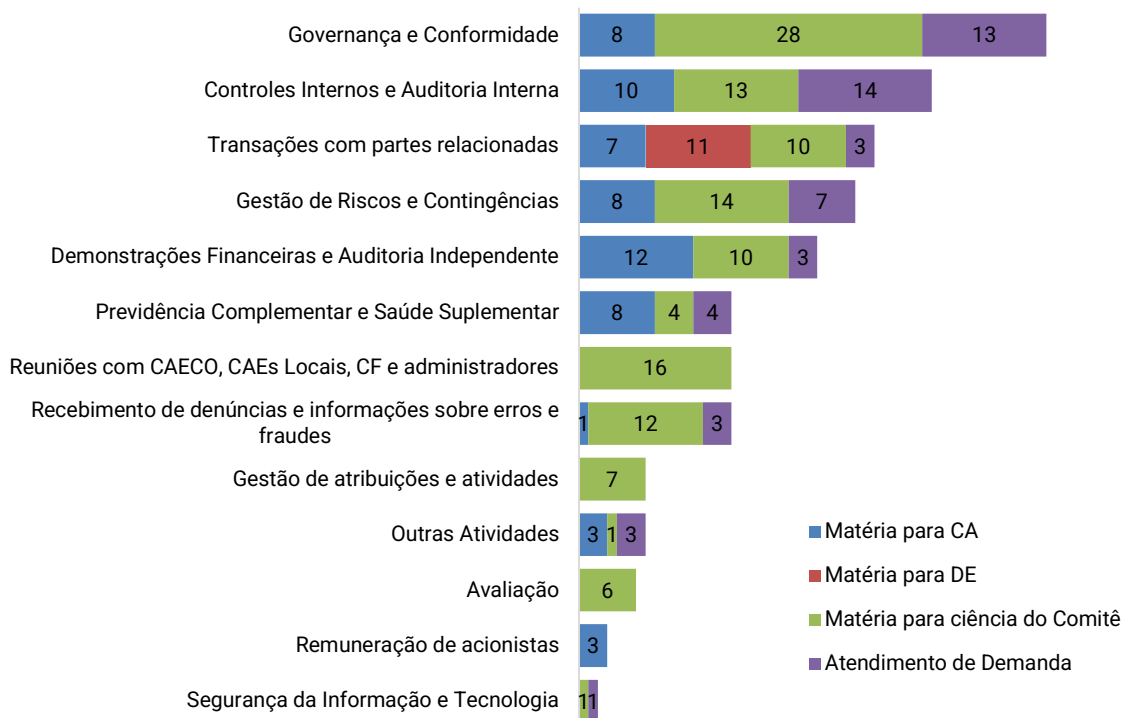
No período de 02 de março de 2021 (primeira reunião ordinária do CAE após apreciação das Demonstrações Contábeis de 2020) a 21 de fevereiro de 2022 (até a reunião ordinária do CAE que apreciou as Demonstrações Financeiras da Petrobras relativas ao Exercício findo em 31/12/2021), o Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras realizou 46 reuniões que contemplaram 242 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 03/02/2021 a 21/02/2022 (*)		
Total de reuniões	46 reuniões	3,8 reuniões / mês
Total de pautas	244 pautas	5,3 pautas / reunião

