

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

3º Trimestre de 2025 (3T/25)



**anp**  
Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis

# RELATÓRIO TRIMESTRAL DE PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

3º Trimestre de 2025 (3T/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 <sub>óleo</sub> ).....	7
Preço de referência do gás natural (Pref <sub>gás</sub> ).....	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.....	18
Anexo: Demonstrativo da PE por campo.....	19

### Lista de abreviaturas:

bbl: barril

boe/d: barril de óleo equivalente dia

btu: *british thermal unit*

m<sup>3</sup>: metros cúbicos

m<sup>3</sup>oe: 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 m<sup>3</sup>);

**$V_{\text{gás}}$** : produção de gás natural (em m<sup>3</sup>);

**$Pref_{\text{óleo}}$** : preço de referência do petróleo (em R\$/m<sup>3</sup>);

**$Pref_{\text{gás}}$** : preço de referência do gás natural (em R\$/m<sup>3</sup>);

**$R_{liq}$** : 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 3º trimestre de 2025 (3T/25), a PE arrecadada pelos concessionários totalizou R\$ 8.529.453.119,80 (oito bilhões, quinhentos e vinte e nove milhões, quatrocentos e cinquenta e três mil, cento e dezenove reais e oitenta centavos), sendo R\$ 7.628.475.972,88 (sete bilhões, seiscentos e vinte e oito milhões, quatrocentos e setenta e cinco mil, novecentos e setenta e dois reais e oitenta e oito centavos) distribuídos para os beneficiários legais, R\$ 890.316.580,90 (oitocentos e noventa milhões, trezentos e dezesseis mil, quinhentos e oitenta reais e noventa centavos) de Seguro Garantia e R\$ 10.660.566,04 (dez milhões, seiscentos e sessenta mil, quinhentos e sessenta e seis reais e quatro centavos) depositados judicialmente.

Este relatório abordará as variáveis relacionadas à apuração da PE no 3T/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 3T/25, apresentada na Tabela 1, registrou um aumento de 4,45% em relação ao 2T/25, totalizando 30.788,15 Mm<sup>3</sup>oe.

**Tabela 1: Produção nos campos passíveis de pagamento de PE**

PE	2T/25		3T/25		Variações: 3T/25 - 2T/25
	Campos (18)	Mm <sup>3</sup> oe    Mboe/d	Mm <sup>3</sup> oe    Mboe/d		Δ %
Albacora Leste		478,22    33,42	532,01    37,18		11,25%
Atlanta		519,26    36,29	523,37    36,58		0,79%
Barracuda		394,29    27,56	523,53    36,59		32,78%
Baúna		374,13    26,15	331,16    23,14		-11,49%
Berbigão		1.927,88    134,73	1.971,91    137,81		2,28%
Frade		342,44    23,93	500,60    34,99		46,19%
Jubarte		2.274,26    158,94	3.166,23    221,28		39,22%
Lapa		513,53    35,89	594,76    41,57		15,82%
Leste do Urucu		278,89    19,49	317,20    22,17		13,74%
Marlim		977,89    68,34	1.164,00    81,35		19,03%
Marlim Leste		628,69    43,94	979,00    68,42		55,72%
Marlim Sul		983,59    68,74	1.017,86    71,13		3,48%
Peregrino		1.374,66    96,07	519,87    36,33		-62,18%
Rio Urucu		355,45    24,84	369,88    25,85		4,06%
Roncador		1.597,21    111,62	1.582,43    110,59		-0,93%
Sapinhoá		1.897,96    132,64	1.968,56    137,58		3,72%
Tartaruga Verde		529,36    37,00	563,01    39,35		6,36%
Tupi		14.027,99    980,37	14.162,76    989,79		0,96%
<b>TOTAL</b>		<b>29.475,71    2.059,96</b>	<b>30.788,15    2.151,68</b>		<b>4,45%</b>

Tabela 1 - Fonte: ANP (2025)

Dos 18 campos, no 3T/25, o campo de Marlim Leste (55,72%), Frade (46,19%), Jubarte (39,22%) e Barracuda (32,78%) foram os campos que apresentaram aumento mais significativo na produção.

Observa-se redução mais representativas no campo de Peregrino (-62,18%).

## PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA POR CAMPO

### PREÇO DE REFERÊNCIA DO PETRÓLEO (Pref<sub>óleo</sub>)

O Pref<sub>óleo</sub> médio por campo, apresentado na Tabela 2 (2T/25 e 3T/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<sub>óleo</sub>)

Preço do Petróleo	2T/25		3T/25		Variações: 3T/25 - 2T/25
Campos (18)	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/bbl	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/bbl	Δ %
Albacora Leste	2.120,2357	59,5003	2.044,7531	59,6828	-3,56%
Atlanta	1.747,2460	49,0331	1.670,8546	48,7694	-4,37%
Barracuda	2.278,9178	63,9534	2.212,6480	64,5834	-2,91%
Baúna	2.375,3245	66,6589	2.330,8464	68,0334	-1,87%
Berbigão	2.284,9846	64,1237	2.223,9404	64,9130	-2,67%
Frade	2.136,4104	59,9542	2.049,8375	59,8312	-4,05%
Jubarte	2.180,8577	61,2016	2.104,0101	61,4124	-3,52%
Lapa	2.140,0349	60,0559	2.064,8088	60,2682	-3,52%
Leste do Urucu	2.502,8243	70,2369	2.452,0674	71,5716	-2,03%
Marlim	2.216,8814	62,2125	2.143,7203	62,5715	-3,30%
Marlim Leste	2.381,0298	66,8190	2.224,3470	64,9249	-6,58%
Marlim Sul	2.204,5971	61,8678	2.121,6910	61,9285	-3,76%
Peregrino	2.027,2677	56,8914	1.987,2010	58,0030	-1,98%
Rio Urucu	2.504,7749	70,2917	2.452,4567	71,5830	-2,09%
Roncador	2.219,7234	62,2922	2.153,9999	62,8715	-2,96%
Sapinhoá	2.293,7805	64,3705	2.224,0893	64,9173	-3,04%
Tartaruga Verde	2.242,6600	62,9359	2.184,2466	63,7544	-2,60%
Tupi	2.298,0433	64,4901	2.234,9174	65,2334	-2,75%
<b>MÉDIA PONDERADA</b>	<b>2.253,9025</b>	<b>63,2514</b>	<b>2.189,5977</b>	<b>63,9106</b>	<b>-2,85%</b>

Tabela 2 - Fonte: ANP (2025)

O Pref<sub>óleo</sub> 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 (2T/25 e 3T/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 (18)	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/bbl	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/bbl	Δ %
Albacora Leste	0,7691	3,6394	0,7199	3,5434	-6,39%
Atlanta	0,6813	3,2243	0,6758	3,3260	-0,82%
Barracuda	1,2984	6,1444	1,2821	6,3105	-1,26%
Baúna	1,5819	7,4858	1,3498	6,6437	-14,67%
Berbigão	0,8484	4,0147	0,8111	3,9922	-4,39%
Frade	0,7522	3,5594	0,6990	3,4406	-7,06%
Jubarte	1,1105	5,2551	1,0235	5,0378	-7,83%
Lapa	0,7607	3,5999	0,6869	3,3811	-9,70%
Leste do Urucu	1,1114	5,2594	0,9522	4,6865	-14,33%
Marlim	1,1555	5,4681	1,0646	5,2400	-7,86%
Marlim Leste	1,2997	6,1505	1,3587	6,6877	4,54%
Marlim Sul	1,3218	6,2549	1,1068	5,4478	-16,26%
Peregrino	1,3814	6,5373	1,3136	6,4654	-4,91%
Rio Urucu	1,0181	4,8179	0,9405	4,6290	-7,62%
Roncador	0,9071	4,2926	0,8805	4,3338	-2,93%
Sapinhoá	0,8095	3,8307	0,7660	3,7703	-5,37%
Tartaruga Verde	0,9141	4,3259	0,8632	4,2484	-5,58%
Tupi	0,9735	4,6067	0,8674	4,2694	-10,89%
<b>MÉDIA</b>	<b>1,0995</b>	<b>5,2030</b>	<b>1,0188</b>	<b>5,0143</b>	<b>-7,34%</b>

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 (2T/25 e 3T/25), é calculada nos termos do Decreto nº 2.705/98, sendo aplicada em cada campo para apuração da PE.

