

## Relatório Trimestral de Participação Especial (PE)

1º Trimestre de 2021 (1T/21)



Superintendência de Participações Governamentais (SPG)

01 de junho de 2021

## SUMÁRIO

Lista de abreviaturas	2
1. Introdução	3
2. Produção de Petróleo e Gás Natural por Campo	4
3. Preço Médio de Referência por Campo	5
4. Alíquota Efetiva por Campo	6
5. Arrecadação por Campo	7
6. Depósitos Judiciais	8
7. Percentual de Confrontação dos Campos em Plataforma Continental	9
8. Percentual de Rateio dos Campos em Terra	10
9. Distribuição da PE	11
10. Distribuição complementar da PE	12
11. Apuração dos valores de PE para pesquisa e desenvolvimento	13
12. Anexo: Demonstrativo da PE por campo	14

## LISTA DE ABREVIATURAS

bbbl: barril

boed: 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

## 1. 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 1º trimestre de 2021 (1T/21), a PE apurada pelos concessionários totalizou R\$ 9.880.266.657,57 (nove bilhões, oitocentos e oitenta milhões, duzentos e sessenta e seis mil, seiscentos e cinquenta e sete reais e cinquenta e sete centavos), sendo R\$ 9.135.928.099,86 distribuído para os beneficiários legais, R\$ 744.215,813,63 depositados judicialmente e R\$ 122.744,08 compensados pela Petrobras no campo de Roncador.

Este relatório abordará as variáveis relacionadas à apuração da PE no 1T/21: i) produção de petróleo e gás natural; ii) preço médio de referência; e 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 da PE por campo se encontra no anexo deste relatório.

## 2. 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/21, apresentada na Tabela 1, apresentou uma redução de 2,47% em relação ao 4T/20, totalizando 29.951,85 Mm<sup>3</sup>oe.

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

Campos (14)	4T/20		1T/21		$\Delta\%$ 1T/21 ÷ 4T/20
	Mm <sup>3</sup> oe	Mboed	Mm <sup>3</sup> oe	Mboed	
Barracuda	598,86	41,85	586,17	40,97	-2,12%
Jubarte	3.136,45	219,20	3.010,26	210,38	-4,02%
Leste do Urucu	391,83	27,38	401,62	28,07	2,50%
Manati	311,89	21,80	0,00	0,00	-100,00%
Marlim	484,52	33,86	624,50	43,64	28,89%
Marlim Leste	811,97	56,75	661,13	46,20	-18,58%
Marlim Sul	1.889,99	132,08	1.727,39	120,72	-8,60%
Mexilhão	567,28	39,65	520,09	36,35	-8,32%
Peregrino	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Rio Urucu	455,66	31,84	413,94	28,93	-9,16%
Roncador	2.659,17	185,84	2.224,14	155,44	-16,36%
Sapinhoá	3.036,53	212,21	3.474,86	242,85	14,44%
Tartaruga Verde	1.315,26	91,92	1.329,12	92,89	1,05%
Tupi	15.052,40	1051,96	14.978,64	1046,81	-0,49%
<b>TOTAL</b>	<b>30.711,84</b>	<b>2.146,35</b>	<b>29.951,85</b>	<b>2.093,23</b>	<b>-2,47%</b>

Dos 14 campos passíveis de pagamento de PE no 1T/21, os campos de Marlim e Sapinhoá, apresentaram um aumento mais significativo na produção, respectivamente, de 28,89% e 14,44%.

Em contrapartida, houve redução na produção da maioria dos campos, sendo as mais representativas nos campos de Marlim Leste (18,58%) e Roncador (16,36%). O campo de Manati não apresentou produção neste trimestre, assim como o campo de Peregrino, que não apresenta produção desde o 3T/20.

### 3. Preço médio de referência por campo

#### 3.1. Preço de referência do petróleo (Pref<sub>óleo</sub>)

O Pref<sub>óleo</sub> médio por campo, apresentado na Tabela 2 (1T/21 e 4T/20), é fixado nos termos da Resolução ANP n° 703, de 26/9/2017, 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>).

