

RELATÓRIO TRIMESTRAL DE **PARTICIPAÇÃO ESPECIAL (PE)**

1º Trimestre de 2026 (1T/26)



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

RELATÓRIO TRIMESTRAL DE PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

1º Trimestre de 2026 (1T/26)



anp

Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



SUMÁRIO

Introdução	4
Produção de petróleo e de gás natural por campo	5
Preço médio de referência por campo.....	7
Preço de referência do petróleo (Pref _{óleo}).....	7
Preço de referência do gás natural (Pref _{gás}).....	8
Alíquota efetiva por campo	9
Arrecadação por campo.....	10
Depósitos judiciais	11
Percentual de confrontação dos campos em plataforma continental	12
Percentual de rateio dos campos em terra.....	14
Distribuição da PE.....	14
Distribuição complementar de pe.....	16
Apuração dos valores de PE para pesquisa e desenvolvimento.....	17
Anexo: Demonstrativo da PE por campo.....	18

Lista de abreviaturas:

bbl: barril

boe/d: barril de óleo equivalente dia

btu: *british thermal unit*

m³: metros cúbicos

m³oe: metros cúbicos de óleo equivalente

M: mil

MM: milhão

INTRODUÇÃO

A Participação Especial (PE) foi instituída pela Lei nº 9.478/97, de 06/8/1997, e regulamentada pelo Decreto nº 2.705 de 03/8/1998. Posteriormente, foi promulgada a Lei nº 12.351 de 22/12/2010.

Os procedimentos para a apuração da PE pelos concessionários estão estabelecidos na Resolução ANP nº 870, de 24/03/2014, em complementação ao disposto no Decreto 2.705/98.

A PE é calculada por meio da equação:

$$PE_{pg} = R_{liq} \times AL_{ef}$$

Sendo

$$R_{liq} = R_{brut} - G_{dedut}$$

e

$$R_{brut} = V_{\text{óleo}} \times Pref_{\text{óleo}} + V_{\text{gás}} \times Pref_{\text{gás}}$$

onde:

R_{brut} : receita bruta de produção (em R\$);

$V_{\text{óleo}}$: produção de petróleo (em m³);

$V_{\text{gás}}$: produção de gás natural (em m³);

$Pref_{\text{óleo}}$: preço de referência do petróleo (em R\$/m³);

$Pref_{\text{gás}}$: preço de referência do gás natural (em R\$/m³);

R_{liq} : receita líquida da produção (em R\$);

G_{dedut} : gastos dedutíveis que podem ser abatidos da PE (em R\$);

AL_{ef} : alíquota efetiva da PE (em %); e

PE_{pg} : PE paga pelos concessionários (em R\$);

No 1º trimestre de 2026 (1T/26), a PE arrecadada pelos concessionários totalizou R\$ 10.413.199.350,36 (dez bilhões, quatrocentos e treze milhões, cento e noventa e nove mil, trezentos e cinquenta reais e trinta e seis centavos), sendo R\$ 9.431.501.543,49 (nove bilhões, quatrocentos e trinta e um milhões, quinhentos e um mil, quinhentos e quarenta e três reais e quarenta e nove centavos) distribuídos para os beneficiários legais, R\$ 977.132.956,85 (novecentos e setenta e sete milhões, cento e trinta e dois mil, novecentos e cinquenta e seis reais e oitenta e cinco centavos) de Seguro Garantia e R\$ 4.564.850,02 (quatro milhões, quinhentos e sessenta e quatro mil, oitocentos e cinquenta reais e dois centavos) depositados judicialmente.

Este relatório abordará as variáveis relacionadas à apuração da PE no 1T/26:

- i. produção de petróleo e gás natural;
- ii. preço médio de referência;
- iii. alíquota efetiva;

Serão apresentados os valores arrecadados por campo e sua distribuição aos beneficiários legais, de acordo com os percentuais de confrontação em plataforma continental e de rateio em terra. O demonstrativo resumido da PE por campo se encontra no anexo deste relatório.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL POR CAMPO

A produção de petróleo ($V_{\text{óleo}}$) e de gás natural ($V_{\text{gás}}$), para fins de apuração da PE no 1T/26, apresentada na Tabela 1, registrou um aumento de 3,43% em relação ao 4T/25, totalizando 31.249,41 Mm³oe.

