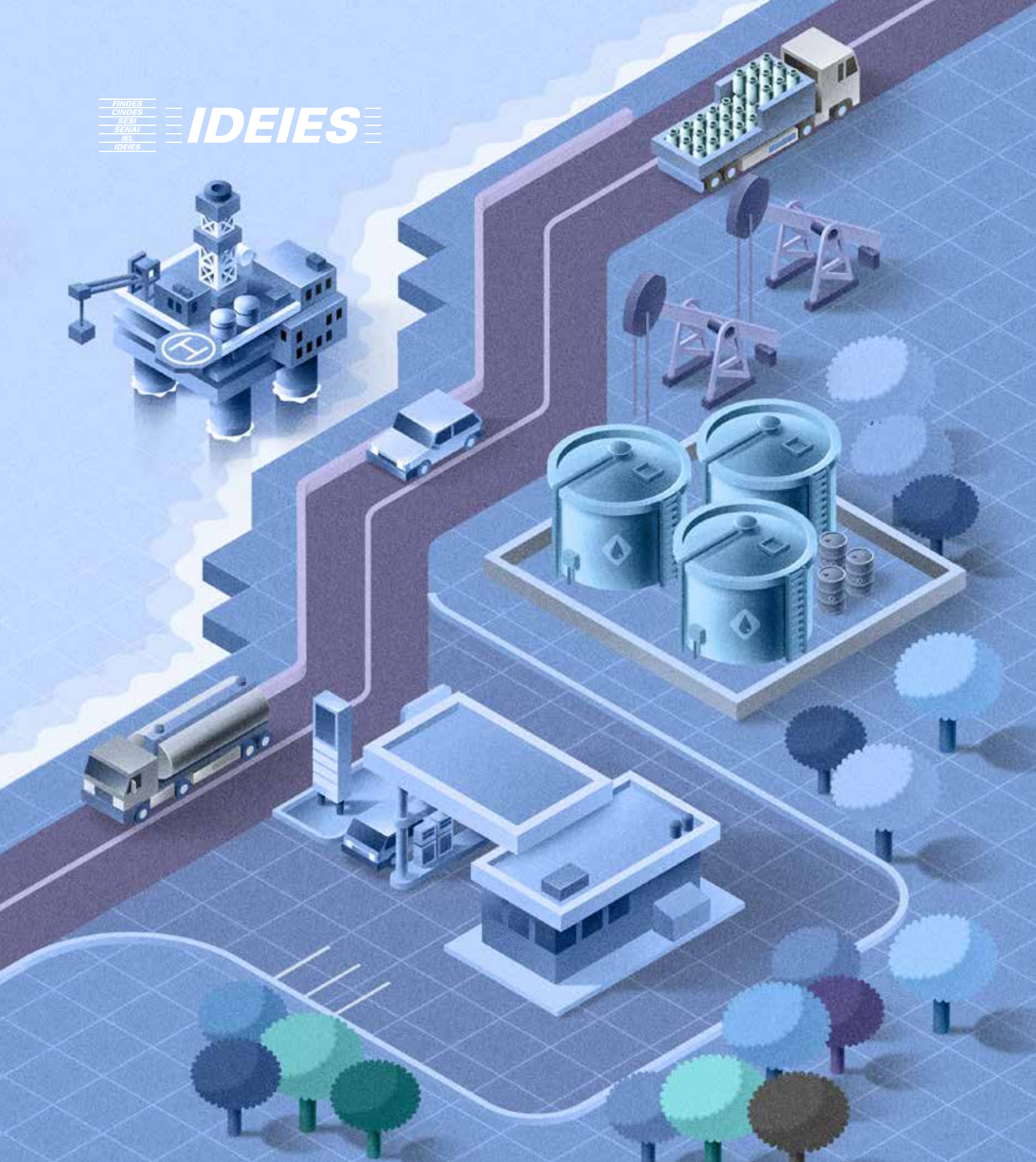


FINDES  
CINDES  
SESI  
SENAI  
IEL  
IDEIES

IDEIES



2018 ANUÁRIO DA  
INDÚSTRIA DO  
PETRÓLEO NO  
ESPÍRITO SANTO

Federação das Indústrias do  
Estado do Espírito Santo – Findes

Léo de Castro – Presidente

Serviço Nacional de Aprendizagem  
Industrial – Senai/ES

Mateus Simões de Freitas - Diretor Regional  
do Senai/ES

Serviço Social da Indústria – Sesi/ES

Mateus Simões de Freitas – Superintendente  
Regional do Sesi/ES

Diretor de Pesquisa e Avaliação  
– Sesi/ES e Senai/ES

Marcelo Barbosa Saintive - Diretor

Instituto de Desenvolvimento Educacional  
e Industrial do Espírito Santo - Ideies

Marcelo Barbosa Saintive - Diretor-Executivo

Equipe Técnica

Gabriela Vichi Abel de Almeida – Gerente

Marília Gabriela Elias da Silva – Gerente

Nathan Marques Diirr – Analista

Thais Maria Mozer – Analista

Colaboração

Aline Elisa Cotta d'Ávila

Alan Torres Nunes (Ideies/Findes)

Bárbara Costa Lerbach (Ideies/Findes)

Eustáquio Vinicius de Castro (Labpetro/Ufes)

Luiz Alberto Carvalho (Tec Vix)

Vanessa de Lima Avanci (Ideies/Findes)

Projeto Gráfico, Diagramação,  
Revisão e Ilustrações

Curumim - Vida Para Marcas



COMITÊ ESTRATÉGICO DO FÓRUM  
CAPIXABA DE PETRÓLEO E GÁS

Findes

Léo de Castro - Presidente

Secretaria de Estado de Desenvolvimento (SEDES)

Heber Viana de Resende

Shell

Flávio Rodrigues - Diretor Institucional

Shell do Brasil

Petrobras

Ricardo Pereira Morais - Gerente Geral

Petrobras UO-ES

Equinor

Mauro Andrade - Diretor de Suprimentos

Prysmian Group

Cristiana Scelza - Diretora BU Surf Brasil



**Anuário da Indústria do Petróleo no Espírito Santo.** Instituto de Desenvolvimento Educacional e Industrial do Espírito Santo

– Vol. 2, 2018 - Espírito Santo: Ideies, 1971 - Anual

ISSN 2595-9255

1. Petróleo e Gás. 2. Espírito Santo 3. Indústria. 4. Desenvolvimento Industrial. 5. Energia.

CDU: 67(815.2)

# SUMÁRIO

<b>APRESENTAÇÃO</b>	<b>10</b>
<b>1. PANORAMA INTERNACIONAL</b>	<b>13</b>
<b>1.1 RESERVAS DE PETRÓLEO NO MUNDO</b>	<b>14</b>
<b>1.2 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO MUNDO</b>	<b>16</b>
<b>1.3 CONSUMO DE PETRÓLEO NO MUNDO</b>	<b>18</b>
<b>1.4 REFINO DE PETRÓLEO NO MUNDO</b>	<b>21</b>
<b>2. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO ESPÍRITO SANTO</b>	<b>24</b>
<b>2.1 RESERVAS DE PETRÓLEO NO ESPÍRITO SANTO</b>	<b>24</b>
<b>2.2 PRODUÇÃO OFFSHORE NO ESPÍRITO SANTO</b>	<b>27</b>
<b>2.3 PRODUÇÃO ONSHORE NO ESPÍRITO SANTO</b>	<b>32</b>
<b>3. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS E REFLEXOS ECONÔMICOS</b>	<b>36</b>
<b>3.1 PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS</b>	<b>36</b>
<b>3.1.1 ROYALTIES</b>	<b>37</b>
<b>3.1.2 PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS (PE)</b>	<b>40</b>
<b>3.2 MERCADO DE TRABALHO</b>	<b>47</b>
<b>3.3 SETOR EXTERNO</b>	<b>52</b>