Campos (14)	4T/20		1T/21		Δ% 1T/21 ÷ 4T/20
	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/bbl	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/bbl	
Barracuda	1.397,9365	41,1908	1.954,9727	56,7981	39,85%
Jubarte	1.378,7862	40,6265	1.951,3414	56,6926	41,53%
Leste do Urucu	1.515,5975	44,6577	2.146,5957	62,3654	41,63%
Manati	1.457,6313	42,9497	0,0000	0,0000	-100,00%
Marlim	1.353,1604	39,8714	1.889,2245	54,8879	39,62%
Marlim Leste	1.402,6152	41,3287	1.941,2618	56,3998	38,40%
Marlim Sul	1.374,2060	40,4916	1.929,4695	56,0572	40,41%
Mexilhão	1.551,7394	45,7227	2.203,0495	64,0055	41,97%
Peregrino	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00%
Rio Urucu	1.515,2907	44,6487	2.143,1974	62,2666	41,44%
Roncador	1.366,6218	40,2681	1.926,3675	55,9670	40,96%
Sapinhoá	1.427,0785	42,0495	1.996,5889	58,0072	39,91%
Tartaruga Verde	1.394,5623	41,0914	1.975,6202	57,3980	41,67%
Tupi	1.463,5101	43,1229	2.031,2522	59,0143	38,79%
<b>MÉDIA PONDERADA</b>	<b>1.432,7914</b>	<b>42,2178</b>	<b>2.002,7087</b>	<b>58,1850</b>	<b>39,78%</b>

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-minimo-do-petroleo>.

#### 3.2. Preço de referência do gás natural (Pref<sub>gás</sub>)

O Pref<sub>gás</sub> médio por campo, apresentado na Tabela 3 (1T/21 e 4T/20), é fixado nos termos do Decreto n° 2.705/98 e da Resolução ANP n° 40, de 14/12/2009, considerando as frações volumétricas do gás natural processado.

**Tabela 3:** Preço de referência do gás natural (Pref<sub>gás</sub>).

Campos (14)	4T/20		1T/21		Δ% 1T/21 ÷ 4T/20
	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/MMbtu	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/MMbtu	
Barracuda	0,9430	4,6854	1,4050	6,8832	48,99%
Jubarte	0,8655	4,3003	1,2722	6,2325	46,99%
Leste do Urucu	0,7521	3,7369	1,0955	5,3672	45,66%
Manati	0,6639	3,2988	0,0000	0,0000	-100,00%
Marlim	0,8084	4,0166	1,1021	5,3992	36,33%
Marlim Leste	0,8728	4,3365	1,2344	6,0476	41,44%
Marlim Sul	0,8492	4,2193	1,2385	6,0676	45,85%
Mexilhão	0,5789	2,8763	0,8398	4,1144	45,08%
Peregrino	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00%
Rio Urucu	0,7153	3,5543	1,0818	5,2997	51,22%
Roncador	0,5776	2,8700	0,8223	4,0287	42,37%
Sapinhoá	0,4754	2,3621	0,7018	3,4381	47,62%
Tartaruga Verde	0,5564	2,7648	0,8030	3,9338	44,30%
Tupi	0,6440	3,2000	0,9213	4,5138	43,06%
<b>MÉDIA PONDERADA</b>	<b>0,6690</b>	<b>3,3241</b>	<b>0,9601</b>	<b>4,7037</b>	<b>43,51%</b>

O Pref<sub>gás</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-gas-natural>.

#### 4. Alíquota efetiva por campo

A alíquota efetiva ( $AL_{ef}$ ), apresentada na Tabela 4 (1T/21 e 4T/20), 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 (14)	4T/20	1T/21	Δ% relativa 1T/21 ÷ 4T/20
Barracuda	2,49%	2,32%	-6,55%
Jubarte	24,94%	24,30%	-2,53%
Leste do Urucu	6,17%	6,27%	1,51%
Manati	0,38%	0,00%	-100,00%
Marlim	0,71%	2,79%	292,18%

<b>Campos (14)</b>	<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b><math>\Delta\%</math> relativa <math>1T/21 \div 4T/20</math></b>
Marlim Leste	4,46%	3,19%	-28,36%
Marlim Sul	15,95%	14,37%	-9,92%
Mexilhão	2,07%	1,35%	-34,81%
Peregrino	0,00%	0,00%	0,00%
Rio Urucu	6,71%	6,38%	-4,95%
Roncador	22,23%	18,81%	-15,37%
Sapinhoá	24,44%	26,40%	8,03%
Tartaruga Verde	9,74%	9,84%	1,10%
Tupi	36,86%	36,85%	-0,04%

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 14 campos apurados, todos tiveram produção suficiente para gerar alíquota de PE, à exceção de Manati e Peregrino que não produziram no trimestre.