Tabela 1: Produção nos campos passíveis de pagamento de PE

PE	4T/25		1T/26		Variações: 1T/26 - 4T/25
	Campos (19)	Mm ³ oe Mboe/d	Mm ³ oe Mboe/d		Δ %
Albacora Leste		516,76 36,11	498,22 34,82		-3,59%
Atlanta		447,58 31,28	432,04 30,19		-3,47%
Barracuda		490,23 34,26	467,27 32,66		-4,68%
Baúna		287,96 20,12	260,00 18,17		-9,71%
Berbigão		1.881,95 131,52	1.752,36 122,47		-6,89%
Frade		482,47 33,72	449,31 31,40		-6,87%
Gavião Preto		180,90 12,64	121,45 8,49		-32,86%
Jubarte		3.090,11 215,96	2.999,65 209,64		-2,93%
Lapa		551,64 38,55	608,57 42,53		10,32%
Leste do Urucu		313,73 21,93	249,34 17,43		-20,52%
Marlim		1.201,00 83,93	1.209,85 84,55		0,74%
Marlim Leste		927,46 64,82	840,35 58,73		-9,39%
Marlim Sul		1.085,71 75,88	1.219,80 85,25		12,35%
Peregrino		1.192,27 83,32	1.393,27 97,37		16,86%
Rio Urucu		379,36 26,51	365,19 25,52		-3,73%
Roncador		1.145,14 80,03	1.071,57 74,89		-6,42%
Sapinhoá		1.853,24 129,52	1.847,02 129,08		-0,34%
Tartaruga Verde		533,68 37,30	497,85 34,79		-6,71%
Tupi		13.651,01 954,02	14.966,28 1045,94		9,63%
TOTAL		30.212,21 2.111,43	31.249,41 2.183,92		3,43%

Tabela 1 - Fonte: ANP (2026)

Dos 19 campos, no 1T/26, o campo de Peregrino (16,86%) foi o que apresentou aumento mais significativo na produção.

Observa-se redução mais representativa no campo de Gavião Preto (-32,86%) e Leste do Urucu (-20,52%).

PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA POR CAMPO

PREÇO DE REFERÊNCIA DO PETRÓLEO (Pref_{óleo})

O Pref_{óleo} médio por campo, apresentado na Tabela 2 (4T/25 e 1T/26), é fixado nos termos da Resolução ANP nº 874, de 18/04/2022, considerando as características físico-químicas e comerciais das diversas correntes de petróleo vinculadas a cada campo.

Tabela 2: Preço de referência do petróleo (Pref_{óleo})

Preço do Petróleo	4T/25		1T/26		Variações: 1T/26 - 4T/25
Campos (19)	R\$/m ³	US\$/bbl	R\$/m ³	US\$/bbl	Δ %
Albacora Leste	1.828,3750	53,9061	2.333,7493	70,5917	27,64%
Atlanta	1.454,7746	42,8913	1.819,8225	55,0464	25,09%
Barracuda	2.005,5121	59,1287	2.549,6361	77,1219	27,13%
Baúna	2.113,9608	62,3261	2.601,3314	78,6856	23,05%
Berbigão	2.013,3712	59,3604	2.525,5173	76,3924	25,44%
Frade	1.839,4117	54,2315	2.416,6581	73,0996	31,38%
Gavião Preto	2.496,9339	73,6173	3.054,8744	92,4045	22,35%
Jubarte	1.897,7568	55,9517	2.495,6100	75,4877	31,50%
Lapa	1.845,0776	54,3986	2.467,5043	74,6376	33,73%
Leste do Urucu	2.243,9213	66,1577	2.721,3585	82,3162	21,28%
Marlim	1.934,6630	57,0398	2.440,1601	73,8105	26,13%
Marlim Leste	2.007,8722	59,1983	2.457,5843	74,3375	22,40%
Marlim Sul	1.911,4684	56,3560	2.421,1151	73,2344	26,66%
Peregrino	1.700,6540	50,1405	2.170,5033	65,6538	27,63%
Rio Urucu	2.241,6564	66,0910	2.684,4607	81,2001	19,75%
Roncador	1.940,6363	57,2160	2.449,4270	74,0908	26,22%
Sapinhoá	2.014,5714	59,3958	2.478,5845	74,9727	23,03%
Tartaruga Verde	1.971,5840	58,1284	2.477,1550	74,9295	25,64%
Tupi	2.025,3318	59,7130	2.536,5519	76,7261	25,24%
MÉDIA PONDERADA	1.975,9251	58,2564	2.487,7021	75,2485	25,90%

Tabela 2 - Fonte: ANP (2026)

O Pref_{óleo} nos respectivos meses, bem como sua memória de cálculo, está disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-petroleo>.

PREÇO DE REFERÊNCIA DO GÁS NATURAL ($P_{\text{GÁS}}$)

O apresentado na Tabela 3 (4T/25 e 1T/26), é fixado nos termos do art. 8 do Decreto nº 2.705/98 e da Resolução ANP nº 875, de 18/04/2022.