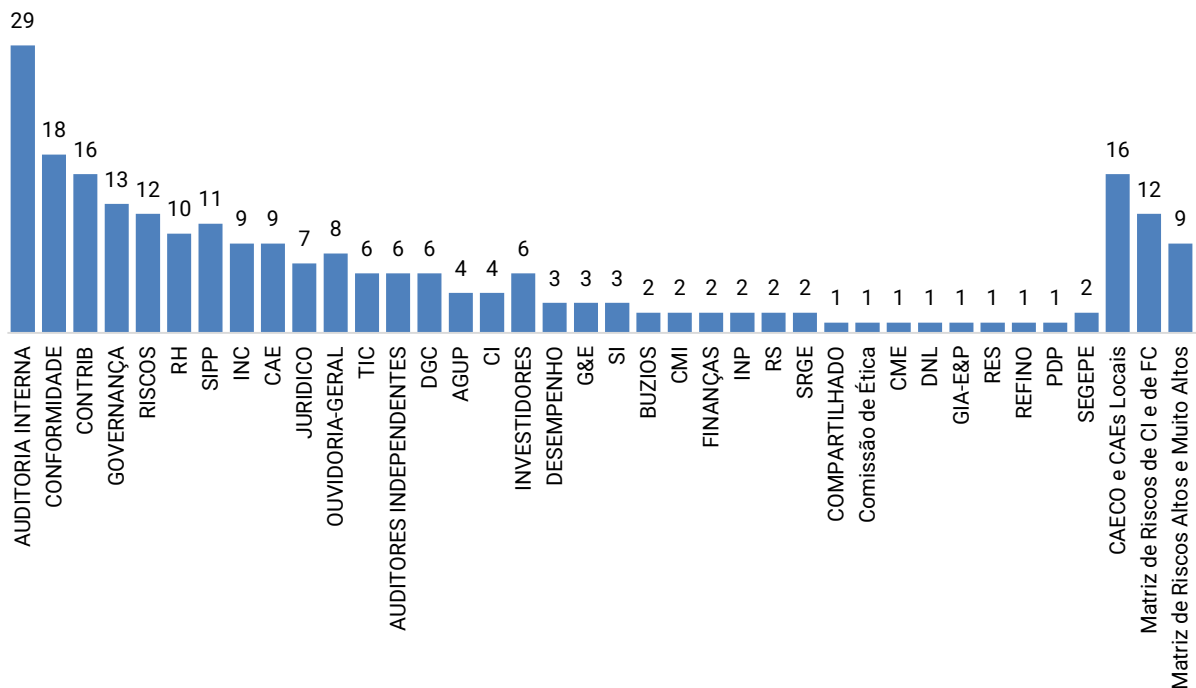
(*) Todos os números excluem 24 pautas tratadas nas questões de ordem das reuniões, do tipo: calendário de pautas, registro de atendimento de demandas do CAE, e outros temas relacionados à gestão do Comitê.



244 Pautas Apreciadas pelo CAE no período - por Grandes Temas (*)



244 Pautas Apreciadas pelo CAE no período - por Área Responsável



Legenda:

AGUP – Águas Ultra Profundas

CAECO – Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras

CI – Comitê de Integridade

CMI – Comercialização no Mercado Interno

CME – Comercialização no Mercado Externo

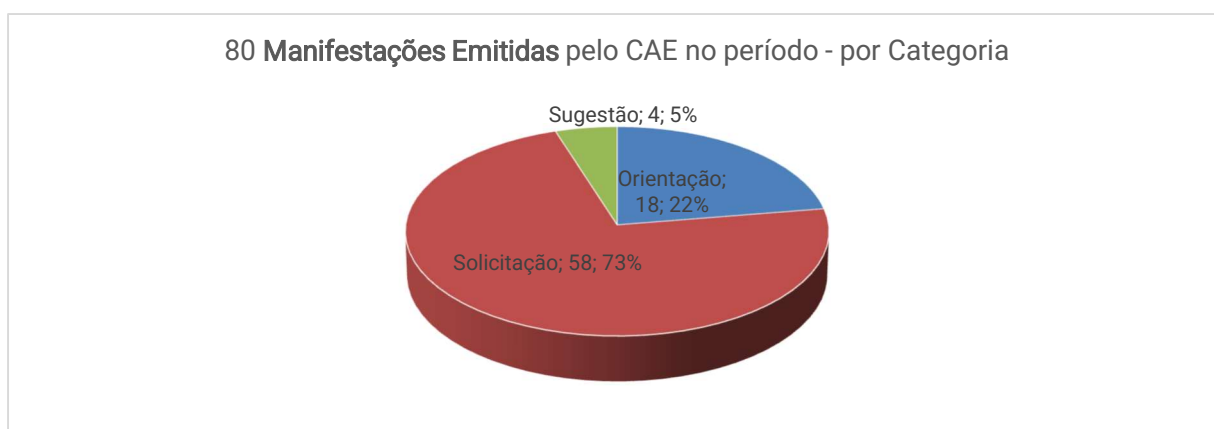
CONTRIB – Contabilidade e Tributário

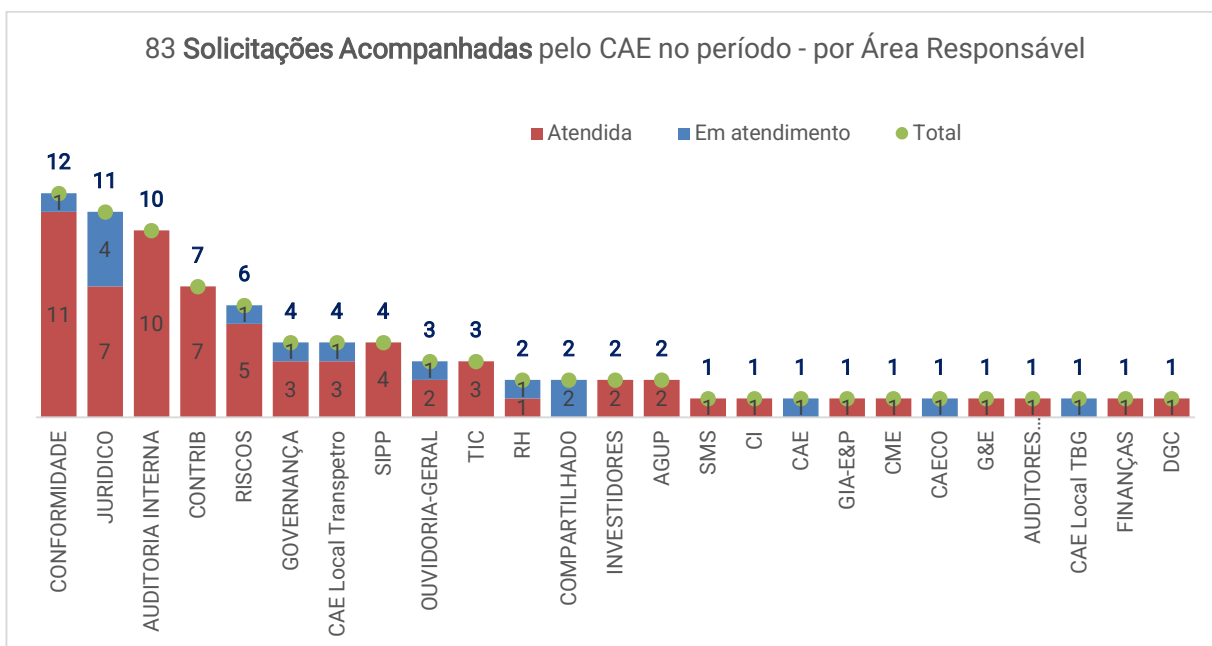
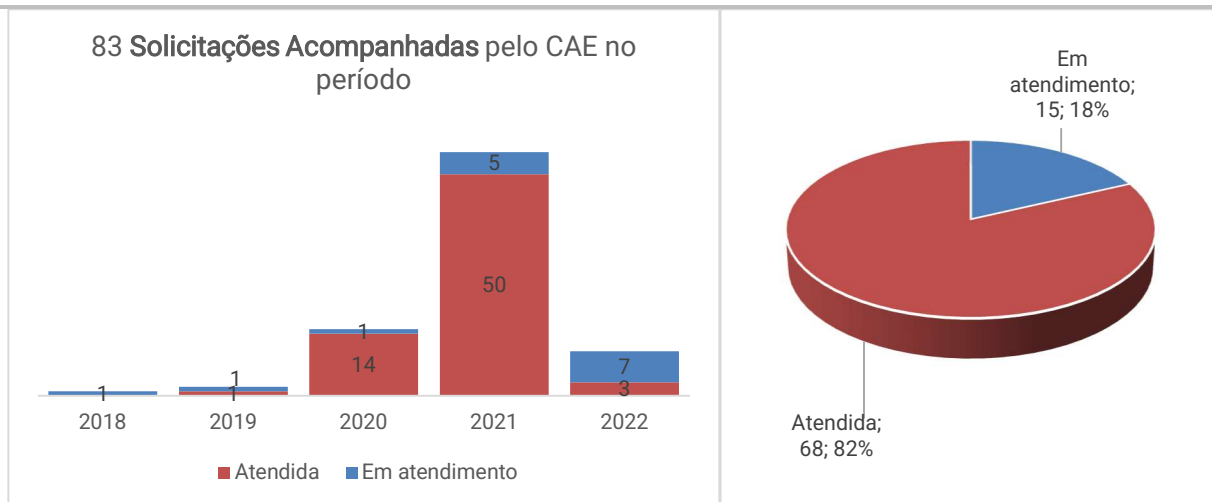
DNL - Desenvolvimento de Negócios de Logística
DGC – Diretoria de Governança Corporativa
INC – Integridade Corporativa
INP – Integração de Negócios e Participações
G&E – Gás e Energia
GIA-E&P – Gestão Integrada de Ativos de Exploração e Produção
PDP – Projetos de Desenvolvimento da Produção
RES – Reservatórios
RH – Recursos Humanos
RS – Responsabilidade Social
SEGEPE – Secretaria Geral da Petrobras
SI – Segurança da Informação
SIPP – Supervisão Integrada de Planos de Previdência
SRGE – Sistemas de Superfície, Refino, Gás e Energia
TIC – Tecnologia da Informação e Telecomunicações
Matriz de Riscos de CI e de FC – Matriz de Riscos de Controles Internos e de Fraude e Corrupção