**Tabela 4:** Alíquota efetiva ( $AL_{ef}$ )

<b>Campos (18)</b>	<b>2T/25</b>	<b>3T/25</b>	<b>Variações: 3T/25 - 2T/25</b>
Albacora Leste	0,59%	1,54%	161,23%
Atlanta	1,33%	1,40%	5,11%
Barracuda	0,00%	1,40%	0,00%
Baúna	1,98%	0,94%	-52,52%
Berbigão	16,33%	16,74%	2,55%
Frade	0,00%	1,01%	0,00%
Jubarte	19,22%	25,08%	30,45%
Lapa	1,24%	2,43%	96,73%
Leste do Urucu	4,62%	5,27%	14,06%
Marlim	6,19%	8,40%	35,63%
Marlim Leste	2,84%	6,21%	118,50%
Marlim Sul	6,27%	6,74%	7,36%
Peregrino	13,63%	4,23%	-68,98%
Rio Urucu	5,78%	5,94%	2,85%
Roncador	13,10%	12,94%	-1,21%
Sapinhoá	16,03%	16,71%	4,24%
Tartaruga Verde	1,50%	2,01%	33,89%
Tupi	36,63%	36,66%	0,09%

**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 18 campos apurados, todos tiveram produção suficiente para gerar alíquota de PE.

Além disso, os campos que tiveram variações mais expressivo de alíquota foram Albacora Leste, Marlim Leste, Lapa, Peregrino e Baúna, cujas variações foram de 161,23%, 118,50%, 96,73%, -68,98% e -52,52% respectivamente.

O campo de Tupi permaneceu sendo o de maior  $AL_{ef}$  (36,66%), mantendo-se estável com relação à alíquota do trimestre anterior.

### ARRECADAÇÃO POR CAMPO

A PE arrecadada totalizou R\$ 8.529.453.119,80. A Tabela 5 demonstra a arrecadação por campo, totalizando uma diminuição de 0,22% em relação ao trimestre anterior (2T/25).

**Tabela 5: Arrecadação de PE (R\$)**

<b>Campos (18)</b>	<b>2T/25</b>	<b>3T/25</b>	<b>Variações: 3T/25 - 2T/25</b>
Albacora Leste	1.775.308,26	4.801.260,60	170,45%
Atlanta	6.512.915,27	5.568.754,54	-14,50%
Barracuda	0,00	0,00	0,00%
Baúna	4.526.233,12	1.965.438,72	-56,58%
Berbigão	501.180.247,48	493.876.262,90	-1,46%
Frade	0,00	5.547.778,64	0,00%
Jubarte	329.901.769,35	722.719.415,03	119,07%
Lapa	896.477,99	11.010.414,39	1128,19%
Leste do Urucu	12.299.717,74	14.257.973,22	15,92%
Marlim	13.729.054,06	51.819.351,69	277,44%
Marlim Leste	6.702.299,07	34.324.889,22	412,14%
Marlim Sul	25.409.099,39	13.683.307,44	-46,15%
Peregrino	123.717.485,32	0,00	-100,00%
Rio Urucu	16.670.516,15	16.682.816,14	0,07%
Roncador	27.730.497,82	27.429.214,48	-1,09%
Sapinhoá	353.784.549,22	353.966.884,59	0,05%
Tartaruga Verde	3.922.697,78	8.695.127,32	121,66%
Tupi	7.119.290.647,21	6.763.104.230,89	-5,00%
<b>TOTAL</b>	<b>8.548.049.515,23</b>	<b>8.529.453.119,80</b>	<b>-0,22%</b>

Tabela 5 - Fonte: ANP (2025)

Os campos de Tupi (R\$ 6,7 bilhões), Jubarte (R\$ 722,7 milhões), Berbigão (R\$ 493,8 milhões) e o campo de Sapinhoá (R\$ 353,9 milhões), juntos com o campo de Marlim (R\$ 51,8 milhões), representaram 98,31% da arrecadação no 3T/25.

Neste trimestre (3T/25) foram realizadas compensações nos campos de Marlim e Marlim Leste, nos montantes de R\$ 256.346,45; R\$ 20.243,10, respectivamente.

## DEPÓSITOS JUDICIAIS

No 3T/25, as concessionárias depositaram judicialmente o valor de R\$ 10,6 milhões de reais, referente aos campos de Baúna e Tartaruga Verde. O passivo acumulado com os esses depósitos judiciais até o 3T/25 é de R\$ 18,8 bilhões de reais.