Tabela 3: Preço de referência do gás natural ($P_{\text{gás}}$)

Preço do Gás Natural	4T/25		1T/26		Variações: 1T/26 - 4T/25
Campos (19)	R\$/m ³	US\$/bbl	R\$/m ³	US\$/bbl	Δ %
Albacora Leste	0,8408	4,1802	0,9356	4,7720	11,27%
Atlanta	0,7533	3,7453	0,9604	4,8988	27,49%
Barracuda	1,4283	7,1011	1,6062	8,1929	12,46%
Baúna	1,4553	7,2351	1,6316	8,3222	12,11%
Berbigão	0,8430	4,1911	0,9026	4,6040	7,07%
Frade	0,8285	4,1189	0,3948	2,0136	-52,35%
Gavião Preto	0,8219	4,0863	1,0334	5,2710	25,73%
Jubarte	1,1329	5,6324	1,2798	6,5277	12,96%
Lapa	0,6898	3,4292	0,8925	4,5522	29,39%
Leste do Urucu	1,0211	5,0766	1,3192	6,7289	29,19%
Marlim	1,1767	5,8499	1,3754	7,0156	16,89%
Marlim Leste	1,4626	7,2717	1,6545	8,4390	13,12%
Marlim Sul	1,1833	5,8832	1,4134	7,2095	19,44%
Peregrino	1,4348	7,1336	1,6370	8,3499	14,09%
Rio Urucu	1,0356	5,1488	1,2725	6,4904	22,87%
Roncador	1,0273	5,1076	1,0814	5,5158	5,26%
Sapinhoá	0,7794	3,8748	0,8965	4,5729	15,03%
Tartaruga Verde	0,8920	4,4345	0,9890	5,0448	10,88%
Tupi	0,9359	4,6527	1,0525	5,3684	12,46%
MÉDIA	1,0990	5,4637	1,2647	6,45065	15,08%

Tabela 3 - Fonte: ANP (2026)

O $P_{\text{gás}}$ nos respectivos meses, calculado nos termos da Resolução ANP nº 875/2022, bem como sua memória de cálculo, está disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>.

ALÍQUOTA EFETIVA POR CAMPO

A alíquota efetiva (AL_{ef}), apresentada na Tabela 4 (4T/25 e 1T/26), é calculada nos termos do Decreto nº 2.705/98, sendo aplicada em cada campo para apuração da PE.

Tabela 4: Alíquota efetiva (AL_{ef})

Campos (19)	4T/25	1T/26	Variações: 1T/26 - 4T/25
Albacora Leste	1,29%	0,97%	-25,08%
Atlanta	0,00%	0,00%	0,00%
Barracuda	0,82%	0,37%	-54,96%
Baúna	0,00%	0,00%	0,00%
Berbigão	15,87%	14,59%	-8,06%
Frade	0,67%	0,00%	-100,00%
Gavião Preto	1,71%	0,00%	-100,00%
Jubarte	24,71%	24,25%	-1,87%
Lapa	1,84%	2,61%	41,41%
Leste do Urucu	5,22%	3,98%	-23,66%
Marlim	8,76%	8,84%	0,94%
Marlim Leste	5,44%	4,65%	-14,68%
Marlim Sul	7,57%	8,93%	18,07%
Peregrino	11,19%	13,85%	23,74%
Rio Urucu	6,05%	5,89%	-2,54%
Roncador	8,21%	7,40%	-9,86%
Sapinhoá	15,57%	15,51%	-0,42%
Tartaruga Verde	1,57%	0,96%	-38,70%
Tupi	36,54%	36,84%	0,83%

Tabela 4 - Fonte: ANP (2026)

A AL_{ef} é determinada por meio da conjugação das seguintes variáveis relacionadas à produção:

- Ano: (i) 1º ano; (ii) 2º ano; (iii) 3º ano; e (iv) 4º ano em diante;
- Local: (i) terra; (ii) mar com lâmina d'água até 400 m; (iii) mar com lâmina d'água superior a 400 m; e
- Volume: seis faixas de produção.

Dos 19 campos apurados, os campos de Atlanta, Baúna, Frade e Gavião Preto não tiveram produção suficiente para gerar alíquota de PE.

Além disso, os campos que tiveram variações mais expressivo de alíquota foram Lapa, Tartaruga Verde, Barracuda, Frade e Gavião Preto, cujas variações foram de 41,41%, -38,70%, -54,96 %, -100% e -100% respectivamente.

O campo de Tupi permaneceu sendo o de maior AL_{ef} (36,84%), mantendo-se estável com relação à alíquota do trimestre anterior.

ARRECADAÇÃO POR CAMPO

A PE arrecadada totalizou R\$ 10.413.199.350,36. A Tabela 5 demonstra a arrecadação por campo, totalizando um aumento de 48,91% em relação ao trimestre anterior (4T/25).