Os campos de Mexilhão, Marlim Leste e Roncador apresentaram uma queda de, respectivamente, 34,81%, 28,36% e 15,37%. Apesar da leve redução da alíquota no campo de Tupi, esse campo permaneceu sendo o de maior  $AL_{ef}$  (36,85%).

Além disso, os campos de Marlim e Sapinhoá apresentaram aumento de 292,18% e 8,03%, respectivamente, enquanto os campos de Leste do Urucu e Tartaruga Verde tiveram um leve aumento de, respectivamente, 1,51% e 1,10%, em relação à alíquota do trimestre anterior.

## **5. Arrecadação por campo**

Apesar da PE apurada ter sido de R\$ 9.880.266.657,56, foram arrecadados R\$ 9.880.143.913,48 devido à compensação de crédito da Petrobras relativo ao campo de Roncador. A Tabela 5 demonstra a arrecadação por campo, totalizando um aumento de 69,79% em relação ao trimestre anterior (4T/20).

**Tabela 5:** Arrecadação de PE (R\$).

<b>Campos (14)</b>	<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b>Δ% relativa 1T/21 ÷ 4T/20</b>
Barracuda	635.589,36	9.606.391,08	1411,41%
Jubarte	538.221.551,30	886.593.214,70	64,73%
Leste do Urucu	14.814.797,80	25.236.830,13	70,35%
Manati	383.423,96	0,00	-100,00%
Marlim	0,00	0,00	0,00%
Marlim Leste	0,00	0,00	0,00%
Marlim Sul	136.568.607,88	232.450.903,98	70,21%
Mexilhão	2.205.261,28	3.320.385,50	50,57%
Peregrino	0,00	0,00	0,00%
Rio Urucu	16.386.289,72	23.527.097,90	43,58%
Roncador	0,00	151.107.732,04	0,00%
Sapinhoá	494.700.761,99	1.035.015.539,67	109,22%
Tartaruga Verde	89.127.989,66	151.665.231,34	70,17%
Tupi	4.525.830.133,47	7.361.620.587,14	62,66%
<b>TOTAL</b>	<b>5.818.874.406,42</b>	<b>9.880.143.913,48</b>	<b>69,79%</b>

Apesar de terem apresentado alíquota para pagamento da PE, os campos de Marlim e Marlim Leste não tiveram receita líquida positiva para apuração da PE no 1T/21.

Os campos no pré-sal de Tupi (R\$ 7,3 bilhões) e Sapinhoá (R\$ 1,0 bilhão), além do campo de Jubarte (R\$ 886 milhões), que tem a produção no pré-sal superior ao pós-sal, representaram 93,96% da arrecadação no 1T/21.

Ressalta-se o aumento significativo na arrecadação do campo de Barracuda, Leste do Urucu, Marlim Sul e Tartaruga Verde, no entanto, apesar deste aumento, a contribuição destes campos no total arrecadado é de apenas 4,24%.

## **6. Depósitos judiciais**

No 1T/21, as concessionárias depositaram judicialmente o valor de R\$ 607.134.198,48 e de R\$ 85.397.620,84, referentes, respectivamente, aos campos de Tupi e Tartaruga Verde. No 1T/21, o passivo acumulado com esses depósitos judiciais é de R\$ 4.653.772.956,05.

Além dos citados depósitos judiciais, no 1T/21 foi realizado depósito judicial da distribuição de PE no valor de R\$ 51.683.994,31 por força da decisão judicial proferida

nos autos do Processo Judicial nº 5000825-58.2020.4.03.6135 que envolve os municípios de Caraguatatuba, Ilhabela e São Sebastião, todos do Estado de São Paulo, no que tange os percentuais médios de confrontação (PMC) desses municípios com os campos de Mexilhão e Sapinhoá. A tabela 6 demonstra os depósitos judiciais realizados.