# SUMÁRIO

<b>4. PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO</b>	<b>57</b>
<b>4.1 REGULAMENTAÇÃO</b>	<b>57</b>
<b>4.2 PROJETOS E PROGRAMAS DESENVOLVIDOS COM O RECURSO DA CLÁUSULA DE PD&amp;I</b>	<b>59</b>
<b>4.3 EXECUTORES DOS PROJETOS E PROGRAMAS FINANCIADOS PELA CLÁUSULA PD&amp;I</b>	<b>63</b>
<b>4.3.1 INSTITUIÇÕES CADASTRADAS</b>	<b>63</b>
<b>4.3.2 EMPRESAS BRASILEIRAS</b>	<b>65</b>
<b>5. RODADAS DA ANP E OPORTUNIDADES PARA O ESPÍRITO SANTO</b>	<b>67</b>
<b>5.1 DECLARAÇÕES DE INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS E DE COMERCIALIDADE</b>	<b>67</b>
<b>5.2 HISTÓRICO DAS RODADAS</b>	<b>69</b>
<b>5.2.1 ATRATIVIDADES DAS RODADAS</b>	<b>71</b>
<b>5.3 PRÓXIMAS RODADAS DA ANP</b>	<b>73</b>
<b>GLOSSÁRIO</b>	<b>78</b>
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>83</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>86</b>



## Lista de gráficos

- 13 Gráfico 1** - Preço do barril de petróleo (US\$ por barril)
- 15 Gráfico 2** - Participação no total de reservas provadas de petróleo por região (%)
- 15 Gráfico 3** - Maiores países detentores de reservas provadas (bilhões de barris) - 2017
- 16 Gráfico 4** - Produção de petróleo por região (mil barris/dia)
- 17 Gráfico 5** - Participação no total da produção de petróleo por região (%)
- 17 Gráfico 6** - Maiores países produtores de petróleo (mil barris/dia) - 2017
- 18 Gráfico 7** - Participação no total do consumo de petróleo por região (%)
- 19 Gráfico 8** - Consumo de petróleo por região (mil barris/dia)
- 19 Gráfico 9** - Maiores países consumidores de petróleo (mil barris/dia) - 2017
- 20 Gráfico 10** - Expectativa de consumo de energia por fonte (quadrilhão de BTU)
- 21 Gráfico 11** - Capacidade de refino por região (mil barris/dia)
- 22 Gráfico 12** - Participação na capacidade total de refino por região (%)
- 22 Gráfico 13** - Maiores países com capacidade de refino (mil barris/dia) - 2017
- 25 Gráfico 14** - Reservas totais de petróleo no Espírito Santo (milhões de barris) e participação (%)
- 25 Gráfico 15** - Participação nas reservas de petróleo brasileira por unidade da federação - 2017
- 26 Gráfico 16** - Poços perfurados *onshore* por unidade da federação (em unidades)
- 27 Gráfico 17** - Poços perfurados *offshore* por unidade da federação (em unidades)
- 28 Gráfico 18** - Produção *offshore* do Brasil e do Espírito Santo e participação (%)
- 29 Gráfico 19** - Produção de petróleo *offshore* dos estados brasileiros (milhões de barris)
- 29 Gráfico 20** - Poços *offshore* de petróleo em produção no Espírito Santo (em unidades)
- 31 Gráfico 21** - Produção e participação do pré-sal do Brasil e do Espírito Santo
- 32 Gráfico 22** - Produção *onshore* do Brasil e do Espírito Santo e participação (%)
- 33 Gráfico 23** - Distribuição da produção *onshore* no Brasil por unidade da federação (%) - 2017
- 34 Gráfico 24** - Poços *onshore* de petróleo em produção no Espírito Santo
- 37 Gráfico 25** - Receita de *royalties* no Espírito Santo em valores constantes – IPCA médio de 2017 – (R\$ milhões)
- 38 Gráfico 26** - Participação das receitas de *royalties* do Espírito Santo sobre o total das receitas de *royalties* do Brasil (%)
- 38 Gráfico 27** - Municípios do Espírito Santo que mais receberam *royalties* (%) sobre o total de *royalties* recebidos por todos os municípios do ES - 2017
- 39 Gráfico 28** - Municípios do Espírito Santo com maior participação das receitas de *royalties* no total das suas receitas (%) - 2017
- 41 Gráfico 29** - Receita de participações especiais no Espírito Santo em valores constantes – IPCA médio de 2017 – (R\$ milhões)
- 41 Gráfico 30** - Participação das receitas de participações especiais do Espírito Santo sobre o total das receitas de participações especiais do Brasil (%)
- 47 Gráfico 31** - Distribuição dos empregados nos três elos do encadeamento produtivo do Setor de P&G
- 52 Gráfico 32** - Exportações totais e de petróleo do Espírito Santo e participação das exportações de petróleo no total exportado
- 54 Gráfico 33** - Principais destinos das exportações de óleo bruto de petróleo do Espírito Santo
- 59 Gráfico 34** - Obrigações geradas pela cláusula de PD&I no Brasil (R\$ bilhões)
- 61 Gráfico 35** - Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Brasil (nº de projetos)
- 61 Gráfico 36** - Projetos iniciados no Espírito Santo que receberam recurso da cláusula de PD&I
- 68 Gráfico 37** - Declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo (em unidades)
- 68 Gráfico 38** - Declarações de comercialidade no Espírito Santo (em unidades)
- 72 Gráfico 39** - Bônus de assinatura dos blocos arrematados no Espírito Santo (R\$ milhões)
- 72 Gráfico 40** - Média do bônus mínimo e média do bônus pago por rodada no Espírito Santo (R\$ milhões)

## Lista de tabelas

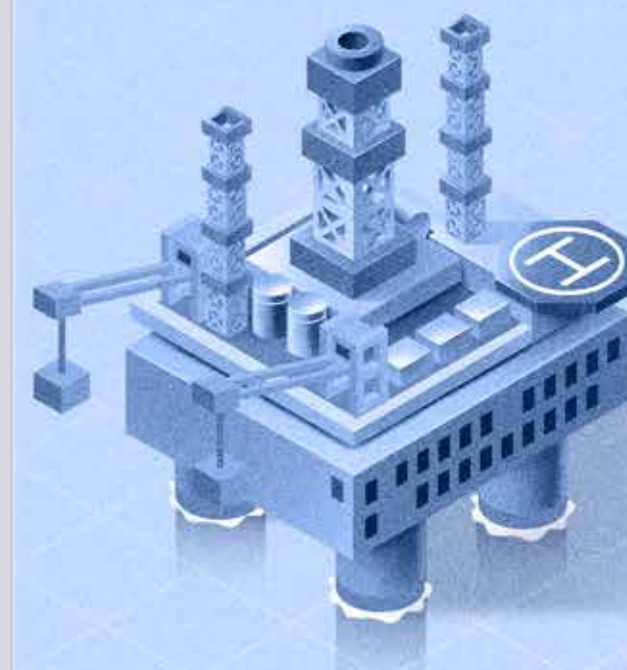
- 25 **Tabela 1** - Reservas totais de petróleo do Espírito Santo (milhões de barris)
- 28 **Tabela 2** - Produção *offshore* do Brasil e do Espírito Santo (barris de petróleo)
- 30 **Tabela 3** - Poços em produção (em unidades)
- 30 **Tabela 4** - Campos *offshore* do Espírito Santo em produção e sob concessão
- 31 **Tabela 5** - Produção por poço do pré-sal na parte capixaba da bacia de Campos (barris de petróleo por dia)
- 33 **Tabela 6** - Produção *onshore* do Brasil e do Espírito Santo (barris de petróleo)
- 34 **Tabela 7** - Campos *onshore* do Espírito Santo na etapa de produção e de desenvolvimento
- 42 **Tabela 8** - Arrecadação de *royalties* e de participação especial no estado e nos municípios do Espírito Santo em valores constantes - IPCA médio 2017 - (R\$ milhões)
- 44 **Tabela 9** - Participações governamentais (*royalties* e participações especiais) pagas por campo *offshore* e confrontação por município - 2017
- 46 **Tabela 10** - Participações governamentais (*royalties*) pagas por campo *onshore* - 2017
- 48 **Tabela 11** - Empregos no encadeamento produtivo do petróleo & gás do Espírito Santo
- 49 **Tabela 12** - Características do mercado de trabalho da cadeia de petróleo & gás do Espírito Santo - 2017
- 51 **Tabela 13** - Características do mercado de trabalho das empresas do FCP&G com projetos de pesquisa e inovação - 2017
- 53 **Tabela 14** - Exportações de petróleo do Espírito Santo (US\$ Milhões)
- 55 **Tabela 15** - Importações de petróleo do Espírito Santo (US\$ Milhões)
- 62 **Tabela 16** - Investimento em PD&I autorizados pela ANP no Brasil pelas principais concessionárias - acumulado 2005-2017
- 64 **Tabela 17** - Instituições do Espírito Santo que receberam recursos da cláusula de PD&I - acumulado 1998-2017
- 65 **Tabela 18** - Projetos desenvolvidos com recursos da cláusula de PD&I por empresas brasileiras de base tecnológicas - acumulado até 2017
- 70 **Tabela 19** - Número e percentual de blocos ofertados e arrematados no Espírito Santo
- 73 **Tabela 20** - Programa Exploratório Mínimo do Espírito Santo (PEM)