Tabela 5: Arrecadação de PE (R\$)

Campos (19)	4T/25	1T/26	Variações: 1T/26 - 4T/25
Albacora Leste	2.031.869,64	2.631.644,10	29,52%
Atlanta	0,00	0,00	0,00%
Barracuda	0,00	0,00	0,00%
Baúna	0,00	0,00	0,00%
Berbigão	388.640.317,41	431.449.649,57	11,02%
Frade	3.230.961,52	0,00	-100,00%
Gavião Preto	1.585.368,72	0,00	-100,00%
Jubarte	554.675.851,59	851.473.702,04	53,51%
Lapa	1.699.825,56	11.122.053,18	554,31%
Leste do Urucu	13.648.834,75	11.062.570,52	-18,95%
Marlim	39.909.821,20	72.045.507,20	80,52%
Marlim Leste	17.091.081,57	25.255.526,79	47,77%
Marlim Sul	3.762.659,55	70.681.619,22	1778,50%
Peregrino	0,00	66.840.849,91	0,00%
Rio Urucu	18.543.082,19	22.795.983,42	22,94%
Roncador	0,00	0,00	0,00%
Sapinhoá	249.204.945,06	333.192.491,63	33,70%
Tartaruga Verde	5.014.396,12	4.564.850,02	-8,97%
Tupi	5.693.816.933,24	8.510.082.902,76	49,46%
TOTAL	6.992.855.948,12	10.413.199.350,36	48,91%

Tabela 5 - Fonte: ANP (2026)

Os campos de Tupi (R\$ 8,5 bilhões), Jubarte (R\$ 851,5 milhões), Berbigão (R\$ 431,4 milhões) e Sapinhoá (R\$ 333,2 milhões) responderam, em conjunto, por 97,24% da arrecadação no 1T/26.

DEPÓSITOS JUDICIAIS

No 1T/26, as concessionárias depositaram judicialmente o valor de R\$ 4,5 milhões de reais, referente ao campo de Tartaruga Verde. O passivo acumulado com os esses depósitos judiciais até o 1T/26 é de R\$ 18,7 bilhões de reais.

A Tabela 6 demonstra os depósitos judiciais realizados e seus passivos acumulados.

Tabela 6: Depósitos judiciais (R\$)

Campos (4)	1T/26	Total Acumulado	Processo Judicial
Baúna	-	304.733.623,22	0013992-68.2014.4.02.5101
Berbigão	-	-	5028836-49.2025.4.02.5101
Tartaruga Verde	4.564.850,02	1.485.126.648,96	0002716-69.2016.4.02.5101
Tupi	-	16.942.698.794,19	0167592-12.2014.4.02.5101
TOTAL	4.564.850,02	18.732.559.066,37	-

Tabela 6 - Fonte: ANP (2026)

Além disso, foram apresentadas garantias financeiras na modalidade de seguro garantia ou fiança bancária para os campos de Berbigão e Tupi, conforme decisão proferida pelo Tribunal Arbitral, que no 1T/26 perfaz o total de R\$ 977,1 milhões.

Tabela 7: Seguro Garantia (R\$)

Campos (2)	1T/26	Total Acumulado
Berbigão	273.253.422,16	1.260.062.215,35
Tupi	703.879.534,69	1.775.254.145,58
TOTAL	977.132.956,85	3.035.316.360,93

Tabela 7 - Fonte: ANP (2026)

PERCENTUAL DE CONFRONTAÇÃO DOS CAMPOS EM PLATAFORMA CONTINENTAL

A Tabela 8 mostra os percentuais de confrontação de estados e municípios com os campos marítimos arrecadadores de PE no 1T/26, utilizados no cálculo para distribuição dos valores aos beneficiários.

Tabela 8: Confrontação (%) dos campos em plataforma continental

Campos	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
Albacora Leste	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	69,43%
			Quissamã - RJ	30,57%
Atlanta	Rio de Janeiro	100,00%	Arraial do Cabo - RJ	100,00%
Barracuda	Rio de Janeiro	100,00%	Cabo Frio-RJ	8,66%
			Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu - RJ	18,17%
			Rio das Ostras - RJ	23,17%
Baúna	São Paulo	100,00%	Iguape – SP	7,12%
			Ilha Comprida - SP	92,88%
Berbigão	Rio de Janeiro	100,00%	Maricá - RJ	100,00%
Frade	Espírito Santo	0,27%	Presidente Kennedy – ES	100,00%
	Rio de Janeiro	99,73%	São João da Barra - RJ	80,01%
			Campos dos Goytacazes - RJ	19,99%
			Itapemirim-ES	32,30%
Jubarte	Espírito Santo	100,00%	Marataízes-ES	37,77%
			Piúma-ES	0,32%
			Presidente Kennedy-ES	29,60%
			Ilhabela - SP	50,00%
Lapa	São Paulo	100,00%	São Sebastião - SP	50,00%
			Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
Marlim	Rio de Janeiro	100,00%	Macaé – RJ	20,40%
			Rio das Ostras - RJ	29,60%
			Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
Marlim Leste	Rio de Janeiro	100,00%	Casimiro de Abreu - RJ	1,27%
			Carapebus - RJ	1,63%
			Macaé – RJ	20,66%
			Rio das Ostras – RJ	26,44%