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

<b>Campos (3)</b>	<b>1T/21</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Processo Judicial</b>
Baúna	0,00	0,00	0013992-68.2014.4.02.5101
Tupi	607.134.198,48	3.832.201.669,55	0167592-12.2014.4.02.5101
Tartaruga Verde	85.397.620,84	555.603.654,46	0002716-69.2016.4.02.5101
<b>Total Dep. Concessionárias</b>	<b>692.531.819,32</b>	<b>4.653.772.956,05</b>	-
Sapinhoá (Ilhabela-São Sebastião)	51.658.660,60	51.658.660,60	5000825-58.2020.4.03.6135
Mexilhão (Ilhabela-São Sebastião)	10.546,16	10.546,16	
Mexilhão (Ilhabela-Caraguatatuba)	14.787,55	14.787,55	
<b>Total Dep. da Distribuição</b>	<b>51.683.994,31</b>	<b>51.683.994,31</b>	-

## 7. Percentual de confrontação dos campos em plataforma continental

A Tabela 7 mostra os percentuais de confrontação de estados e municípios com os campos marítimos arrecadadores de PE no 1T/20, utilizados no cálculo para distribuição dos valores aos beneficiários.

**Tabela 7:** Confrontação (%) dos campos em plataforma continental.

<b>Campos (12)</b>	<b>Estado</b>	<b>% Confrontação</b>	<b>Municípios</b>	<b>% Confrontação</b>
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%
Jubarte	Espírito Santo	100,00%	Itapemirim-ES	32,30%
			Maratáizes-ES	37,77%
			Piúma-ES	0,32%

<b>Campos (12)</b>	<b>Estado</b>	<b>% Confrontação</b>	<b>Municípios</b>	<b>% Confrontação</b>
			Presidente Kennedy-ES	29,60%
Manati	Bahia	100,00%	Cairu - BA	100,00%
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%
Mexilhão*	São Paulo	100,00%	Ubatuba - SP	8,46%
			Caraguatatuba - SP	26,28%
			Ilhabela-SP/Caraguatatuba-SP*	4,45%
			Ilhabela – SP*	7,63%
			Ilhabela-SP/São Sebastião – SP*	3,18%
			Peruibe - 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%
			Ilhabela-SP/São Sebastião-SP*	50,00%
	Rio de Janeiro	0,18%	Rio de Janeiro - RJ	100,00%

<i>Campos (12)</i>	<b>Estado</b>	<b>% Confrontação</b>	<b>Municípios</b>	<b>% Confrontação</b>
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%

\* Nova Confrontação devido ao Processo Judicial nº 5000825-58.2020.4.03.6135.

## 8. Percentual de rateio dos campos em terra

Da mesma forma, a Tabela 8 mostra os percentuais de rateio de estados e municípios com os campos terrestres arrecadores de PE no 1T/20. Estes percentuais são apurados trimestralmente, por meio do rateio da produção de petróleo e de gás natural dos poços, conforme sua localização.

**Tabela 8:** Rateio (%) dos campos em terra.

<b>Campos (2)</b>	<b>Estado</b>	<b>% Rateio</b>	<b>Municípios</b>	<b>% Rateio</b>
Canto do Amaro	Rio Grande do Norte	100,00%	Areia Branca - RN	17,45%
			Mossoró - RN	82,40%
			Serra do Mel - RN	0,15%
Gavião Real	Maranhão	100,00%	Santo Antônio dos Lopes - MA	100,00%
Leste do Urucu	Amazonas	100,00%	Coari - AM	100,00%
Rio Urucu	Amazonas	95,31%	Coari - AM	100%
		4,69%	Tefé - AM	

## 9. 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% a estados; e iii) 10% a 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 c/c §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, tendo como único caso o campo de Tartaruga Verde, a parcela da PE que cabe à administração direta da União será destinada à educação e saúde na seguinte proporção: i) 75% à educação e ii) 25% à saúde.

O valor distribuído de PE no 1T/21 para a União, os Estados e os Municípios totalizou em R\$ 9.135.928.099,86. 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 estados e 24 municípios no 1T/21.

Ao Fundo Social foram destinados 45,99% da PE distribuída, em função das áreas produtoras do pré-sal sob o regime de concessão. Já o Estado do Rio de Janeiro arrecadou 31,50% 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 (3,63%) e Niterói/RJ (3,19%) como os maiores destinatários de PE, basicamente, por terem confrontação com o campo de Tupi.