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

**Tabela 6:** Depósitos judiciais (R\$)

<b>Campos (4)</b>	<b>3T/25</b>	<b>Total Acumulado</b>	<b>Processo Judicial</b>
Baúna	1.965.438,72	304.733.623,22	0013992-68.2014.4.02.5101
Berbigão	-	110.922.316,01	5028836-49.2025.4.02.5101
Tartaruga Verde	8.695.127,32	1.475.547.402,82	0002716-69.2016.4.02.5101
Tupi	-	16.942.698.794,19	0167592-12.2014.4.02.5101
<b>TOTAL</b>	<b>10.660.566,04</b>	<b>18.833.902.136,24</b>	<b>-</b>

Tabela 6 - Fonte: ANP (2025)

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 3T/25 perfaz o total de R\$ 890,3 milhões.

**Tabela 7:** Seguro Garantia (R\$)

<b>Campos (2)</b>	<b>3T/25</b>	<b>Total Acumulado</b>
Berbigão	309.049.921,52	627.497.175,37
Tupi	581.266.659,38	581.266.659,38
<b>TOTAL</b>	<b>890.316.580,90</b>	<b>1.208.763.834,75</b>

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 3T/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%
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%
Lapa	São Paulo	100,00%	Ilhabela - SP	50,00%
			São Sebastião - SP	50,00%
Marlim	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Macaé – RJ	20,40%
			Rio das Ostras - RJ	29,60%
Marlim Leste	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu - RJ	1,27%
			Carapebus - RJ	1,63%
			Macaé – RJ	20,66%
			Rio das Ostras – RJ	26,44%
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%

Campos	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
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 (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 3T/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**

<b>Campos</b>	<b>Estado</b>	<b>% Rateio</b>	<b>Municípios</b>	<b>% Rateio</b>
Leste do Urucu	Amazonas	100,00%	Coari-AM	100,00%
Rio Urucu	Amazonas	100,00%	Coari-AM	96,84%
			Tefé-AM	3,16%

**Tabela 9 - Fonte: ANP (2025)**

Foi identificada uma correção no rateio do campo Rio Urucu referente ao 2º trimestre de 2025, devido à atualização dos dados de produção utilizados no cálculo. O ajuste já foi aplicado na distribuição corrente do 3º trimestre de 2025, conforme tabela abaixo.

**Tabela 10: Ajuste na distribuição de Rio Urucu**

<b>Campos</b>	<b>Estado</b>	<b>% Rateio</b>	<b>Municípios</b>	<b>Ajuste</b>
Rio Urucu	Amazonas	100,00%	Coari-AM	762,29
			Tefé-AM	-762,29

**Tabela 10 - 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 3T/25, para a União, os Estados e os Municípios, totalizou R\$ 7.628.475.972,88. Como pode ser observado na Tabela 11, 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 3T/25.

Ao Fundo Social foram destinados 46,08% 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 34,12% 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 (4,21%) e Niterói-RJ (3,49%) como os maiores destinatários de PE, basicamente, por terem confrontação com o campo de Tupi.

**Tabela 11: Beneficiários da PE**

<b>Beneficiários</b>	<b>2T/25</b>	<b>3T/25</b>	<b>Variações: 3T/25 - 2T/25</b>
MMA	34.008.474,66	40.149.409,78	18,06%
MME	136.033.898,67	160.597.639,14	18,06%
Fundo Social	3.537.604.382,01	3.515.572.559,64	-0,62%
Educação	68.861.051,85	73.438.783,42	6,65%
Saúde	22.953.683,96	24.479.594,47	6,65%
<b>TOTAL UNIÃO</b>	<b>3.799.461.491,15</b>	<b>3.814.237.986,45</b>	<b>0,39%</b>
AM	11.588.093,56	12.376.315,75	6,80%
ES	133.444.023,17	290.560.901,78	117,74%
RJ	2.752.916.559,90	2.602.714.276,45	-5,46%
SP	141.620.516,28	145.738.895,17	2,91%
<b>TOTAL ESTADOS</b>	<b>3.039.569.192,91</b>	<b>3.051.390.389,15</b>	<b>0,39%</b>
Coari-AM	2.842.240,80	3.040.650,09	6,98%
Tefe-AM	54.782,59	53.428,84	-2,47%
Itapemirim-ES	10.657.311,70	23.347.089,35	119,07%