Campos	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
Marlim Sul	Rio de Janeiro	100,00%	Armação dos Búzios - RJ	4,42%
			Cabo Frio - RJ	28,10%
			Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu - RJ	6,33%
			Rio das Ostras - RJ	11,15%
Mexilhão	São Paulo	100,00%	Ubatuba - SP	8,46%
			Caraguatatuba - SP	30,74%
			São Sebastião - SP	3,18%
			Ilhabela - SP	7,63%
			Peruíbe - SP	15,40%
			Iguape - SP	34,60%
Peregrino	Rio de Janeiro	100,00%	Macaé - RJ	0,70%
			Rio das Ostras - RJ	5,46%
			Casimiro de Abreu - RJ	5,86%
			Cabo Frio - RJ	30,85%
			Armação dos Búzios - RJ	9,92%
			Arraial do Cabo - RJ	6,66%
			Parati - RJ	40,54%
Roncador	Espírito Santo	13,37%	Presidente Kennedy - ES	100,00%
	Rio de Janeiro	86,63%	Campos dos Goytacazes - RJ	68,22%
			São João da Barra - RJ	31,78%
Sapinhoá	São Paulo	99,82%	Ilhabela - SP	50,00%
			São Sebastião - SP	50,00%
	Rio de Janeiro	0,18%	Rio de Janeiro - RJ	100,00%
Tartaruga Verde	Rio de Janeiro	100,00%	Arraial do Cabo-RJ	2,25%
			Araruama-RJ	1,46%
			Cabo Frio - RJ	5,63%
			Maricá - RJ	20,64%
			Niterói - RJ	11,29%
			Quissamã - RJ	37,25%
			Rio de Janeiro - RJ	20,86%
			Squarema - RJ	0,61%
Tupi	Rio de Janeiro	100,00%	Rio de Janeiro - RJ	7,99%
			Niterói - RJ	43,08%
			Maricá - RJ	48,93%

Tabela 8 - Fonte: ANP (2026)

PERCENTUAL DE RATEIO DOS CAMPOS EM TERRA

Da mesma forma, a Tabela 9 mostra os percentuais de rateio de estados e municípios com os campos terrestres arrecadadores de PE no 1T/26. Estes percentuais são apurados trimestralmente, por meio do rateio da produção de petróleo e de gás natural dos poços, conforme sua localização.

Tabela 9: Rateio (%) dos campos em terra

Campos	Estado	% Rateio	Municípios	% Rateio
Leste do Urucu	Amazonas	100,00%	Coari-AM	100,00%
Rio Urucu	Amazonas	100,00%	Coari-AM	97,26%
			Tefé-AM	2,74%

Tabela 9 - Fonte: ANP (2026)

DISTRIBUIÇÃO DA PE

Nos termos do art. 50 da Lei nº 9.478/97, a PE é distribuída na seguinte proporção:

- i) 50% à União;
- ii) 40% aos estados;
- iii) 10% aos municípios;

Ressalta-se que, nos termos do art. 49 da Lei nº 12.351/10, nas áreas localizadas no pré-sal, contratadas sob o regime de concessão, a parcela da PE que cabe à administração direta da União será destinada integralmente ao Fundo Social.

Além disso, nos termos do art. 2º, inciso I e §3º, da Lei nº 12.858/13, nas áreas contratadas sob o regime de concessão, com declaração de comercialidade a partir de 03 de dezembro de 2012, que engloba atualmente os campos de Tartaruga Verde, Lapa e Berbigão, a parcela da PE que cabe à administração direta da União será destinada à educação e saúde na seguinte proporção:

- i) 75% para educação;
- ii) 25% para saúde;

O valor distribuído de PE no 1T/26, para a União, os Estados e os Municípios, totalizou R\$ 9.431.501.543,49. Como pode ser observado na Tabela 10, além dos recursos destinados à União (MME, MMA, Fundo Social, Educação e Saúde), constam no rol de beneficiários da PE 4 (quatro) estados e 21 (vinte e um) municípios no 1T/26.

Ao Fundo Social foram destinados 46,00% da PE distribuída, em função das áreas produtoras do pré-sal sob o regime contratual de concessão. Já o Estado do Rio de Janeiro arrecadou 34,79% da PE distribuída, por conta de sua confrontação com campos localizados nas bacias de Campos e Santos.