**Tabela 9: Beneficiários da PE.**

<b>Beneficiários</b>	<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b><math>\Delta\% = 1T/21 \div 4T/20</math></b>
MMA	34.199.660,56	71.789.560,98	109,91%
MME	136.798.642,21	287.158.243,89	109,91%
Fundo Social	2.510.456.141,62	4.201.724.436,96	67,37%
Educação	13.832.486,53	24.850.353,94	79,65%
Saúde	4.610.828,84	8.283.451,31	79,65%
<b>UNIÃO (5)</b>	<b>2.699.897.759,76</b>	<b>4.593.806.047,08</b>	<b>70,15%</b>
AM	12.480.435,01	19.505.571,22	56,29%
BA	153.369,58	0,00	-100,00%
ES	215.288.620,53	362.720.098,91	68,48%
RJ	1.733.585.600,32	2.878.221.728,53	66,03%
SP	198.410.182,37	414.597.439,01	108,96%
<b>ESTADOS (5)</b>	<b>2.159.918.207,81</b>	<b>3.675.044.837,67</b>	<b>70,15%</b>
Tefé-AM	75.463,46	110.277,35	46,13%
Coari-AM	3.044.645,29	4.766.115,45	56,54%
Cairu-BA	38.342,40	0,00	-100,00%
Itapemirim-ES	17.386.978,10	28.640.950,49	64,73%
Marataízes-ES	20.328.735,64	33.486.803,04	64,73%
Piúma-ES	173.845,57	286.369,62	64,73%

<b>Beneficiários</b>	<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b><math>\Delta\% = 1T/21 \div 4T/20</math></b>
Presidente Kennedy-ES	15.932.595,83	28.265.901,57	77,41%
Araruama-RJ	53.910,30	96.850,98	79,65%
Armação dos Búzios-RJ	602.778,95	1.025.978,91	70,21%
Arraial do Cabo-RJ	82.984,00	149.082,51	79,65%
Cabo Frio-RJ	4.051.045,72	6.988.667,38	72,52%
Campos dos Goytacazes-RJ	6.860.209,85	21.032.430,64	206,59%
Casimiro de Abreu-RJ	876.330,91	1.646.450,55	87,88%
Macaé-RJ	0,00	0,00	0,00%
Quissamã-RJ	1.374.016,06	2.468.448,85	79,65%
Maricá-RJ	204.283.118,96	331.900.971,90	62,47%
Niterói-RJ	179.581.811,01	291.724.865,14	62,45%
Rio das Ostras-RJ	1.537.901,36	2.815.169,60	83,05%
Rio de Janeiro-RJ	34.069.830,15	55.505.656,76	62,92%
São Joao da Barra-RJ	0,00	4.160.504,05	0,00%
Saquarema-RJ	22.462,78	40.354,86	79,65%
Caraguatatuba-SP	57.964,64	87.275,34	50,57%
Ilhabela-SP	49.415.670,65	51.683.994,32	4,59%
Iguape-SP	76.300,06	114.882,35	50,57%
Peruíbe-SP	33.963,01	51.136,93	50,57%
Ubatuba-SP	18.647,25	28.076,52	50,57%
<b>MUNICÍPIOS (26)</b>	<b>539.979.551,95</b>	<b>867.077.215,11</b>	<b>60,58%</b>
<b>BRASIL</b>	<b>5.399.795.519,52</b>	<b>9.135.928.099,86</b>	<b>69,19%</b>

## 10. Distribuição complementar de PE

Como pode ser observado na Tabela 10, além da distribuição trimestral da PE no 1T/21, houve distribuição complementar neste mesmo trimestre, beneficiando 1 estado e 4 municípios, referente ao campo de Jubarte, totalizando R\$ 156.995.525,86.

Os relatórios estão disponíveis em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>.

**Tabela 10:** Distribuição complementar de PE.

<b>Beneficiários</b>	<b>1T/2021</b>
MMA	4.147.821,79
MME	16.591.287,17
Fundo Social	57.758.653,94
<b>UNIÃO (3)</b>	<b>78.497.762,90</b>
ES	62.798.210,32

Beneficiários	1T/2021
<b>ESTADOS (1)</b>	<b>62.798.210,32</b>
Itapemirim – ES	5.071.661,97
Marataízes – ES	5.929.752,40
Piúma – ES	50.709,58
Presidente Kennedy – ES	4.647.428,69
<b>MUNICÍPIOS (4)</b>	<b>15.699.552,64</b>
<b>BRASIL</b>	<b>156.995.525,86</b>

### 11. Apuração dos valores de PE para pesquisa e desenvolvimento

A Cláusula 24<sup>a</sup> (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 10 campos pagadores de PE totalizou R\$ 51.476.427.930,10 no 1T/21, gerando a obrigatoriedade de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento de R\$ 514.764.279,30.

