

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

2º Trimestre de 2025 (2T/25)



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

RELATÓRIO TRIMESTRAL DE PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

2º Trimestre de 2025 (2T/25)



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 12, de 21/02/2014, 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 2º trimestre de 2025 (2T/25), a PE arrecadada pelos concessionários totalizou R\$ 8.548.049.515,23 (oito bilhões, quinhentos e quarenta e oito milhões, quarenta e nove mil, quinhentos e quinze reais e vinte e três centavos), sendo R\$ 7.598.922.982,28 (sete bilhões, quinhentos e noventa e oito milhões, novecentos e vinte e dois mil, novecentos e oitenta e dois reais e vinte e oito centavos) distribuídos para os beneficiários legais, R\$ 318.447.253,85 (trezentos e dezoito milhões, quatrocentos e quarenta e sete mil, duzentos e cinquenta e três reais e oitenta e cinco centavos) de Seguro Garantia e R\$ 630.679.279,10 (seiscentos e trinta milhões, seiscentos e setenta e nove mil, duzentos e sessenta e nove reais e dez centavos) depositados judicialmente.

Este relatório abordará as variáveis relacionadas à apuração da PE no 2T/25:

- 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 2T/25, apresentada na Tabela 1, registrou um aumento de 6,4% em relação ao 1T/25, totalizando 29.791,37 Mm³oe.

Tabela 1: Produção nos campos passíveis de pagamento de PE

PE	1T/25		2T/25		Variações: 2T/25 - 1T/25
	Campos (19)	Mm ³ oe Mboe/d	Mm ³ oe Mboe/d		Δ %
Albacora Leste		385,29 26,93	478,22 33,42		24,12%
Atlanta		0,00 0,00	519,26 36,29		0,00%
Barracuda		341,94 23,90	394,29 27,56		15,31%
Baúna		278,49 19,46	374,13 26,15		34,34%
Berbigão		1.109,11 77,51	1.927,88 134,73		73,82%
Frade		566,39 39,58	342,44 23,93		-39,54%
Jubarte		2.041,26 142,66	2.274,26 158,94		11,41%
Lapa		634,59 44,35	513,53 35,89		-19,08%
Leste do Urucu		271,27 18,96	278,89 19,49		2,81%
Marlim		634,10 44,32	977,89 68,34		54,22%
Marlim Leste		919,03 64,23	628,69 43,94		-31,59%
Marlim Sul		1.075,63 75,17	983,59 68,74		-8,56%
Mexilhão		323,13 22,58	315,67 22,06		-2,31%
Peregrino		1.337,25 93,46	1.374,66 96,07		2,80%
Rio Urucu		336,89 23,54	355,45 24,84		5,51%
Roncador		1.660,47 116,04	1.597,21 111,62		-3,81%
Sapinhoá		2.051,35 143,36	1.897,96 132,64		-7,48%
Tartaruga Verde		645,42 45,11	529,36 37,00		-17,98%
Tupi		13.388,60 935,68	14.027,99 980,37		4,78%
TOTAL		28.000,22 1.956,84	29.791,37 2.082,02		6,40%

Tabela 1 - Fonte: ANP (2025)

Dos 19 campos, no 2T/25, o campo de Berbigão (73,82%), Marlim (54,22%) e Baúna (34,34%) foram os campos que apresentaram aumento mais significativo na produção.

Observa-se redução mais representativas nos campos de Frade (-39,54%) e Marlim Leste (-31,59%). Além disso, o campo de Atlanta passou a figurar na relação em função de apresentar produção acima da faixa de isenção, nos termos do art. 22 do Decreto 2.705/1998.

PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA POR CAMPO

PREÇO DE REFERÊNCIA DO PETRÓLEO (Pref_{óleo})

O Pref_{óleo} médio por campo, apresentado na Tabela 2 (1T/25 e 2T/25), 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	1T/25		2T/25		Variações: 2T/25 - 1T/25
Campos (19)	R\$/m ³	US\$/bbl	R\$/m ³	US\$/bbl	Δ %
Albacora Leste	2.473,0524	67,2789	2.120,2357	59,5003	-14,27%
Atlanta	0,0000	0,0000	1.747,2460	49,0331	0,00%
Barracuda	2.649,0055	72,0657	2.278,9178	63,9534	-13,97%
Baúna	2.791,5989	75,9449	2.375,3245	66,6589	-14,91%
Berbigão	2.608,8698	70,9738	2.284,9846	64,1237	-12,41%
Frade	2.502,6603	68,0844	2.136,4104	59,9542	-14,63%
Jubarte	2.560,9355	69,6697	2.180,8577	61,2016	-14,84%
Lapa	2.515,8507	68,4432	2.140,0349	60,0559	-14,94%
Leste do Urucu	2.840,5680	77,2771	2.502,8243	70,2369	-11,89%
Marlim	2.565,7347	69,8003	2.216,8814	62,2125	-13,60%
Marlim Leste	2.635,2072	71,6903	2.381,0298	66,8190	-9,65%
Marlim Sul	2.582,4701	70,2556	2.204,5971	61,8678	-14,63%
Mexilhão	3.048,0868	82,9226	2.687,7773	75,4273	-11,82%
Peregrino	2.339,3700	63,6421	2.027,2677	56,8914	-13,34%
Rio Urucu	2.854,9840	77,6693	2.504,7749	70,2917	-12,27%
Roncador	2.587,1983	70,3842	2.219,7234	62,2922	-14,20%
Sapinhoá	2.660,8903	72,3890	2.293,7805	64,3705	-13,80%
Tartaruga Verde	2.629,9772	71,5480	2.242,6600	62,9359	-14,73%
Tupi	2.672,8932	72,7155	2.298,0433	64,4901	-14,02%
MÉDIA PONDERADA	2.631,4605	71,5884	2.258,4997	63,3804	-14,17%

Tabela 2 - Fonte: ANP (2025)

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 (1T/25 e 2T/25), 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	1T/25		2T/25		Variações: 2T/25 - 1T/25
Campos (19)	R\$/m ³	US\$/bbl	R\$/m ³	US\$/bbl	Δ %
Albacora Leste	1,0328	4,7380	0,7691	3,6394	-25,54%
Atlanta	0,0000	0,0000	0,6813	3,2243	0,00%
Barracuda	1,6432	7,5381	1,2984	6,1444	-20,98%
Baúna	2,0962	9,6163	1,5819	7,4858	-24,54%
Berbigão	1,1292	5,1803	0,8484	4,0147	-24,87%
Frade	0,5149	2,3622	0,7522	3,5594	46,07%
Jubarte	1,4465	6,6356	1,1105	5,2551	-23,23%
Lapa	0,9393	4,3092	0,7607	3,5999	-19,02%
Leste do Urucu	1,3596	6,2373	1,1114	5,2594	-18,26%
Marlim	1,4763	6,7726	1,1555	5,4681	-21,73%
Marlim Leste	1,7097	7,8433	1,2997	6,1505	-23,98%
Marlim Sul	1,6291	7,4732	1,3218	6,2549	-18,86%
Mexilhão	1,0394	4,7681	0,7884	3,7307	-24,15%
Peregrino	1,7095	7,8422	1,3814	6,5373	-19,19%
Rio Urucu	1,3702	6,2855	1,0181	4,8179	-25,69%
Roncador	1,2770	5,8582	0,9071	4,2926	-28,97%
Sapinhoá	1,0206	4,6821	0,8095	3,8307	-20,69%
Tartaruga Verde	1,1474	5,2637	0,9141	4,3259	-20,33%
Tupi	1,1827	5,4254	0,9735	4,6067	-17,69%
MÉDIA PONDERADA	1,4141	6,4873	1,0869	5,1434	-23,14%

Tabela 3 - Fonte: ANP (2025)