Em relação aos municípios, destacam-se Maricá-RJ (4,22%) e Niterói-RJ (3,57%) como os maiores destinatários de PE, basicamente, por terem confrontação com o campo de Tupi.

Tabela 10: Beneficiários da PE

Beneficiários	4T/25	1T/26	Variações: 1T/26 - 4T/25
MMA	29.490.487,85	58.466.041,37	98,25%
MME	117.961.951,39	233.864.165,50	98,25%
Fundo Social	2.906.244.289,52	4.338.761.424,58	49,29%
Educação	53.231.565,44	63.494.355,23	19,28%
Saúde	17.743.855,14	21.164.785,07	19,28%
TOTAL UNIÃO	3.124.672.149,34	4.715.750.771,75	50,92%
AM	12.876.766,78	13.543.421,58	5,18%
ES	221.873.797,76	340.589.480,81	53,51%
MA	634.147,49	0,00	-100,00%
RJ	2.164.168.533,11	3.280.979.130,12	51,60%
SP	100.184.474,33	137.488.584,86	37,24%
TOTAL ESTADOS	2.499.737.719,47	3.772.600.617,37	50,92%
Coari-AM	3.161.751,41	3.323.311,54	5,11%
Tefe-AM	57.440,29	62.543,85	8,88%
Itapemirim-ES	17.918.526,05	27.506.432,21	53,51%
Marataizes-ES	20.950.217,85	32.160.332,02	53,51%
Piuma-ES	179.160,31	275.026,02	53,51%
Presidente Kennedy-ES	16.420.545,24	25.205.579,97	53,50%
Bernardo do Mearim-MA	142.030,38	0,00	-100,00%
Pocao de Pedras-MA	16.506,50	0,00	-100,00%
Armacao dos Buzios-RJ	16.607,40	975.192,26	5772,03%
Arraial do Cabo-RJ	0,00	445.454,17	0,00%

Beneficiários	4T/25	1T/26	Variações: 1T/26 - 4T/25
Cabo Frio-RJ	105.733,94	4.047.919,63	3728,40%
Campos dos Goytacazes-RJ	3.243.669,86	8.581.860,43	164,57%
Carapebus-RJ	27.914,26	41.248,96	47,77%
Casimiro de Abreu-RJ	45.495,12	871.507,60	1815,61%
Macaé-RJ	1.167.445,79	2.038.519,57	74,61%
Marica-RJ	268.670.300,11	397.818.734,06	48,07%
Niterói-RJ	224.170.783,72	336.283.741,67	50,01%
Parati-RJ	0,00	2.709.982,05	0,00%
Quissama-RJ	62.104,44	80.436,65	29,52%
Rio das Ostras-RJ	1.674.981,59	3.953.393,44	136,03%
Rio de Janeiro-RJ	41.599.274,38	62.396.792,07	49,99%
São João da Barra-RJ	257.822,65	0,00	-100,00%
São Sebastião-SP	12.523.059,29	17.186.073,10	37,24%
Ilhabela-SP	12.523.059,29	17.186.073,10	37,24%
TOTAL MUNICÍPIOS	624.934.429,87	943.150.154,37	50,92%
TOTAL BRASIL	6.249.344.298,68	9.431.501.543,49	50,92%

Tabela 10 - Fonte: ANP (2026)

DISTRIBUIÇÃO COMPLEMENTAR DE PE

Como pode ser observado na Tabela 11, além da distribuição trimestral da PE no 1T/26, houve distribuição complementar no período, beneficiando 2 (dois) estados e 4 (quatro) municípios, totalizando R\$ 29,5 milhões.

Essa distribuição complementar contempla basicamente recálculos de produção, de diversos campos e períodos, auditorias e parcelas do acordo da curva PEV do campo de Jubarte. Os relatórios estão disponíveis em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>.

Tabela 11: Distribuição complementar de PE

Beneficiários	1T/26
MMA	1.934.449,29
MME	7.737.797,09
FUNDO SOCIAL	5.056.489,89
TOTAL UNIÃO	14.728.736,27
ES	10.467.520,27
RJ	1.315.468,72
TOTAL ESTADOS	11.782.988,99
ITAPEMIRIM-ES	1.165.940,45
MARATAIZES-ES	167.263,14
PRESIDENTE KENNEDY-ES	1.283.676,47
SANTO ANTONIO DOS LOPES-MA	328.867,18
MUNICÍPIOS	2.945.747,24
TOTAL BRASIL	29.457.472,50

Tabela 11 - Fonte: ANP (2026)

APURAÇÃO DOS VALORES DE PE PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

A Cláusula 24^a (Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento) dos contratos de concessão estabelece que, no caso de campos sujeitos ao recolhimento de PE em qualquer trimestre do ano calendário, o concessionário está obrigado a realizar despesas qualificadas com pesquisa e desenvolvimento em valor equivalente a 1% da receita bruta de produção no campo.