## Lista de figuras

- 43 **Figura 1** - Distribuição das participações governamentais entre os municípios do Estado do Espírito Santo - 2017
- 60 **Figura 2** - Participação de petroleiras nos campos que geraram obrigações em PD&I - 2017
- 74 **Figura 3** - Agenda de rodadas anunciadas pela ANP para o Espírito Santo
- 75 **Figura 4** - Oferta permanente de áreas com acumulações marginais
- 76 **Figura 5** - Áreas em estudo pela Agência Nacional de Petróleo (ANP)

## Lista de quadros

- 58 **Quadro 1** - Referência legal e normativa da distribuição por tipo de executor dos recursos da cláusula de PD&I
- 71 **Quadro 2** - Empresas vencedoras por rodada de licitação no Espírito Santo
- 86 **Quadro A3** - Evolução da Lei de *Royalties* e Participações Especiais no Brasil
- 91 **Quadro A4** - Projetos financiados com os recursos da cláusula de PD&I no Espírito Santo\* - 2000-2017
- 96 **Quadro A5** - Regulação da ANP
- 97 **Quadro A6** - Projetos em desenvolvimento por empresas capixabas que ainda não recebem recursos da cláusula de PD&I mas se enquadram na RT nº 03/2015 da ANP





# APRESENTAÇÃO

A descoberta do pré-sal é um marco histórico para a indústria nacional. Com as gigantescas reservas encontradas em 2006 na Bacia de Santos e, posteriormente, na Bacia de Campos, o desenvolvimento da indústria do petróleo ganha ares de protagonista no cenário industrial brasileiro. Por um lado, esse “protagonismo” reflete a otimização das perfurações de poços, isso porque certos da existência de petróleo no pré-sal, o risco da atividade de perfuração passa a ser muito reduzido, além, claro, de refletir a alteração na escala de produção na atividade de extração.

Por outro lado, uma vez que essa foi uma descoberta nacional, ou seja, com domínio próprio da tecnologia, há grandes oportunidades de investimento para toda a cadeia do país. Adicionalmente, como resultado do argumento anterior, a existência do pré-sal traz a necessidade de desenvolver centros de inovação que fomentem e viabilizem o aumento da competitividade do setor.

No Espírito Santo, a extração de P&G responde por 30% do valor de transformação industrial (VTI) capixaba, o que o torna o principal setor industrial do estado. Se em 2006 a produção de petróleo do estado representava 3,6% do total nacional, em 2017 essa participação subiu para 14,4%, com 137,8 milhões de barris de petróleo. Em relação ao pré-sal, se, em 2010, a produção de petróleo do estado era de 22,6 mil barris/dia, em 2017, essa produção subiu para 195,4 mil barris/dia, um impressionante crescimento de 30,9%. Além disso, neste mesmo ano, o Espírito Santo recebeu, em royalties e participações especiais, aproximadamente, R\$ 2,2 bilhões, sendo R\$ 1,4 bilhão destinado ao governo do estado e o restante às prefeituras.

Diante do exposto acima e da relevância da cadeia de petróleo para a indústria, atores importantes do estado criaram, em 2013, o Fórum Capixaba de Petróleo e Gás (FCP&G) com o intuito de dar apoio à cadeia de fornecedores locais do setor de P&G. Participam deste fórum o governo estadual, a federação das indústrias, que exerce a secretaria-executiva, e as empresas petroleiras Petrobras, Shell, Prysmian Group e Equinor. Nesta linha, recentemente, o FCP&G lançou um catálogo de fornecedores (indústrias de base, prestadores de serviço e comércio) com a intenção de disponibilizar o cadastro destas empresas e apresentar oportunidades de participação nas concorrências das compras das empresas petroleiras. Trata-se de uma iniciativa simples, mas necessária ao fortalecimento da cadeia fornecedora do setor de petróleo capixaba.

É, nesse contexto, que o “Anuário da Indústria de Petróleo no Espírito Santo – 2018” se propõe não apenas a divulgar os principais dados do setor, mas também a analisar a evolução dessa importante indústria para o Estado do Espírito Santo, revelando as oportunidades e os desafios mais relevantes até o ano de 2017.

Com o intuito de contextualizar a indústria de petróleo nacional e a inserção do Brasil nas relações internacionais, o primeiro capítulo analisa o cenário mundial da indústria do petróleo sob as seguintes óticas: reserva, produção, capacidade de refino, consumo dos países e o consumo de petróleo e outras fontes de energia para os próximos anos.

O segundo capítulo traz informações sobre o desempenho da indústria de petróleo no Espírito Santo comparando-a com o Brasil e com outras unidades da federação. Nesta seção é possível analisar a evolução das reservas, da atividade de perfuração e da produção nos campos *onshore* e *offshore* do estado, possibilitando um diagnóstico do comportamento de variáveis capazes de afetar a trajetória do setor de petróleo no Estado.

Em seguida, o terceiro capítulo apresenta os reflexos econômicos do desenvolvimento do setor de petróleo no mercado de trabalho, assegurando as particularidades desse setor no Espírito Santo, além da análise das exportações de petróleo no estado. O capítulo também traz a evolução das receitas de participações especiais e royalties tanto para o estado quanto para os municípios.

Com foco na cláusula PD&I, o quarto capítulo destaca as informações de pesquisa, desenvol-

vimento e inovação (PD&I) ao explorar a relação entre os agentes que atuam no setor de petróleo, assim como as barreiras enfrentadas para acessar os recursos da cláusula por parte do estado. O papel da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e das instituições de fomento à pesquisa também é explorado no capítulo.

Por fim, o quinto e último capítulo evidencia a importância da promoção de rodadas para a manutenção da produção de petróleo e do consequente desempenho econômico. Há, também, uma análise das rodadas de licitação de blocos de petróleo nas quais houve participação do Espírito Santo, além de revelar oportunidades para o estado como as próximas rodadas da ANP.

Em síntese, o “Anuário da Indústria de Petróleo no Espírito Santo – 2018”, ao evidenciar a importância da indústria do petróleo para o desenvolvimento econômico capixaba, sinaliza quais são as perspectivas de futuro do setor no estado, permitindo não apenas que as empresas pautem suas decisões de investimento, mas que elas redirecionem seus planos de negócios.

Os dados e as informações aqui divulgados e analisados são públicos e disponibilizados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), pela Relação Anual de Informações Sociais (Rais), pelo Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC) e pela BP Statistical Review of World Energy. O documento completo também pode ser acessado na página do Ideies: [www.ideies.org.br](http://www.ideies.org.br).