Nesse período, o CAE emitiu 80 Manifestações, o que representa uma média de 1,8 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 83 Solicitações, considerando as Solicitações emitidas no período e em períodos anteriores que ainda estavam em aberto, das quais 68 foram atendidas nesse período.





Legenda:

- AGUP – Águas Ultra Profundas
- CAECO – Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras
- CI – Comitê de Integridade
- CME – Comercialização no Mercado Externo
- CONTRIB – Contabilidade e Tributário
- DGC – Diretoria de Governança Corporativa
- G&E – Gás e Energia
- GIA-E&P – Gestão Integrada de Ativos de Exploração e Produção
- RH – Recursos Humanos
- SIPP – Supervisão Integrada de Planos de Previdência
- TIC – Tecnologia da Informação e Telecomunicações

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 31/12/2021, mediante reuniões com os administradores e auditores independentes;
- Acompanhamento da matriz de riscos classificados como Altos e Muito Altos, dos Riscos Priorizados para fins de reporte à Alta Administração, além da apreciação da Declaração de Appetite a Risco Empresariais da Petrobras;
- Recebimento, encaminhamento e monitoramento de denúncias através do Relatório de Integridade e do Relatório Integrado da Ouvidoria Geral;

- Acompanhamento do Plano Anual de Atividades da Auditoria Interna 2021, 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;
- Monitoramento dos processos através da Auditoria Contínua;
- Avaliação do relatório das transações com partes relacionadas da Petrobras, revisão da Política de Partes Relacionadas e apreciação de 21 pautas de análise prévia de transações com partes relacionadas;
- Acompanhamento trimestral 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) e acompanhamento do Plano de Implementação da Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD);
- Avaliação do Relatório Semestral de Gestão do Patrocínio de Planos de Benefícios Previdenciários, e acompanhamento da Governança e a Política de Investimentos da Petros;
- Acompanhamento das “ondas” de implantação da Associação Petrobras de Saúde (APS);
- Realização de 2 (duas) reuniões conjuntas com o Conselho Fiscal, e realização de 16 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, CAE da TBG e CAE da Gaspetro;
- Acompanhamento da evolução do projeto de automatização dos Controles Internos e do Projeto #tranS4mar que engloba um conjunto de transformações tecnológicas e tem como principal iniciativa a mudança do sistema integrado de gestão (ERP).

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.

Conclusões e recomendação ao Conselho de Administração

Durante o exercício de 2021, 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 transcórrer 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 2021 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 foi identificada 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 2021, estando todos os fatos relevantes adequadamente divulgados nas Demonstrações Financeiras auditadas relativas a 31/12/2021.

O Comitê de Auditoria Estatutário registra seu agradecimento e reconhecimento aos Conselheiros Omar Carneiro da Cunha Sobrinho, Paulo Cesar de Souza e Silva e Cynthia Santana Silveira pelas relevantes contribuições aos trabalhos realizados pelo Comitê.

Rio de Janeiro, 21 de fevereiro de 2022.

Márcio Andrade Weber
Presidente do Comitê de Auditoria Estatutário

Murilo Marroquim de Souza
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Rodrigo de Mesquita Pereira
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Valdir Augusto de Assunção
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário
Especialista financeiro e de contabilidade societária