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 (1T/25 e 2T/25), 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)	1T/25	2T/25	Variações: 2T/25 - 1T/25
Albacora Leste	0,00%	0,59%	0,00%
Atlanta	0,00%	1,33%	0,00%
Barracuda	0,00%	0,00%	0,00%
Baúna	0,00%	1,98%	0,00%
Berbigão	7,83%	16,33%	108,56%
Frade	2,05%	0,00%	-100,00%
Jubarte	17,36%	19,22%	10,71%
Lapa	2,91%	1,24%	-57,47%
Leste do Urucu	4,47%	4,62%	3,38%
Marlim	2,90%	6,19%	113,37%
Marlim Leste	5,31%	2,84%	-46,48%
Marlim Sul	7,45%	6,27%	-15,77%
Mexilhão	0,00%	0,00%	0,00%
Peregrino	13,17%	13,63%	3,47%
Rio Urucu	5,55%	5,78%	4,19%
Roncador	13,74%	13,10%	-4,69%
Sapinhoá	17,45%	16,03%	-8,13%
Tartaruga Verde	3,03%	1,50%	-50,48%
Tupi	36,47%	36,63%	0,44%

Tabela 4 - Fonte: ANP (2025)

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 Barracuda, Frade e Mexilhão não tiveram produção suficiente para gerar alíquota de PE.

Além disso, os campos que tiveram variações mais expressivo de alíquota foram Marlim, Berbigão, Frade, Lapa e Tartaruga Verde, cujas variações foram de 113,37%, 108,56%, -100,00%, -54,47% e -50,48% respectivamente.

O campo de Tupi permaneceu sendo o de maior AL_{ef} (36,63%), mantendo-se estável com relação à alíquota do trimestre anterior.

ARRECADAÇÃO POR CAMPO

A PE arrecadada totalizou R\$ 8.548.049.515,23. A Tabela 5 demonstra a arrecadação por campo, totalizando uma diminuição de 11,82% em relação ao trimestre anterior (1T/25).

Tabela 5: Arrecadação de PE (R\$)

Campos (19)	1T/25	2T/25	Variações: 2T/25 - 1T/25
Albacora Leste	0,00	1.775.308,26	0,00%
Atlanta	0,00	6.512.915,27	0,00%
Barracuda	0,00	0,00	0,00%
Baúna	0,00	4.526.233,12	0,00%
Berbigão	146.222.366,82	501.180.247,48	242,75%
Frade	18.232.155,70	0,00	-100,00%
Jubarte	384.672.712,02	329.901.769,35	-14,24%
Lapa	14.903.196,26	896.477,99	-93,98%
Leste do Urucu	14.734.479,80	12.299.717,74	-16,52%
Marlim	5.727.913,17	13.729.054,06	139,69%
Marlim Leste	8.265.844,92	6.702.299,07	-18,92%
Marlim Sul	73.718.134,24	25.409.099,39	-65,53%
Mexilhão	0,00	0,00	0,00%
Peregrino	161.907.098,80	123.717.485,32	-23,59%
Rio Urucu	21.745.723,48	16.670.516,15	-23,34%
Roncador	61.693.639,56	27.730.497,82	-55,05%
Sapinhoá	516.670.471,85	353.784.549,22	-31,53%
Tartaruga Verde	24.491.147,84	3.922.697,78	-83,98%
Tupi	8.240.608.432,68	7.119.290.647,21	-13,61%
TOTAL	9.693.593.317,14	8.548.049.515,23	-11,82%

Tabela 5 - Fonte: ANP (2025)

Os campos de Tupi (R\$ 7,1 bilhões), Berbigão (R\$ 501,1 milhões), Sapinhoá (R\$ 353,7 milhões) e o campo de Jubarte (R\$ 329,9 milhões), cuja produção no pré-sal superou a do pós-sal juntos com o campo de Peregrino no pós-sal (R\$ 123,7 milhões), representaram 98,59% da arrecadação no 2T/25.

Neste trimestre (2T/25) foram realizadas compensações nos campos de Leste do Urucu, Marlim Leste, Marlim Sul e Rio Urucu nos valores de R\$ 72.602,36; R\$ 494.958,75; R\$ 20.469,25 e R\$ 137.306,49, respectivamente.

DEPÓSITOS JUDICIAIS

No 2T/25, as concessionárias depositaram judicialmente o valor de R\$ 630,6 milhões, referente aos campos de Baúna, Tartaruga Verde e Tupi. O passivo acumulado com os esses depósitos judiciais até o 2T/25 é de R\$ 18,8 bilhões.