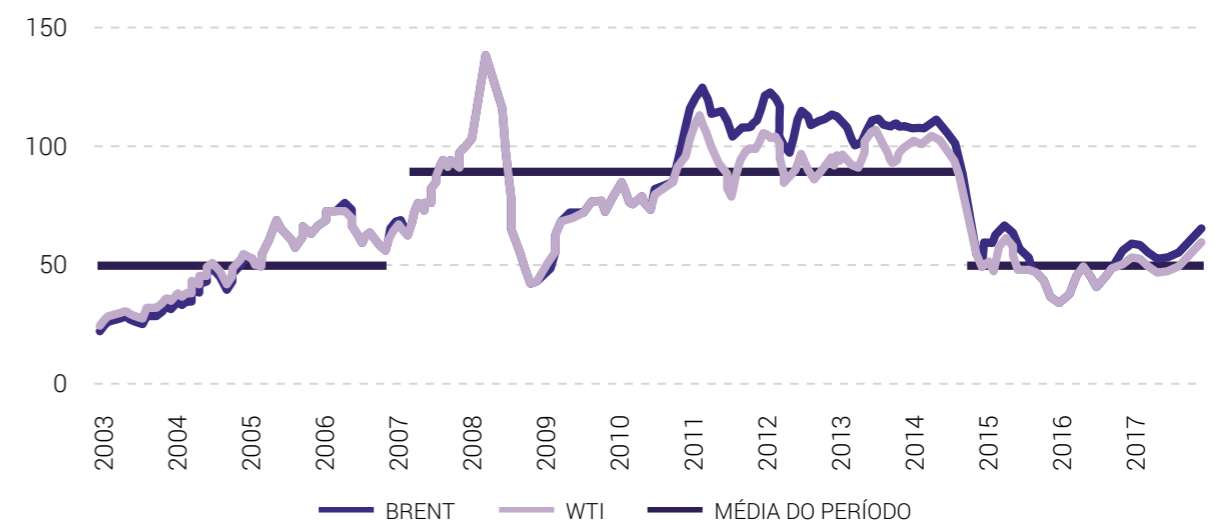
**Marcelo Saintive**  
Diretor executivo do Ideies

# PANORAMA INTERNACIONAL

Fundamental a vários seguimentos industriais, o petróleo é um dos mais importantes insumos da economia global, ocupando espaço estratégico nas relações comerciais entre os países. O preço do petróleo, como o da maioria das commodities, varia conforme as oscilações entre oferta e demanda, sendo suscetível também aos movimentos econômicos e geopolíticos dos países produtores. Assim, falar de petróleo, independentemente do recorte geográfico de interesse, exige, indubitavelmente, que se discuta como as reservas se distribuem ao redor do mundo, qual a capacidade de produção dos países produtores, qual o nível de consumo dos países e qual a capacidade de refino desses países. As reservas, a produção, o consumo e o refino do petróleo, associados à economia e à geopolítica mundial, influenciam o preço do petróleo.



Gráfico 1 - Preço do barril de petróleo (US\$ por barril)



Fonte: Investing.com. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Entre os anos 2003 e 2007, o crescimento da economia global incorreu no aumento do preço do petróleo. Em junho de 2008, o barril do WTI (West Texas Intermediate) chegou a ser cotado a US\$ 140, alcançando apenas US\$ 42 sete meses depois (janeiro de 2009). Essa queda brusca foi reflexo da crise de 2008 (subprime), que impactou negativamente as expectativas em relação à economia global. Entre 2009 e 2014, a valorização do preço do petróleo refletiu os sucessivos acordos da OPEP<sup>1</sup>, que diminuiu a oferta de petróleo no mundo, e a melhora da economia global, devido, principalmente, aos bons resultados da China e dos Estados Unidos.

**O período pós 2014 foi marcado pela redução no nível do preço do barril de petróleo em consequência do maior volume de produção do óleo no mundo, principalmente pelos países da OPEP<sup>2</sup>.**

## 1.1 Reservas de Petróleo no Mundo

As reservas provadas no mundo estão concentradas, majoritariamente, no Oriente Médio (47,6%), América Central e do Sul (19,5%) e América do Norte (13,3%) - gráfico 2. Individualmente, os países que detêm os maiores volumes de reservas provadas são Venezuela (303,18 bilhões de barris), Arábia Saudita (266,21 bilhões de barris), Canadá (168,92 bilhões de barris), Irã (157,20 bilhões de barris) e Iraque (148,77 bilhões de barris) - gráfico 3.

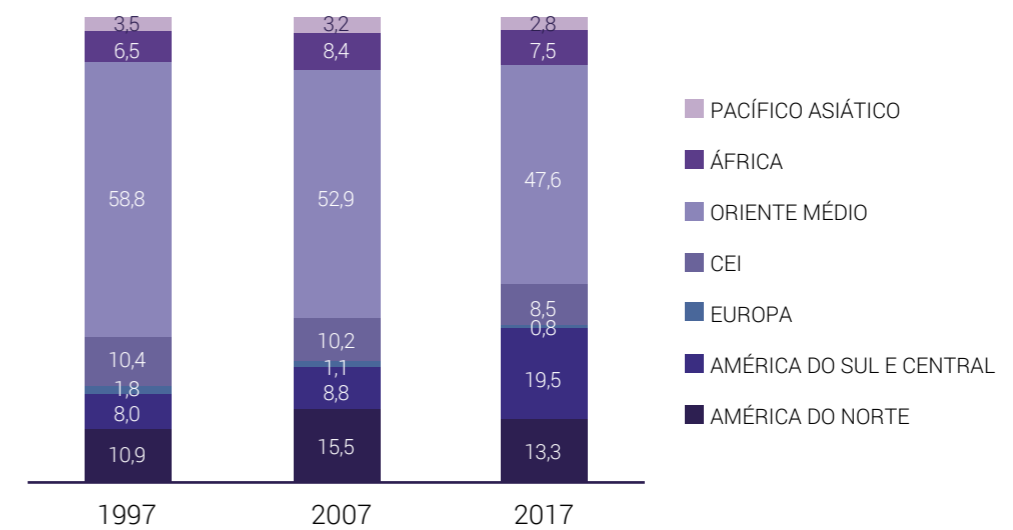
Na passagem de 2016 para 2017, as reservas de petróleo no mundo tiveram queda de 0,03%, atingindo um total de 1,7 trilhão de barris de petróleo. No entanto, nos 20 anos

anteriores (1997-2017), o aumento médio anual dessas reservas foi de 1,9%, explicado pelo crescimento das reservas nas Américas (4,7% a.a.), na África (2,6% a.a.) e no Oriente Médio (0,8% a.a.), com destaque para o desempenho das reservas da Venezuela (7,2% a.a.), do Canadá (6,4% a.a.), do Equador (4,1% a.a.), do Brasil (3,0% a.a.), do Sudão (9,1% a.a.) e de Angola (4,6% a.a.).

<sup>1</sup>Organização Internacional criada em 1960 na Conferência de Bagdá que visa coordenar de maneira centralizada a política petrolífera dos países membros, que são: Argélia, Angola, Equador, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Catar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela.

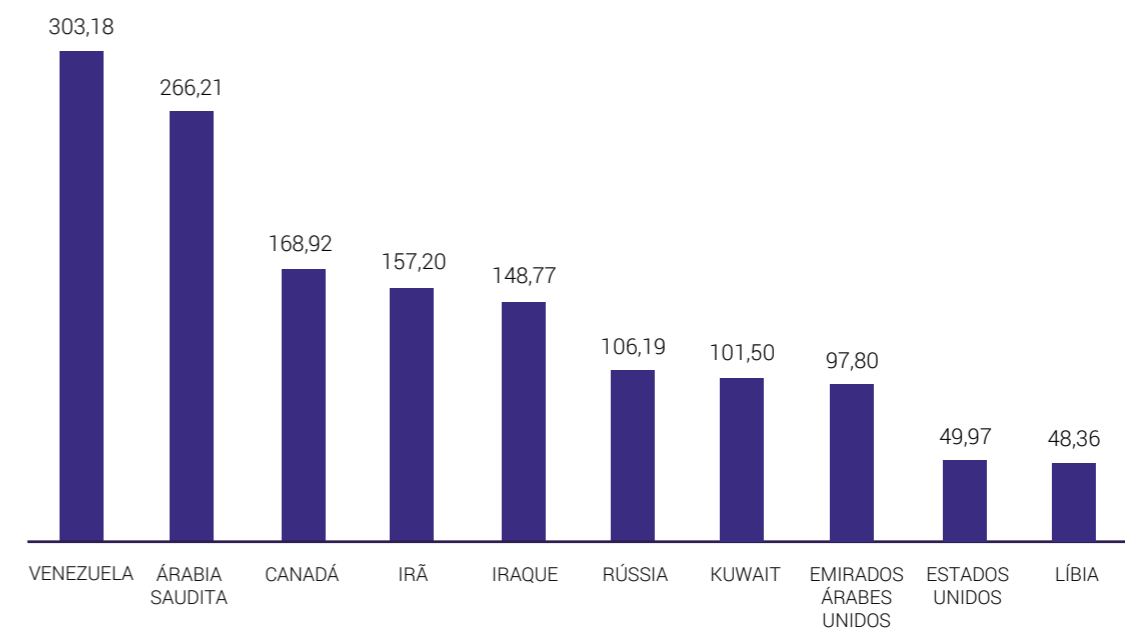
<sup>2</sup>Entre 2008 e 2014 o preço médio do barril de petróleo na cotação do WTI (West Texas Intermediate) foi de US\$ 88,9 e o Brent foi cotado em US\$ 96,0. Já no período entre 2015 e 2017 o WTI teve uma cotação média de US\$ 48,5 e o Brent US\$ 52,0.