Como pode ser observado na Tabela 12, a receita bruta dos 13 (treze) campos pagadores de PE totalizou R\$ 63,8 bilhões no 1T/26, gerando a obrigatoriedade de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento de R\$ 637,9 milhões.

Tabela 12: Obrigação gerada de pesquisa e desenvolvimento

Campos (13)	Receita Bruta (R_{brut})	Pesquisa e Desenvolvimento (1% x R_{brut})
Albacora Leste	1.048.867.930,43	10.488.679,30
Berbigão	4.133.516.682,84	41.335.166,83
Jubarte	6.757.492.006,11	67.574.920,06
Lapa	1.498.051.746,28	14.980.517,46
Leste do Urucu	443.991.234,22	4.439.912,34
Marlim	2.788.823.792,27	27.888.237,92
Marlim Leste	1.946.513.098,71	19.465.130,99
Marlim Sul	2.742.701.631,14	27.427.016,31
Peregrino	3.002.816.966,31	30.028.169,66
Rio Urucu	553.683.752,81	5.536.837,53
Sapinhoá	4.083.919.388,47	40.839.193,88
Tartaruga Verde	1.161.205.358,84	11.612.053,59
Tupi	33.632.211.744,33	336.322.117,44
TOTAL	63.793.795.332,76	637.937.953,33

Tabela 12 - Fonte: ANP (2026)

ANEXO: DEMONSTRATIVO DA PE POR CAMPO

Os demonstrativos de apuração da PE por campo, no 1T/26, em termos comparativos ao 4T/25, são apresentados neste anexo, englobando a produção total, o preço médio de referência, a receita bruta, os gastos dedutíveis, a receita líquida e a alíquota efetiva aplicada.

Os preços de referência utilizados na formação da receita bruta representam a média trimestral dos preços mensais de referência utilizados na apuração da PE, ponderados pelos volumes de produção do respectivo mês.

A rubrica “gastos dedutíveis” é o conjunto dos itens passíveis de dedução da receita bruta para a obtenção da receita líquida, abrangendo participações governamentais e de terceiros, gastos na produção, investimentos na fase de exploração, desenvolvimento e produção, provisão de gastos com abandono e outros gastos, conforme estabelecido na Resolução ANP nº 870/2022.

Albacora Leste		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	407,45	417,23	2,40%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.828,37	2.333,75	27,64%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	109.312,28	80.329,03	-26,51%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,84	0,94	11,27%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	836,88	1.048,87	25,33%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	679,60	776,97	14,33%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	157,28	271,89	72,87%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	1,29%	0,97%	-25,08%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	2,03	2,63	29,52%

Atlanta		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	428,69	414,21	-3,38%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.454,77	1.819,82	25,09%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	20.690,82	19.267,82	-6,88%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,75	0,96	27,49%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	639,24	772,29	20,81%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	277,70	427,37	53,89%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	361,53	344,92	-4,60%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,00%	0,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%

Barracuda		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	431,37	406,64	-5,73%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.005,51	2.549,64	27,13%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	45.513,82	47.781,42	4,98%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,43	1,61	12,46%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	930,12	1.113,53	19,72%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	899,32	949,90	5,62%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-349,15	-318,34	8,82%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-318,34	-154,71	51,40%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,82%	0,37%	-54,96%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%

Baúna		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	274,28	247,79	-9,66%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.113,96	2.601,33	23,05%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	10.383,22	9.266,39	-10,76%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,46	1,63	12,11%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	594,93	659,71	10,89%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	412,51	391,50	-5,09%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	182,42	268,21	47,03%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,00%	0,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%

Berbigão		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	1.663,12	1.590,59	-4,36%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.013,37	2.525,52	25,44%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	173.442,73	129.002,91	-25,62%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,84	0,90	7,07%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.494,69	4.133,52	18,28%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.045,93	1.176,80	12,51%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.448,75	2.956,71	20,74%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	15,87%	14,59%	-8,06%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	388,64	431,45	11,02%

Frade		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	452,94	421,81	-6,87%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.839,41	2.416,66	31,38%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	29.529,86	27.496,25	-6,89%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,83	0,39	-52,35%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	857,60	1.030,23	20,13%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	377,49	400,59	6,12%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	480,12	629,64	31,14%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,67%	0,00%	-100,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	3,23	0,00	-100,00%

Gavião Preto		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	0,70	0,32	-54,13%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.496,93	3.054,87	22,35%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	188.165,73	126.652,47	-32,69%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,82	1,03	25,73%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	156,40	131,86	-15,69%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	63,58	28,08	-55,84%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	92,82	103,78	11,81%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	1,71%	0,00%	-100,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	1,59	0,00	-100,00%

Jubarte		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	2.568,35	2.467,69	-3,92%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.897,76	2.495,61	31,50%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	454.670,64	468.130,80	2,96%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,13	1,28	12,96%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	5.389,20	6.757,49	25,39%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	3.144,39	3.246,00	3,23%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.244,81	3.511,49	56,43%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	24,71%	24,25%	-1,87%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	554,68	851,47	53,51%

Lapa		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	551,42	605,82	9,87%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.845,08	2.467,50	33,73%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	307,39	3.567,20	1060,49%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,69	0,89	29,39%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.017,62	1.498,05	47,21%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	925,36	1.071,21	15,76%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	92,25	426,84	362,69%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	1,84%	2,61%	41,41%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	1,70	11,12	554,31%

Leste do Urucu		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	71,75	67,03	-6,58%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.243,92	2.721,36	21,28%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	263.003,24	198.282,16	-24,61%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,02	1,32	29,19%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	429,56	443,99	3,36%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	168,03	166,33	-1,02%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	261,53	277,67	6,17%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,22%	3,98%	-23,66%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	13,65	11,06	-18,95%

Marlim		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	1.063,15	1.074,35	1,05%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.934,66	2.440,16	26,13%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	122.120,72	121.598,31	-0,43%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,18	1,38	16,89%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.200,54	2.788,82	26,73%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.744,91	1.973,98	13,13%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	455,62	814,84	78,84%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	8,76%	8,84%	0,94%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	39,91	72,05	80,52%

Marlim Leste		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	819,48	741,54	-9,51%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.007,87	2.457,58	22,40%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	83.081,51	75.020,55	-9,70%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,46	1,65	13,12%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.766,92	1.946,51	10,16%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.452,99	1.402,81	-3,45%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	313,93	543,71	73,19%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,44%	4,65%	-14,68%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	17,09	25,26	47,77%

Marlim Sul		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	952,74	1.048,69	10,07%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.911,47	2.421,12	26,66%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	114.581,24	144.120,57	25,78%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,18	1,41	19,44%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.956,72	2.742,70	40,17%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.906,99	1.951,43	2,33%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	49,73	791,27	1491,06%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	7,57%	8,93%	18,07%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	3,76	70,68	1778,50%

Peregrino		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	1.172,29	1.370,19	16,88%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.700,65	2.170,50	27,63%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	15.234,76	17.599,71	15,52%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,43	1,64	14,09%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.015,52	3.002,82	48,98%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.225,16	1.906,42	-14,32%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-404,20	-613,83	-51,86%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-613,83	482,57	178,62%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	11,19%	13,85%	23,74%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	66,84	0,00%

Rio Urucu		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	47,69	47,57	-0,26%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.241,66	2.684,46	19,75%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	343.574,28	334.776,52	-2,56%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,04	1,27	22,87%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	462,73	553,68	19,66%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	156,03	166,82	6,92%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	306,70	386,86	26,14%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	6,05%	5,89%	-2,54%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	18,54	22,80	22,94%

Roncador		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	925,72	824,75	-10,91%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.940,64	2.449,43	26,22%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	206.619,62	247.162,58	19,62%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,03	1,08	5,26%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.008,75	2.287,46	13,87%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.715,40	2.619,49	-3,53%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	-706,65	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-706,65	-1.038,68	-46,99%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	8,21%	7,40%	-9,86%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%

Sapinhoá		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	1.569,62	1.558,81	-0,69%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.014,57	2.478,58	23,03%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	234.332,59	245.697,55	4,85%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,78	0,90	15,03%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.344,75	4.083,92	22,10%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.744,67	1.935,56	10,94%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.600,08	2.148,36	34,27%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	15,57%	15,51%	-0,42%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	249,20	333,19	33,70%

Tartaruga Verde		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	489,79	455,24	-7,06%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	1.971,58	2.477,15	25,64%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	35.294,35	33.885,50	-3,99%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,89	0,99	10,88%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	997,15	1.161,21	16,45%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	677,36	686,27	1,32%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	319,79	474,93	48,51%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	1,57%	0,96%	-38,70%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	5,01	4,56	-8,97%

Tupi		4T/2025	1T/2026	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	11.230,10	12.292,86	9,46%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.025,33	2.536,55	25,24%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	2.087.139,37	2.328.518,49	11,57%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,94	1,05	12,46%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	24.697,94	33.632,21	36,17%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	9.114,97	10.533,91	15,57%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	15.582,97	23.098,30	48,23%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	36,54%	36,84%	0,83%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	5.693,82	8.510,08	49,46%



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