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

Tabela 6: Depósitos judiciais (R\$)

Campos (3)	2T/25	Total Acumulado	Processo Judicial
Baúna	4.526.233,12	302.768.184,50	0013992-68.2014.4.02.5101
Berbigão	-	110.922.316,01	5028836-49.2025.4.02.5101
Tartaruga Verde	3.922.697,78	1.466.852.275,50	0002716-69.2016.4.02.5101
Tupi	622.230.348,20	16.942.698.794,19	0167592-12.2014.4.02.5101
TOTAL	630.679.279,10	18.823.241.570,20	-

Tabela 6 - Fonte: ANP (2025)

Além disso, foram apresentadas garantias financeiras na modalidade de seguro garantia ou fiança bancária para o campo de Berbigão, conforme decisão proferida pelo Tribunal Arbitral, que no 2T/25 perfaz o total de R\$ 318,4 milhões.

Tabela 7: Seguro Garantia (R\$)

Campos (1)	2T/25	Total Acumulado
Berbigão	318.447.253,85	318.447.253,85
TOTAL	318.447.253,85	318.447.253,85

Tabela 7 - Fonte: ANP (2025)

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 2T/25, 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%
			Cabo Frio-RJ	8,66%
Barracuda	Rio de Janeiro	100,00%	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%
	Espírito Santo	0,27%	Presidente Kennedy – ES	100,00%
Frade	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%
Lapa	São Paulo	100,00%	Ilhabela - SP	50,00%
			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%
Roncador	Rio de Janeiro	86,63%	Parati - RJ	40,54%
			Presidente Kennedy – ES	100,00%
			Campos dos Goytacazes – RJ	68,22%
Sapinhoá	Espírito Santo	13,37%	São João da Barra - RJ	31,78%
			Ilhabela - SP	50,00%
	Rio de Janeiro	0,18%	São Sebastião - SP	50,00%
			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%
			Saquarema - 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 (2025)

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 2T/25. 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	96,71%
			Tefé-AM	3,29%

Tabela 9 - Fonte: ANP (2025)

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 2T/25, para a União, os Estados e os Municípios, totalizou R\$ 7.598.922.982,28. Como pode ser observado na Tabela 9, além dos recursos destinados à União (MME, MMA, Fundo Social, Educação e Saúde), constam no rol de beneficiários da PE 4 (quatro) estados e 22 (vinte e dois) municípios no 2T/25.

Ao Fundo Social foram destinados 46,55% 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 36,23% 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 (4,42%) e Niterói-RJ (3,68%) como os maiores destinatários de PE, basicamente, por terem confrontação com o campo de Tupi.

Tabela 10: Beneficiários da PE

Beneficiários	1T/25	2T/25	Variações: 2T/25 - 1T/25
MMA	53.942.330,12	34.008.474,66	-36,95%
MME	215.769.320,48	136.033.898,67	-36,95%
Fundo Social	4.097.651.114,84	3.537.604.382,01	-13,67%
Educação	18.826.217,65	68.861.051,85	265,77%
Saúde	6.275.405,89	22.953.683,96	265,77%
TOTAL UNIÃO	4.392.464.388,98	3.799.461.491,15	-13,50%
AM	14.592.081,33	11.588.093,56	-20,59%
ES	157.188.610,68	133.444.023,17	-15,11%
RJ	3.129.929.221,31	2.752.916.559,90	-12,05%
SP	212.261.597,87	141.620.516,28	-33,28%
TOTAL ESTADOS	3.513.971.511,19	3.039.569.192,91	-13,50%
Coari-AM	3.576.559,62	2.842.240,80	-20,53%
Tefé-AM	71.460,72	54.782,59	-23,34%
Itapemirim-ES	12.426.659,63	10.657.311,70	-14,24%
Marataízes-ES	14.529.165,28	12.460.455,81	-14,24%
Piúma-ES	124.249,30	106.558,28	-14,24%
Presidente Kennedy-ES	12.217.078,48	10.136.680,00	-17,03%
Araruama-RJ	0,00	0,00	0,00%
Armação dos Búzios-RJ	1.931.880,00	1.339.723,64	-30,65%
Arraial do Cabo-RJ	1.079.013,66	1.475.794,33	36,77%
Cabo Frio-RJ	7.065.566,72	4.530.083,14	-35,89%
Campos dos Goytacazes-RJ	8.394.778,88	4.053.997,92	-51,71%
Carapebus-RJ	13.500,32	10.946,63	-18,92%
Casimiro de Abreu-RJ	1.426.606,45	894.799,03	-37,28%
Macaé-RJ	400.725,33	505.009,86	26,02%
Marica-RJ	368.947.576,20	336.209.067,04	-8,87%