Gráfico 2 - Participação no total de reservas provadas de petróleo por região (%)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Gráfico 3 - Maiores países detentores de reservas provadas (bilhões de barris) - 2017



Fonte: BP Statistical Review of World Energy. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.



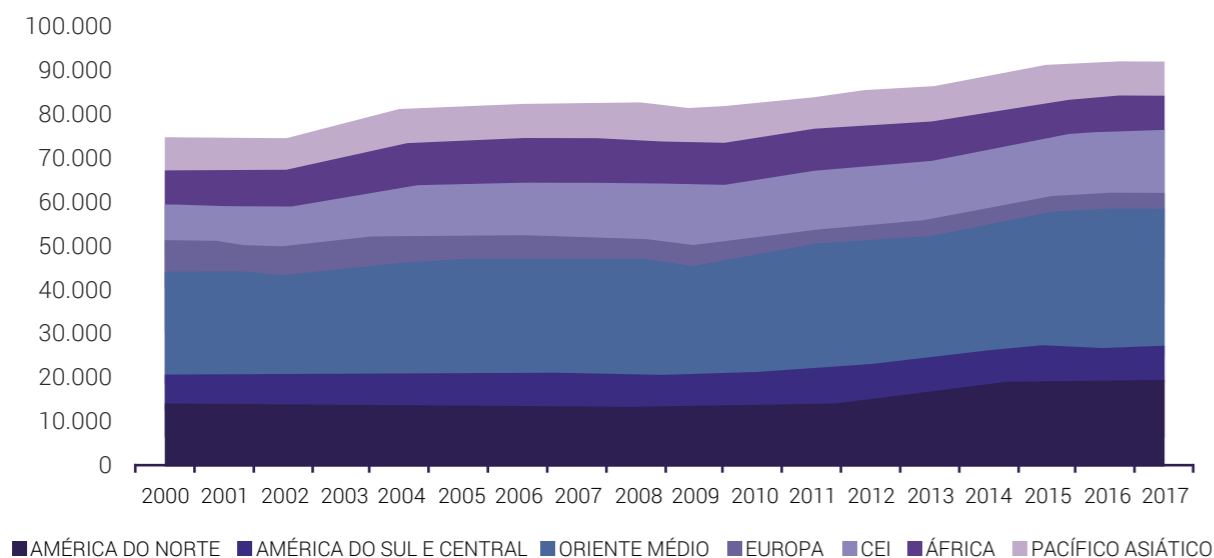
## 1.2 Produção de Petróleo no Mundo

A produção mundial de petróleo cresceu 0,7% em 2017, atingindo 92,6 bilhões de barris diários: apenas 0,6 bilhão de barris diários a mais do que o observado em 2016. O continente africano apresentou a maior variação (+5,0%), saindo de 7,7 bilhões de barris/dia em 2016 para 8,1 bilhões em 2017. Com um comportamento contrário ao apresentado pela produção brasileira (+4,8%) neste período, a

América Central e a América do Sul registraram queda de -3,2%, devido, principalmente, à redução da produção venezuelana (-11,6%).

Após um aumento expressivo de 6,1% em 2016, a produção de petróleo no Oriente Médio caiu 0,8% em 2017, com queda na produção em seis países: Kuwait (-3,8%), Omã (-3,4%), Catar (-2,7%), Arábia Saudita (-3,6%), Síria (-1,6%) e Emirados Árabes Unidos (-2,1%). A explicação para essa queda está ligada aos sucessivos conflitos na região e às políticas da OPEP que impactaram diretamente o nível da oferta de petróleo.

Gráfico 4 - Produção de petróleo por região (mil barris/dia)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

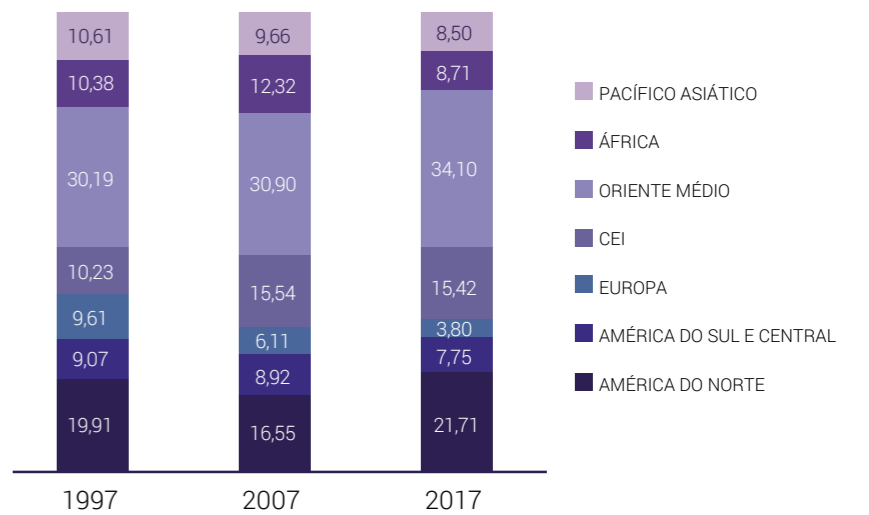
Com uma distribuição um pouco diferente das reservas provadas (seção 1.1), as maiores participações na produção mundial de petróleo concentram-se no Oriente Médio (34,1%), na

América do Norte (21,7%) e na Comunidade dos Estados Independentes - CEI<sup>3</sup> (15,4%). A América do Sul e Central, embora possuam 19,5% das reservas provadas do mundo, são responsáveis por apenas 7,8% da produção mundial de petróleo.

Os dez países que mais produzem petróleo no mundo representam 69,2% do petróleo bruto disponível, com destaque para os Estados Unidos (14,1%), Arábia Saudita (12,9%) e Rússia (12,1%).

A Venezuela, embora detenha 17,9% das reservas provadas de petróleo do mundo, é responsável por apenas 2,3% da produção mundial. Os Estados Unidos, por sua vez, detêm apenas 2,9% das reservas mundiais de petróleo, mas são responsáveis por 14,1% da produção no mundo.

Gráfico 5 - Participação no total da produção de petróleo por região (%)



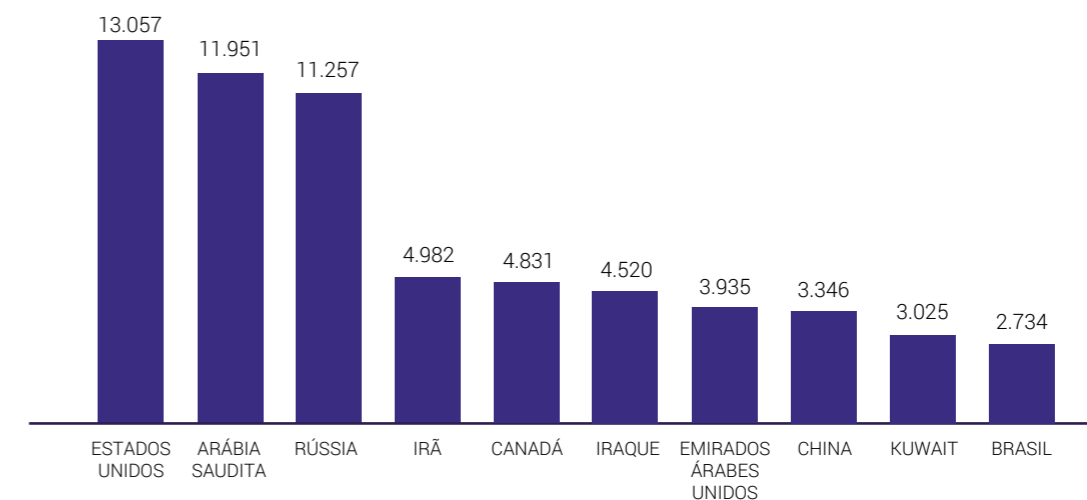
Fonte: BP Statistical Review of World Energy.

Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Entre 2008 e 2017, o crescimento médio anual da produção de petróleo americana foi 6,8%, superior à da Arábia Saudita (1,1% a.a.), segundo maior produtor de petróleo do mundo. Uma possível explicação para

esse movimento é o incentivo dado pelo governo norte americano à exploração do gás e do petróleo de xisto por meio da técnica conhecida como *fracking*, que consiste no fraturamento hidráulico da rocha. O uso dessa técnica proporcionou um aumento expressivo da produção de petróleo e gás natural nos Estados Unidos.

Gráfico 6 - Maiores países produtores de petróleo (mil barris/dia) - 2017



Fonte: BP Statistical Review of World Energy. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

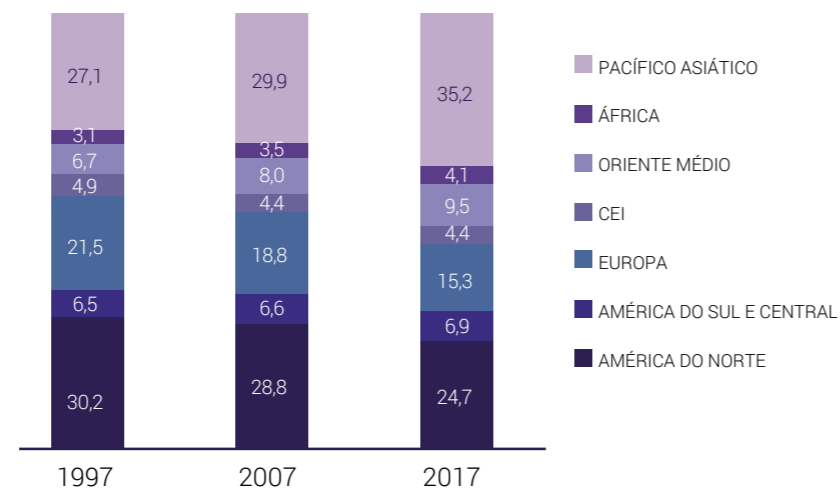
<sup>3</sup>A Comunidade dos Estados Independentes (CEI) é uma organização que envolve 11 repúblicas que pertenciam à antiga União Soviética. São elas: Armênia, Azerbaijão, Bielorrússia, Cazaquistão, Quirguistão, Moldávia, Rússia, Tadjiquistão, Turcomenistão, Ucrânia e Uzbequistão.

## 1.3 Consumo de Petróleo no Mundo

A região que mais consumiu petróleo no mundo, em 2017, foi o Pacífico Asiático, devido ao crescimento médio anual do consumo de petróleo da China (5,7%)<sup>4</sup> entre os anos 2000 e 2017. Essa região representou, em 2017, 35,2% do consumo mundial - gráfico 7. O notável aumento do consumo chinês foi, por sua vez, fruto dos sucessivos crescimentos da produção industrial do país, o que fez com que a China se tornasse responsável por 13,0% do petróleo consumido no mundo em 2017. O Japão, nesse mesmo período, reduziu o consumo de petróleo a uma taxa média anual de 1,8%, fazendo com que seu consumo de petróleo representasse apenas 4,1% do total consumido no mundo, participação inferior à observada no ano 2000 (5,6%.)

A segunda região que mais consumiu petróleo no mundo, no ano de 2017, foi a América do Norte, responsável pelo consumo de 24,7% da produção mundial de petróleo, reflexo do alto consumo norte-americano (20,2%). A Europa, embora seja a terceira maior consumidora mundial (15,3%), está reduzindo o uso desta fonte energética.

Gráfico 7 - Participação no total do consumo de petróleo por região (%)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy.

Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

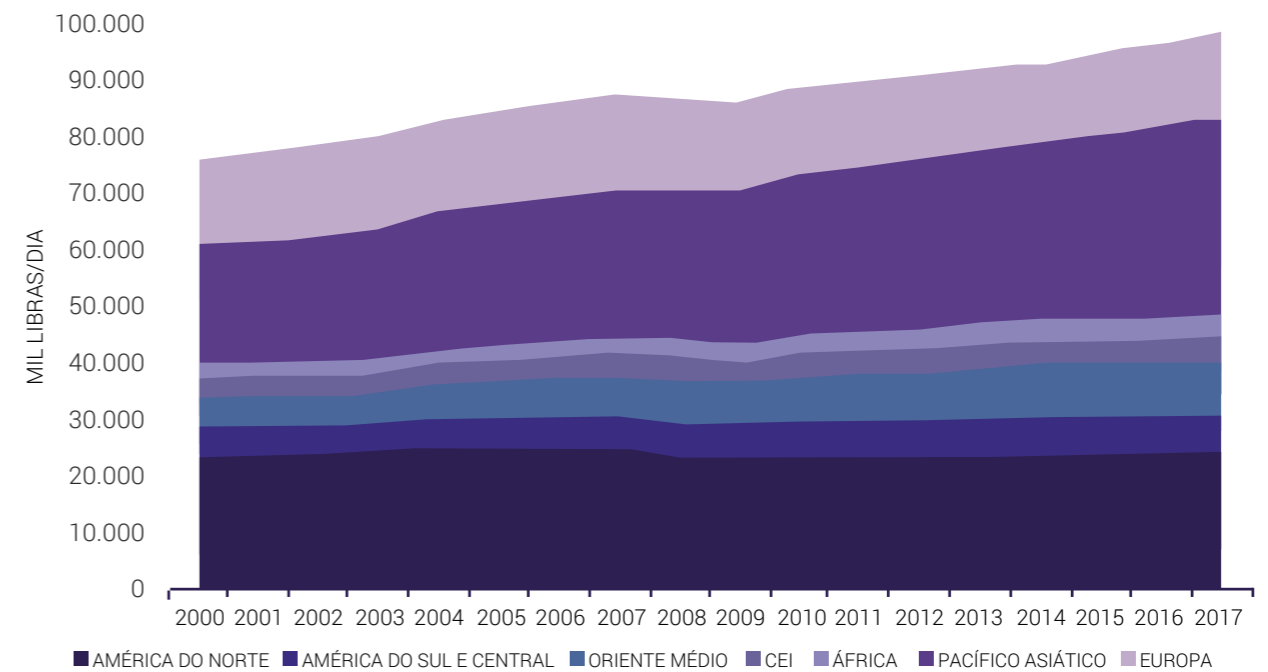
**Entre 2000 e 2017, a região europeia apresentou queda média anual de 0,3% no consumo de petróleo. Esse comportamento é, em parte, explicado pelos sucessivos acordos relacionados às mudanças climáticas.**

O Oriente Médio, por sua vez, respondeu por 9,5% do consumo do recurso em 2017, devido ao crescimento do consumo de petróleo da Arábia Saudita, cujo aumento médio anual, entre 2000 e 2017, foi de 5,0%.

Em 2017 foram consumidos no mundo 98,2 milhões de barris de petróleo por dia, volume 1,8% superior ao registrado no ano anterior (96,5 milhões de barris/dia). Entre os países que mais consumiram petróleo em 2017 encontram-se os Estados Unidos (19,9 milhões de barris/dia) e a China (12,8 milhões de barris/dia). O Brasil ocupa a 7ª posição, com um consumo de 3,0 milhões de barris/dia.