<b>Beneficiários</b>	<b>2T/25</b>	<b>3T/25</b>	<b>Variações: 3T/25 - 2T/25</b>
Marataizes-ES	12.460.455,81	27.297.256,85	119,07%
Piuma-ES	106.558,28	233.438,38	119,07%
Presidente Kennedy-ES	10.136.680,00	21.762.440,89	114,69%
Armacao dos Buzios-RJ	1.339.723,64	60.394,62	-95,49%
Arraial do Cabo-RJ	1.475.794,33	556.875,45	-62,27%
Cabo Frio-RJ	4.530.083,14	384.512,57	-91,51%
Campos dos Goytacazes-RJ	4.053.997,92	7.056.250,12	74,06%
Carapebus-RJ	10.946,63	56.061,62	412,14%
Casimiro de Abreu-RJ	894.799,03	130.165,02	-85,45%
Macaé-RJ	505.009,86	1.766.508,16	249,80%
Marica-RJ	336.209.067,04	320.992.874,68	-4,53%
Niterói-RJ	279.887.115,95	266.307.623,68	-4,85%
Parati-RJ	5.015.976,98	0,00	-100,00%
Quissama-RJ	54.262,60	146.751,35	170,45%
Rio das Ostras-RJ	1.542.729,08	2.593.735,43	68,13%
Rio de Janeiro-RJ	51.946.119,92	49.428.899,02	-4,85%
São João da Barra-RJ	763.513,87	1.197.917,38	56,90%
São Sebastião-SP	17.702.564,52	18.217.361,89	2,91%
Ilhabela-SP	17.702.564,53	18.217.361,89	2,91%
<b>TOTAL MUNICÍPIOS</b>	<b>759.892.298,22</b>	<b>762.847.597,28</b>	<b>0,39%</b>
<b>TOTAL BRASIL</b>	<b>7.598.922.982,28</b>	<b>7.628.475.972,88</b>	<b>0,39%</b>

Tabela 11 - Fonte: ANP (2025)

## DISTRIBUIÇÃO COMPLEMENTAR DE PE

Como pode ser observado na Tabela 12, além da distribuição trimestral da PE no 3T/25, houve distribuição complementar no período, beneficiando 4 (quatro) estados e 15 (quinze) municípios, totalizando R\$ 70,7 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 12: Distribuição complementar de PE

Beneficiários	3T/25
MMA	6.042.735,83
MME	24.170.943,20
FUNDO SOCIAL	5.150.744,58
<b>TOTAL UNIÃO</b>	<b>35.364.423,61</b>
MA	7.832.775,25
ES	10.084.029,83
SP	33.287,74
RJ	10.341.446,07
<b>TOTAL ESTADOS</b>	<b>28.291.538,89</b>
ITAPEMIRIM-ES	1.091.402,33
MARATAIZES-ES	158.895,51
PIUMA-ES	22,68
PRESIDENTE KENNEDY-ES	1.270.686,96
ARMACAO DOS BUZIOS-RJ	79.650,17
CABO FRIO-RJ	507.106,27
CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	1.373.800,52
CARAPEBUS-RJ	2.064,92
CASIMIRO DE ABREU-RJ	115.874,06
SAO JOAO DA BARRA-RJ	145.406,65
RIO DAS OSTRAS-RJ	294.267,07
LIMA CAMPOS-MA	918.950,48
PEDREIRAS-MA	1.039.243,33
IGUAPE-SP	592,52
ILHA COMPRIDA-SP	7.729,41
<b>MUNICÍPIOS</b>	<b>7.072.884,73</b>
<b>TOTAL BRASIL</b>	<b>70.728.847,23</b>

Tabela 12 - Fonte: ANP (2025)

## APURAÇÃO DOS VALORES DE PE PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

A Cláusula 24ª (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 13, a receita bruta dos 16 (dezesseis) campos pagadores de PE totalizou R\$ 58,1 bilhões no 3T/25, gerando a obrigatoriedade de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento de R\$ 581,2 milhões.