Beneficiários	1T/25	2T/25	Variações: 2T/25 - 1T/25
Niterói-RJ	321.686.581,05	279.887.115,95	-12,99%
Parati-RJ	6.564.329,03	5.015.976,98	-23,59%
Quissamã-RJ	0,00	54.262,60	0,00%
Rio das Ostras-RJ	2.094.682,98	1.542.729,08	-26,35%
Rio de Janeiro-RJ	59.723.550,89	51.946.119,92	-13,02%
São Joao da Barra-RJ	3.153.513,79	763.513,87	-75,79%
Saquarema-RJ	0,00	0,00	0,00%
São Sebastiao-SP	26.532.699,73	17.702.564,52	-33,28%
Ilhabela-SP	26.532.699,73	17.702.564,53	-33,28%
TOTAL MUNICÍPIOS	878.492.877,79	759.892.298,22	-13,50%
TOTAL BRASIL	8.784.928.777,96	7.598.922.982,28	-13,50%

Tabela 10 - Fonte: ANP (2025)

DISTRIBUIÇÃO COMPLEMENTAR DE PE

Como pode ser observado na Tabela 11, além da distribuição trimestral da PE no 2T/25, houve distribuição complementar no período, beneficiando 3 (três) estados e 20 (vinte) municípios, totalizando R\$ 293,2 milhões.

Essa distribuição complementar contempla basicamente recálculos de produção, de diversos campos e períodos, 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	2T/25
MMA	26.179.763,87
MME	104.719.055,51
FUNDO SOCIAL	15.714.507,41
EDUCAÇÃO	15.809,11
SAÚDE	5.269,71
TOTAL UNIÃO	146.634.405,61
ES	9.487.591,75
SP	7.948,92
RJ	107.811.983,84
TOTAL ESTADOS	117.307.524,51

Beneficiários	2T/25
Itapemirim-ES	1.056.789,65
Marataízes-ES	151.604,62
Presidente Kennedy-ES	1.163.503,68
Armação Dos Búzios-RJ	164.331,97
Cabo Frio-RJ	1.071.197,19
Campos Dos Goytacazes-RJ	15.484.818,09
Carapebus-RJ	653.820,94
Casimiro De Abreu-RJ	288.335,43
Macaé-RJ	3.892,33
Marica-RJ	1.076.393,34
Niterói-RJ	943.865,78
Quissamã-RJ	6.604.383,97
Rio Das Ostras-RJ	486.990,94
Rio De Janeiro-RJ	174.966,00
Caraguatatuba-SP	610,83
São Sebastião-SP	63,12
Ilhabela-SP	151,63
Iguape-SP	687,56
Peruíbe-SP	306,05
Ubatuba-SP	168,04
MUNICÍPIOS	29.326.881,16
TOTAL BRASIL	293.268.811,28

Tabela 11 - Fonte: ANP (2025)

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 11, a receita bruta dos 16 (dezesesseis) campos pagadores de PE totalizou R\$ 58,3 bilhões no 2T/25, gerando a obrigatoriedade de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento de R\$ 582,9 milhões.

Tabela 11: Obrigação gerada de pesquisa e desenvolvimento

Campos (16)	Receita Bruta (R_{brut})	Pesquisa e Desenvolvimento (1% x R_{brut})
Albacora Leste	940.823.298,08	9.408.232,98
Atlanta	883.562.497,79	8.835.624,98
Baúna	872.944.475,98	8.729.444,76
Berbigão	4.078.648.163,14	40.786.481,63
Jubarte	4.510.179.777,67	45.101.797,78
Lapa	1.097.855.003,34	10.978.550,03
Leste do Urucu	426.223.790,90	4.262.237,91
Marlim	2.034.094.411,66	20.340.944,12
Marlim Leste	1.413.647.142,91	14.136.471,43
Marlim Sul	2.020.780.711,86	20.207.807,12
Peregrino	2.768.364.401,89	27.683.644,02
Rio Urucu	447.924.056,65	4.479.240,57
Roncador	3.095.519.081,38	30.955.190,81
Sapinhoá	3.905.657.220,26	39.056.572,20
Tartaruga Verde	1.118.040.099,57	11.180.401,00
Tupi	28.685.440.723,13	286.854.407,23
TOTAL	58.299.704.856,21	582.997.048,56

Tabela 8 - Fonte: ANP (2025)

ANEXO: DEMONSTRATIVO DA PE POR CAMPO

Os demonstrativos de apuração da PE por campo, no 2T/25, em termos comparativos ao 1T/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		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	344,78	424,57	23,14%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.473,05	2.120,24	-14,27%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	39.784,98	52.824,97	32,78%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,03	0,77	-25,54%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	893,74	940,82	5,27%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	623,53	639,97	2,64%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	270,21	300,85	11,34%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,59%	0,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	1,78	0,00%

Atlanta		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	0,00	495,81	0,00%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	0,00	1.747,25	0,00%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	0,00	25.323,09	0,00%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,00	0,68	0,00%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	0,00	883,56	0,00%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	0,00	395,25	0,00%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	0,00	488,32	0,00%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	1,33%	0,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	6,51	0,00%

Barracuda		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	292,71	344,59	17,73%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.649,01	2.278,92	-13,97%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	39.274,91	39.917,51	1,64%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,64	1,30	-20,98%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	839,91	837,12	-0,33%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.106,81	886,41	-19,91%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-224,10	-490,99	-119,10%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-490,99	-540,28	-10,04%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,00%	0,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%

Berbigão		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	999,11	1.725,10	72,66%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.608,87	2.284,98	-12,41%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	94.164,57	161.271,16	71,27%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,13	0,85	-24,87%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.712,89	4.078,65	50,34%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	844,98	1.008,94	19,40%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.867,91	3.069,71	64,34%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	7,83%	16,33%	108,56%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	146,22	501,18	242,75%

Frade		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	531,09	321,30	-39,50%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.502,66	2.136,41	-14,63%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	34.857,72	20.838,17	-40,22%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,51	0,75	46,07%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.347,08	702,10	-47,88%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	459,85	347,16	-24,51%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	887,23	354,94	-59,99%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,05%	0,00%	-100,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	18,23	0,00	-100,00%

Jubarte		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	1.751,35	1.900,46	8,51%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.560,94	2.180,86	-14,84%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	255.157,49	329.183,65	29,01%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,45	1,11	-23,23%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	4.854,17	4.510,18	-7,09%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.638,80	2.794,09	5,88%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.215,37	1.716,09	-22,54%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	17,36%	19,22%	10,71%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	384,67	329,90	-14,24%

Lapa		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	633,63	512,53	-19,11%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.515,85	2.140,03	-14,94%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	1.302,86	1.356,76	4,14%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	0,94	0,76	-19,02%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.595,34	1.097,86	-31,18%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.083,00	1.025,39	-5,32%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	512,34	72,46	-85,86%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,91%	1,24%	-57,47%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	14,90	0,90	-93,98%

Leste do Urucu		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	66,28	73,45	10,82%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.840,57	2.502,82	-11,89%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	221.409,78	218.100,05	-1,49%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,36	1,11	-18,26%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	489,30	426,22	-12,89%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	159,71	158,51	-0,75%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	329,59	267,71	-18,77%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,47%	4,62%	3,38%
= Participação Especial Recolhida*	(em milhões de Reais)	14,73	12,37	-16,03%

* Compensado o valor de R\$ 72.602,36 no 2T/25.

Marlim		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	566,64	865,29	52,71%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.565,73	2.216,88	-13,60%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	60.103,42	100.259,40	66,81%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,48	1,16	-21,73%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.542,58	2.034,09	31,86%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.345,29	1.812,47	34,73%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	197,29	221,62	12,33%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,90%	6,19%	113,37%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	5,73	13,73	139,69%

Marlim Leste		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	820,13	565,75	-31,02%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.635,21	2.381,03	-9,65%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	80.275,40	51.226,04	-36,19%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,71	1,30	-23,98%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.298,47	1.413,65	-38,50%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.236,28	1.160,42	-6,14%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-906,55	0,00	100,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	155,65	253,23	62,69%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,31%	2,84%	-46,48%
= Participação Especial Recolhida*	(em milhões de Reais)	8,27	7,20	-12,93%

* Compensado o valor de R\$ 494.958,75 no 2T/25.

Marlim Sul		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	952,32	850,57	-10,68%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.582,47	2.204,60	-14,63%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	104.205,49	110.161,87	5,72%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,63	1,32	-18,86%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.629,10	2.020,78	-23,14%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.639,49	1.615,51	-1,46%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	989,62	405,27	-59,05%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	7,45%	6,27%	-15,77%
= Participação Especial Recolhida*	(em milhões de Reais)	73,72	25,43	-65,50%

* Compensado o valor de R\$ 20.469,25 no 2T/25.

Mexilhão		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	28,10	27,39	-2,52%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	3.048,09	2.687,78	-11,82%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	295.644,13	286.860,67	-2,97%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,04	0,79	-24,15%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	392,93	299,78	-23,71%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	123,36	155,52	26,08%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	269,57	144,25	-46,49%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,00%	0,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%

Peregrino		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	1.315,37	1.353,88	2,93%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.339,37	2.027,27	-13,34%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	18.059,58	17.144,58	-5,07%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,71	1,38	-19,19%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.108,02	2.768,36	-10,93%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.879,07	1.860,83	-0,97%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.228,95	907,53	-26,15%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	13,17%	13,63%	3,47%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	161,91	123,72	-23,59%

Rio Urucu		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	49,34	48,68	-1,34%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.854,98	2.504,77	-12,27%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	298.601,93	320.203,73	7,23%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,37	1,02	-25,69%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	549,99	447,92	-18,56%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	158,00	157,13	-0,55%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	391,99	290,80	-25,82%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,55%	5,78%	4,19%
= Participação Especial Recolhida*	(em milhões de Reais)	21,75	16,81	-22,71%

* Compensado o valor de R\$ 137.306,49 no 2T/25.

Roncador		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	1.405,96	1.268,74	-9,76%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.587,20	2.219,72	-14,20%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	236.251,64	307.857,98	30,31%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,28	0,91	-28,97%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.939,20	3.095,52	-21,42%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	3.490,18	2.883,76	-17,37%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	449,02	211,76	-52,84%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	13,74%	13,10%	-4,69%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	61,69	27,73	-55,05%

Sapinhoá		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	1.743,89	1.620,55	-7,07%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.660,89	2.293,78	-13,80%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	264.400,68	232.837,40	-11,94%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,02	0,81	-20,69%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	4.910,16	3.905,66	-20,46%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.949,40	1.698,96	-12,85%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.960,76	2.206,70	-25,47%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	17,45%	16,03%	-8,13%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	516,67	353,78	-31,53%

Tartaruga Verde		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	590,20	484,14	-17,97%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.629,98	2.242,66	-14,73%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	44.091,54	35.302,94	-19,93%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,15	0,91	-20,33%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.602,81	1.118,04	-30,25%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	793,93	856,40	7,87%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	808,88	261,64	-67,65%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,03%	1,50%	-50,48%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	24,49	3,92	-83,98%

Tupi		1T/2025	2T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m ³ /Trimestre)	11.117,25	11.583,69	4,20%
Preço do Petróleo	(em Reais por m ³)	2.672,89	2.298,04	-14,02%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m ³ /Trimestre)	2.010.191,79	2.121.908,95	5,56%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m ³)	1,18	0,97	-17,69%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	32.092,61	28.685,44	-10,62%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	9.497,58	9.250,67	-2,60%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	22.595,04	19.434,77	-13,99%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	36,47%	36,63%	0,44%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	8.240,61	7.119,29	-13,61%



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