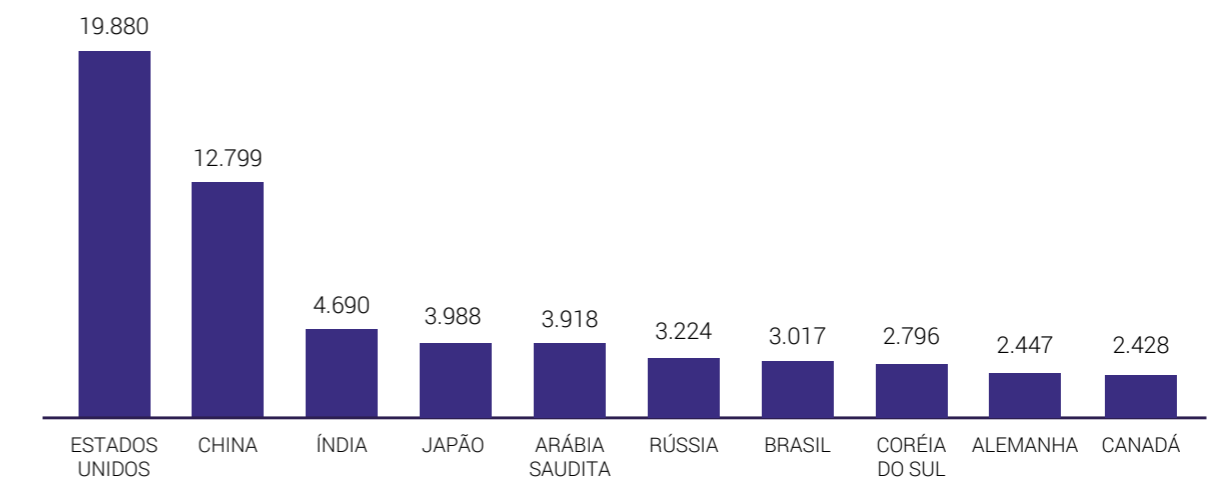
<sup>4</sup>Dados de consumo de petróleo extraídos da BP Statistical Review of World Energy.

Gráfico 8 - Consumo de petróleo por região (mil barris/dia)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Gráfico 9 - Maiores países consumidores de petróleo (mil barris/dia) - 2017

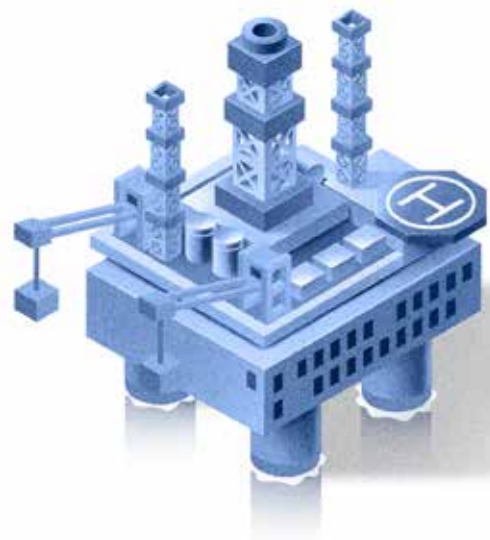


Fonte: BP Statistical Review of World Energy. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

De acordo com dados da BP Statistical Review of World Energy, os países que compõem o grupo da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE<sup>5</sup>) reduziram seu consumo de petróleo em 0,15% a.a. entre 2000 e 2017, diferentemente dos países que não fazem parte da OCDE, que aumentaram o consumo em 3,30% a.a. neste período. Essa tendência, assim como apontou a agência Energy Information

Administration, é explicada pelos sucessivos compromissos de acordos climáticos, em que os países de economia avançada acordaram alguma mudança em suas matrizes energéticas.

<sup>5</sup>A maioria dos membros da OCDE é composta por economias com um elevado PIB per capita e IDH, além de serem considerados países desenvolvidos.

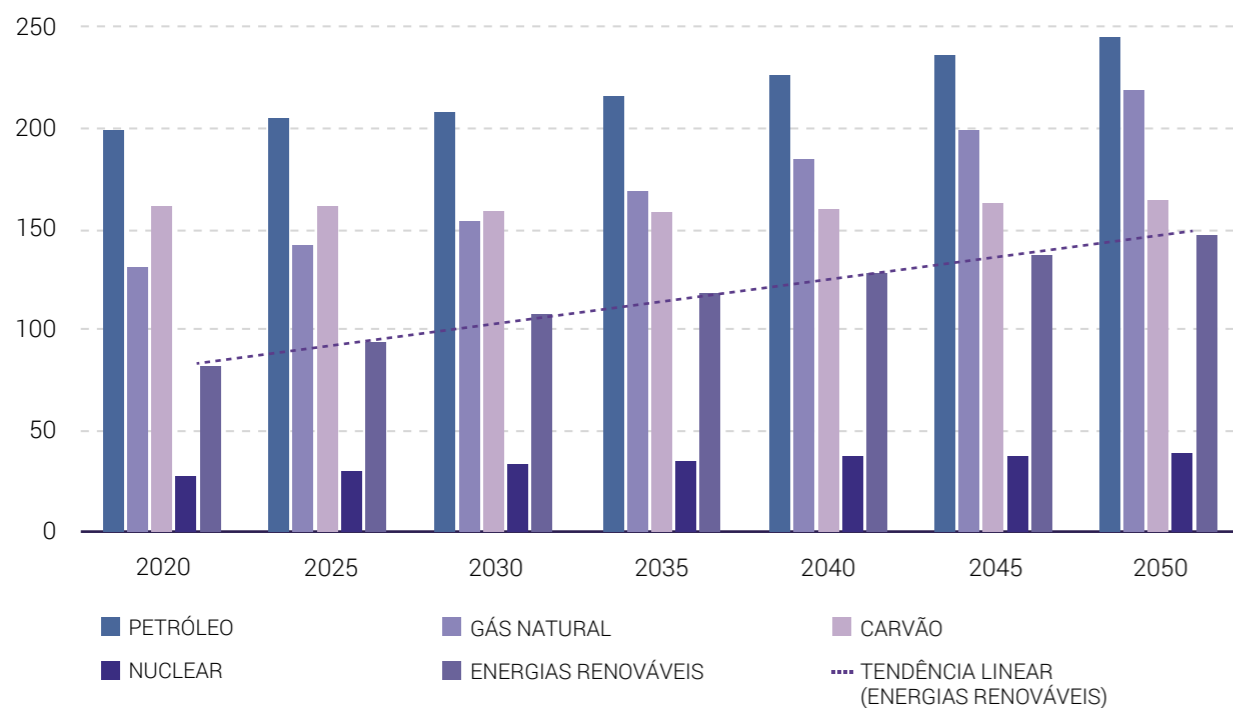


O relatório Annual Energy Outlook 2017 da Energy Information Administration revela que o petróleo ainda permanecerá como um componente importante na matriz energética do mundo.

A expectativa é que em 2050 os países que compõem o grupo da OCDE tenham participação média de 32,7% do petróleo em suas matrizes energéticas. Enquanto os que não fazem parte da OCDE terão participação de 28,8%.

Segundo a agência, em 2050, a demanda por energias renováveis será 95,7% superior à atual, com maior intensidade no setor elétrico, representando um aumento de 114,2% do consumo total. Contudo, mesmo com o crescimento de fontes renováveis, a projeção da agência é que entre 2020 e 2050 o consumo de petróleo e gás natural cresça a uma taxa de 1,1% a.a., o que demandará um maior preparo dos países produtores para suprir a demanda global pelo insumo.

Gráfico 10 - Expectativa de consumo de energia por fonte (quadrilhão de BTU)



Fonte: Energy Information Administration. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.