**Tabela 13:** Obrigação gerada de pesquisa e desenvolvimento

<b>Campos (16)</b>	<b>Receita Bruta (R<sub>brut</sub>)</b>	<b>Pesquisa e Desenvolvimento (1% x R<sub>brut</sub>)</b>
Albacora Leste	958.321.546,83	9.583.215,47
Atlanta	854.316.840,01	8.543.168,40
Baúna	754.882.615,91	7.548.826,16
Berbigão	4.026.405.170,80	40.264.051,71
Frade	986.003.566,16	9.860.035,66
Jubarte	5.983.759.179,80	59.837.591,80
Lapa	1.227.356.066,00	12.273.560,66
Leste do Urucu	431.599.132,19	4.315.991,32
Marlim	2.328.899.887,29	23.288.998,87
Marlim Leste	2.046.554.918,60	20.465.549,19
Marlim Sul	2.000.538.775,17	20.005.387,75
Rio Urucu	439.851.096,08	4.398.510,96
Roncador	3.017.149.872,69	30.171.498,73
Sapinhoá	3.915.743.785,24	39.157.437,85
Tartaruga Verde	1.156.359.162,94	11.563.591,63
Tupi	27.997.182.773,24	279.971.827,73
<b>TOTAL</b>	<b>58.124.924.388,95</b>	<b>581.249.243,89</b>

Tabela 13 - Fonte: ANP (2025)

## ANEXO: DEMONSTRATIVO DA PE POR CAMPO

Os demonstrativos de apuração da PE por campo, no 3T/25, em termos comparativos ao 2T/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		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	424,57	434,26	2,28%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.120,24	2.044,75	-3,56%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	52.824,97	97.756,29	85,06%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,77	0,72	-6,39%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	940,82	958,32	1,86%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	639,97	646,86	1,08%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	300,85	311,46	3,53%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,59%	1,54%	161,23%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>1,78</b>	<b>4,80</b>	<b>170,45%</b>

Atlanta		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	495,81	501,60	1,17%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.747,25	1.670,85	-4,37%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	25.323,09	23.985,14	-5,28%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,68	0,68	-0,82%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	883,56	854,32	-3,31%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	395,25	455,27	15,19%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	488,32	399,05	-18,28%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	1,33%	1,40%	5,11%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>6,51</b>	<b>5,59</b>	<b>-14,10%</b>

Barracuda		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	344,59	456,99	32,62%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.278,92	2.212,65	-2,91%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	39.917,51	50.902,30	27,52%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1,30	1,28	-1,26%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	837,12	1.076,42	28,59%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	886,41	885,29	-0,13%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-490,99	-540,28	-10,04%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-540,28	-349,15	35,38%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	1,40%	0,00%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>

Baúna		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	361,10	318,15	-11,90%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.375,32	2.330,85	-1,87%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	9.611,87	9.878,55	2,77%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1,58	1,35	-14,67%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	872,94	754,88	-13,52%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	644,51	545,97	-15,29%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	228,43	208,91	-8,55%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	1,98%	0,94%	-52,52%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>4,53</b>	<b>1,97</b>	<b>-56,58%</b>

Berbigão		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.725,10	1.747,74	1,31%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.284,98	2.223,94	-2,67%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	161.271,16	172.036,64	6,68%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,85	0,81	-4,39%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	4.078,65	4.026,41	-1,28%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.008,94	1.076,76	6,72%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	3.069,71	2.949,65	-3,91%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	16,33%	16,74%	2,55%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>501,18</b>	<b>493,88</b>	<b>-1,46%</b>

Frade		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	321,30	470,88	46,56%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.136,41	2.049,84	-4,05%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	20.838,17	29.722,17	42,63%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,75	0,70	-7,06%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	702,10	986,00	40,44%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	347,16	437,16	25,93%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	354,94	548,84	54,63%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	1,01%	0,00%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>0,00</b>	<b>5,55</b>	<b>0,00%</b>

Jubarte		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.900,46	2.612,08	37,44%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.180,86	2.104,01	-3,52%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	329.183,65	476.692,10	44,81%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1,11	1,02	-7,83%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	4.510,18	5.983,76	32,67%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.794,09	3.101,75	11,01%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.716,09	2.882,01	67,94%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	19,22%	25,08%	30,45%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>329,90</b>	<b>722,72</b>	<b>119,07%</b>

Lapa		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	512,53	594,14	15,92%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.140,03	2.064,81	-3,52%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.356,76	832,53	-38,64%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,76	0,69	-9,70%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.097,86	1.227,36	11,80%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.025,39	774,98	-24,42%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	72,46	452,38	524,30%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	1,24%	2,43%	96,73%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>0,90</b>	<b>11,01</b>	<b>1128,19%</b>

Leste do Urucu		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	73,45	73,71	0,36%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.502,82	2.452,07	-2,03%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	218.100,05	263.455,68	20,80%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1,11	0,95	-14,33%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	426,22	431,60	1,26%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	158,51	161,10	1,64%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	267,71	270,49	1,04%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,62%	5,27%	14,06%
<b>= Participação Especial Recolhida*</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>12,37</b>	<b>14,26</b>	<b>15,24%</b>

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

Marlim		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	865,29	1.027,65	18,76%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.216,88	2.143,72	-3,30%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	100.259,40	118.255,12	17,95%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1,16	1,06	-7,86%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.034,09	2.328,90	14,49%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.812,47	1.709,11	-5,70%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	221,62	619,79	179,66%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	6,19%	8,40%	35,63%
<b>= Participação Especial Recolhida*</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>13,73</b>	<b>52,08</b>	<b>279,31%</b>

\* Compensado o valor de R\$ 256.346,45 no 3T/25.