**Tabela 11:** Obrigação gerada de pesquisa e desenvolvimento.

Campos (10)	1T/21 (R\$)	
	Receita Bruta ( $R_{brut}$ )	Pesquisa e Desenvolvimento (1% $R_{brut}$ )
Barracuda	1.095.782.556,44	10.957.825,56
Jubarte	5.438.404.820,96	54.384.048,21
Leste do Urucu	586.319.849,42	5.863.198,49
Mexilhão	497.304.864,55	4.973.048,65
Marlim Sul	3.138.964.279,23	31.389.642,79
Rio Urucu	540.311.029,77	5.403.110,30
Sapinhoá	6.103.004.465,33	61.030.044,65
Roncador	3.845.390.151,83	38.453.901,52
Tartaruga Verde	2.468.700.427,79	24.687.004,28
Tupi	27.762.245.484,78	277.622.454,85
<b>TOTAL</b>	<b>51.476.427.930,10</b>	<b>514.764.279,30</b>

## **12. Anexo: Demonstrativos da PE por campo**

Os demonstrativos de recolhimento de PE por campo, no 1T/21, em termos comparativos ao 4T/20, 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 Portaria ANP nº 58 de 05/04/2001.

## Anexo

<b>Barracuda</b>		<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b>Δ%</b> <b>1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	532,36	524,76	<b>-1,43%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.397,94	1.954,97	<b>39,85%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	53.760,54	49.745,02	<b>-7,47%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,94	1,40	<b>48,99%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	794,90	1.095,78	<b>37,85%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	703,35	682,25	<b>-3,00%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-65,98	0,00	<b>100,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	25,57	413,53	<b>1517,29%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,49%	2,32%	<b>-6,55%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>0,64</b>	<b>9,61</b>	<b>1411,41%</b>

<b>Jubarte</b>		<b>4T/2020</b>	<b>1T/2021</b>	<b>Δ%</b> <b>1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	2.615,83	2.508,27	<b>-4,11%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.378,79	1.951,34	<b>41,53%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	442.152,90	427.547,07	<b>-3,30%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,87	1,27	<b>46,99%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.989,34	5.438,40	<b>36,32%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.830,86	1.790,42	<b>-2,21%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.158,48	3.647,98	<b>69,01%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	24,94%	24,30%	<b>-2,53%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>538,22</b>	<b>886,59</b>	<b>64,73%</b>

<b>Leste do Urucu</b>		<b>4T/2020</b>	<b>1T/2021</b>	<b>Δ%</b> <b>1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	121,65	119,70	<b>-1,60%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.515,60	2.146,60	<b>41,63%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	292.419,15	300.660,46	<b>2,82%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,75	1,10	<b>45,66%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	404,29	586,32	<b>45,02%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	164,26	183,50	<b>11,72%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	240,04	402,82	<b>67,81%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	6,17%	6,27%	<b>1,51%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>14,81</b>	<b>25,24</b>	<b>70,35%</b>

**Anexo (continuação)**

<b>Manati</b>		<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b>Δ%</b> <b>1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	4,32	0,00	<b>-100,00%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.457,63	0,00	<b>-100,00%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	334.063,77	0,00	<b>-100,00%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,66	0,00	<b>-100,00%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	228,09	0,00	<b>-100,00%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	127,54	0,00	<b>-100,00%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	100,55	0,00	<b>-100,00%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,38%	0,00	<b>-100,00%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>0,38</b>	<b>0,00</b>	<b>-100,00%</b>

<b>Marlim</b>		<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b>Δ%</b> <b>1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	443,84	573,10	<b>29,12%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.353,16	1.889,22	<b>39,62%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	35.036,88	46.724,56	<b>33,36%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,81	1,10	<b>36,33%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	628,91	1.134,21	<b>80,35%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.050,03	1.239,95	<b>18,09%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-371,48	-792,61	<b>-113,36%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-792,61	-898,35	<b>-13,34%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,71%	2,79%	<b>292,18%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>

<b>Marlim Leste</b>		<b>4T/20</b>	<b>1T/20</b>	<b>Δ%</b> <b>1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	725,90	596,91	<b>-17,77%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.402,62	1.941,26	<b>38,40%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	72.460,49	54.080,82	<b>-25,37%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,87	1,23	<b>41,44%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.081,40	1.225,52	<b>13,33%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	838,74	819,15	<b>-2,34%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-948,72	-706,06	<b>25,58%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-706,06	-299,69	<b>57,55%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,46%	3,19%	<b>-28,36%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>

**Anexo (continuação)**

<b>Marlim Sul</b>		<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b>Δ% 1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.640,86	1.498,03	<b>-8,70%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.374,21	1.929,47	<b>40,41%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	216.127,78	200.695,37	<b>-7,14%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,85	1,24	<b>45,85%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.438,41	3.138,96	<b>28,73%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.570,02	1.521,29	<b>-3,10%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-12,28	0,00	<b>100,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	856,11	1.617,67	<b>88,96%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	15,95%	14,37%	<b>-9,92%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>136,57</b>	<b>232,45</b>	<b>70,21%</b>

<b>Mexilhão</b>		<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b>Δ% 1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	53,57	48,67	<b>-9,16%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.551,74	2.203,05	<b>41,97%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	506.147,39	464.495,13	<b>-8,23%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,58	0,84	<b>45,08%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	376,13	497,30	<b>32,22%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	269,46	250,93	<b>-6,88%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	106,66	246,37	<b>130,98%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,07%	1,35%	<b>-34,81%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>2,21</b>	<b>3,32</b>	<b>50,57%</b>

<b>Peregrino</b>		<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b>Δ% 1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	879,99	860,48	<b>-2,22%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-1.243,51	-2.123,55	<b>-70,77%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-2.123,50	-2.984,04	<b>-40,52%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,00%	<b>0,00%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>

**Anexo (continuação)**

<b>Rio Urucu</b>		<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b>Δ% 1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	80,79	77,60	<b>-3,95%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.515,29	2.143,20	<b>41,44%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	383.370,22	345.732,57	<b>-9,82%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,72	1,08	<b>51,22%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	396,66	540,31	<b>36,22%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	152,38	171,33	<b>12,44%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	244,28	368,98	<b>51,05%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	6,71%	6,38%	<b>-4,95%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>16,39</b>	<b>23,53</b>	<b>43,58%</b>

<b>Roncador</b>		<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b>Δ% 1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	2.229,75	1.846,47	<b>-17,19%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.366,62	1.926,37	<b>40,96%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	393.613,77	350.723,10	<b>-10,90%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,58	0,82	<b>42,37%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.274,58	3.845,39	<b>17,43%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	3.228,18	2.025,87	<b>-37,24%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-1.062,10	-1.015,70	<b>4,37%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-1.015,70	803,82	<b>179,14%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	22,23%	18,81%	<b>-15,37%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>0,00</b>	<b>151,23</b>	<b>0,00%</b>

<b>Sapinhoá</b>		<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b>Δ% 1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	2.661,73	2.873,21	<b>7,95%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.427,08	1.996,59	<b>39,91%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	325.262,38	522.076,10	<b>60,51%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,48	0,70	<b>47,62%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.953,13	6.103,00	<b>54,38%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.928,94	2.182,84	<b>13,16%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.024,19	3.920,17	<b>93,67%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	24,44%	26,40%	<b>8,03%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>494,70</b>	<b>1.035,02</b>	<b>109,22%</b>

**Anexo (continuação)**

<b>Tartaruga Verde</b>		<b>4T/20</b>	<b>1T/21</b>	<b>Δ% 1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.200,70	1.213,18	<b>1,04%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.394,56	1.975,62	<b>41,67%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	88.502,49	89.574,80	<b>1,21%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,56	0,80	<b>44,30%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.723,70	2.468,70	<b>43,22%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	808,24	927,85	<b>14,80%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	915,46	1.540,85	<b>68,32%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	9,74%	9,84%	<b>1,10%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>89,13</b>	<b>151,67</b>	<b>70,17%</b>

<b>Tupi</b>		<b>4T/2020</b>	<b>4T/2020</b>	<b>Δ% 1T/21 ÷ 4T/20</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	12.973,81	12.795,42	<b>-1,38%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.463,51	2.031,25	<b>38,79%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.788.429,12	1.922.756,96	<b>7,51%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,64	0,92	<b>43,06%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	20.139,12	27.762,25	<b>37,85%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	7.861,01	7.782,55	<b>-1,00%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	12.278,11	19.979,70	<b>62,73%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	36,86%	36,85%	<b>-0,04%</b>
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>4.525,83</b>	<b>7.361,62</b>	<b>62,66%</b>