Marlim Leste		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	565,75	867,37	53,31%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.381,03	2.224,35	-6,58%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	51.226,04	86.276,69	68,42%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1,30	1,36	4,54%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.413,65	2.046,55	44,77%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.160,42	1.493,53	28,71%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	253,23	553,03	118,39%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,84%	6,21%	118,50%
<b>= Participação Especial Recolhida*</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>7,20</b>	<b>34,35</b>	<b>377,20%</b>

\* Compensado o valor de R\$ 20.243,1 no 3T/25 e compensado o valor de R\$ 494.958,75 no 2T/25.

Marlim Sul		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	850,57	883,09	3,82%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.204,60	2.121,69	-3,76%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	110.161,87	114.639,59	4,06%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1,32	1,11	-16,26%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.020,78	2.000,54	-1,00%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.615,51	1.797,43	11,26%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	405,27	203,11	-49,88%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	6,27%	6,74%	7,36%
<b>= Participação Especial Recolhida*</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>25,43</b>	<b>13,68</b>	<b>-46,19%</b>

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

Peregrino		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.353,88	513,31	-62,09%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.027,27	1.987,20	-1,98%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	17.144,58	5.415,90	-68,41%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1,38	1,31	-4,91%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.768,36	1.027,17	-62,90%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.860,83	1.431,37	-23,08%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	907,53	-404,20	-144,54%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	13,63%	4,23%	-68,98%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>123,72</b>	<b>0,00</b>	<b>-100,00%</b>

Rio Urucu		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	48,68	51,00	4,78%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.504,77	2.452,46	-2,09%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	320.203,73	334.686,95	4,52%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1,02	0,94	-7,62%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	447,92	439,85	-1,80%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	157,13	159,21	1,33%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	290,80	280,64	-3,49%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,78%	5,94%	2,85%
<b>= Participação Especial Recolhida*</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>16,81</b>	<b>16,68</b>	<b>-0,74%</b>

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

Roncador		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.268,74	1.290,21	1,69%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.219,72	2.154,00	-2,96%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	307.857,98	270.333,10	-12,19%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,91	0,88	-2,93%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.095,52	3.017,15	-2,53%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.883,76	2.805,14	-2,73%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	211,76	212,01	0,12%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	13,10%	12,94%	-1,21%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>27,73</b>	<b>27,43</b>	<b>-1,09%</b>

Sapinhoá		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.620,55	1.674,50	3,33%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.293,78	2.224,09	-3,04%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	232.837,40	249.990,74	7,37%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,81	0,77	-5,37%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.905,66	3.915,74	0,26%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.698,96	1.797,77	5,82%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.206,70	2.117,97	-4,02%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	16,03%	16,71%	4,24%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>353,78</b>	<b>353,97</b>	<b>0,05%</b>

Tartaruga Verde		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	484,14	514,10	6,19%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.242,66	2.184,25	-2,60%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	35.302,94	38.734,39	9,72%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,91	0,86	-5,58%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.118,04	1.156,36	3,43%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	856,40	723,18	-15,55%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	261,64	433,18	65,56%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	1,50%	2,01%	33,89%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>3,92</b>	<b>8,70</b>	<b>121,66%</b>



Tupi		2T/2025	3T/2025	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	11.583,69	11.688,37	0,90%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.298,04	2.234,92	-2,75%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	2.121.908,95	2.161.166,29	1,85%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,97	0,87	-10,89%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	28.685,44	27.997,18	-2,40%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	9.250,67	9.550,90	3,25%
+ Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	19.434,77	18.446,28	-5,09%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	36,63%	36,66%	0,09%
<b>= Participação Especial Recolhida</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>7.119,29</b>	<b>6.763,11</b>	<b>-5,00%</b>



**anp**  
Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis