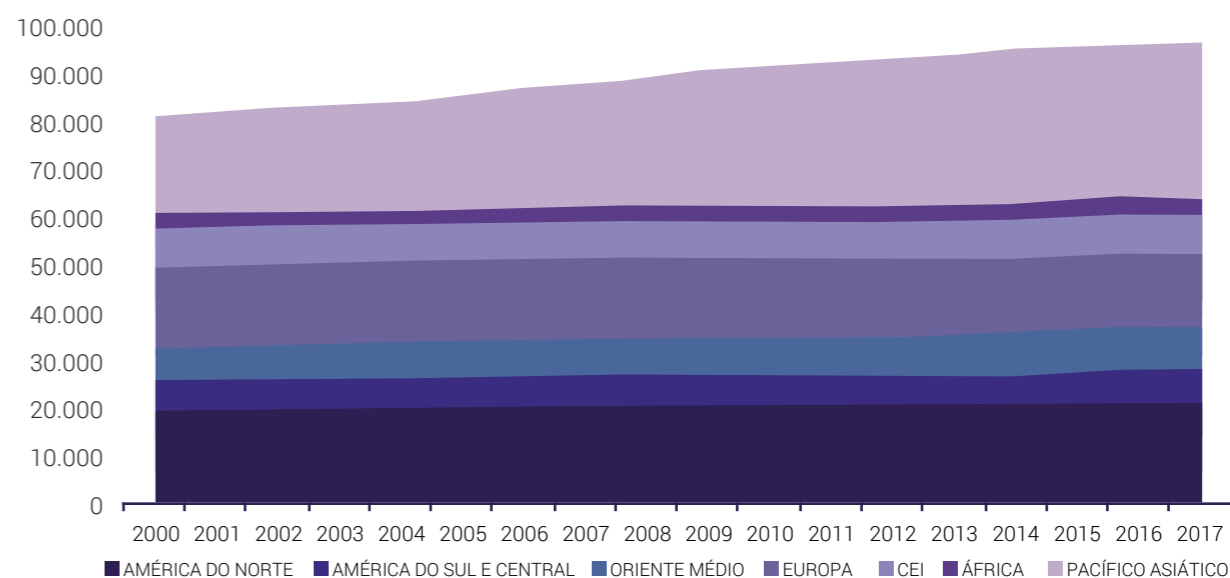
## 1.4 Refino de Petróleo no Mundo

Em 2017, a capacidade de refino de petróleo no mundo foi de 98,1 milhões de barris/dia, 0,6% superior ao verificado em 2016. Entre os países que aumentaram sua capacidade de refino destacam-se a Índia (+7,6%) e a China (+2,4%). Esses dois países juntos representaram 19,9% da capacidade total de refino do mundo. No ranking geral, os Estados Unidos ocuparam a primeira colocação em capacidade de refino de petróleo, com 18,9% da capacidade mundial. O Brasil ocupou a 8ª posição, com uma capacidade de 2,3 milhões de barris/dia e participação de 2,3% do total de refino mundial.

**A atividade de refino não é restrita aos países detentores de reservas de petróleo.**

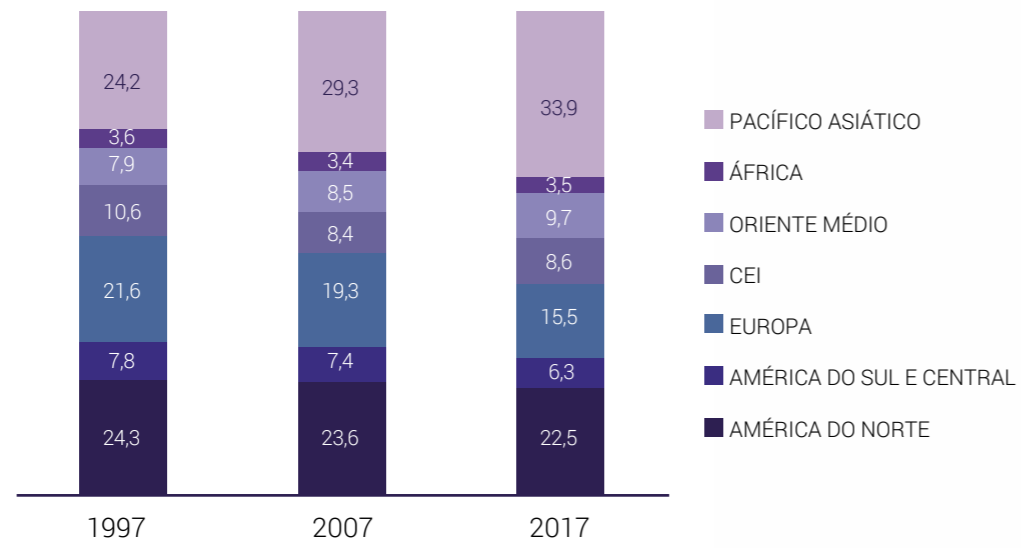
Os países com maior capacidade de refino são os Estados Unidos (18,9%), a China (14,8%) e a Rússia (6,7%), que ocupam, respectivamente, a 9ª, a 13ª e a 6ª posição em termos de reservas provadas.

Gráfico 11 - Capacidade de refino por região (mil barris/dia)



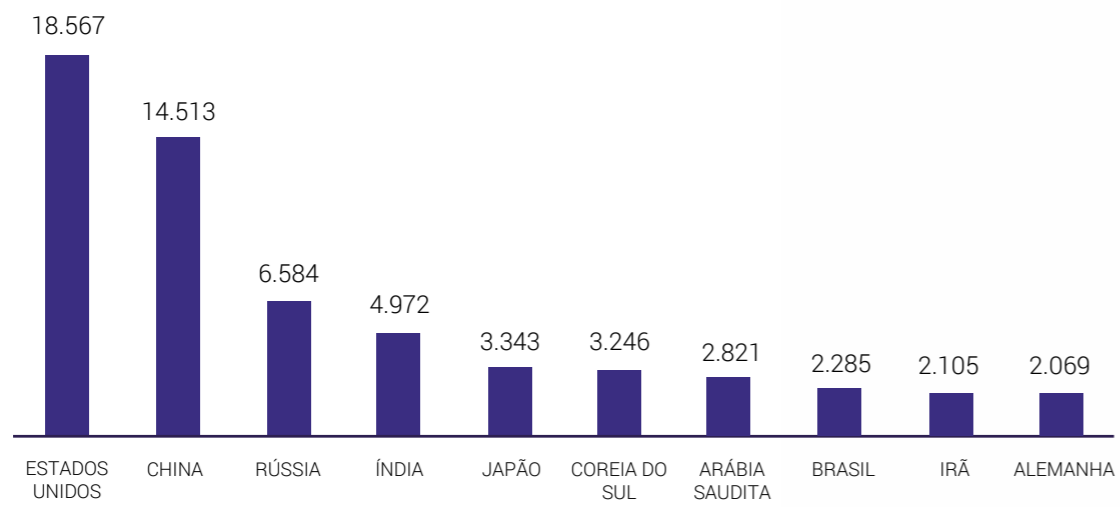
Fonte: BP Statistical Review of World Energy. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Gráfico 12 - Participação na capacidade total de refino por região (%)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy. Elaboração: Ideies/Sistema Fines.

Gráfico 13 - Maiores países com capacidade de refino (mil barris/dia) - 2017



Fonte: BP Statistical Review of World Energy. Elaboração: Ideies/Sistema Fines.



# EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO ESPÍRITO SANTO

O Espírito Santo conta com uma reserva de 1,8 bilhão de barris de petróleo, 69 campos e 367 poços divididos nas atividades *onshore* e *offshore*. A exploração e produção de petróleo, por sua vez, ocorre em duas bacias sedimentares: a bacia de Campos, ao sul do Estado, e a bacia do Espírito Santo, ao norte. No estado

capixaba, atuam 9 petroleiras na fase de produção, sendo 4 empresas estrangeiras (Shell Brasil, ONGC, QPI Brasil e Central Resources) e 5 empresas nacionais (Petrosynergy, OP Energia, Vipetro, IPI e Petrobras). A Petrobras é a maior operadora no Estado, com 100% de participação acionária em campos com alta produtividade.

## 2.1 Reservas de Petróleo no Espírito Santo

Em 2017, as reservas de petróleo no Espírito Santo alcançaram 1,8 bilhão de barris de petróleo, 6,5% inferior ao registrado em 2016<sup>6</sup> - gráfico 14.

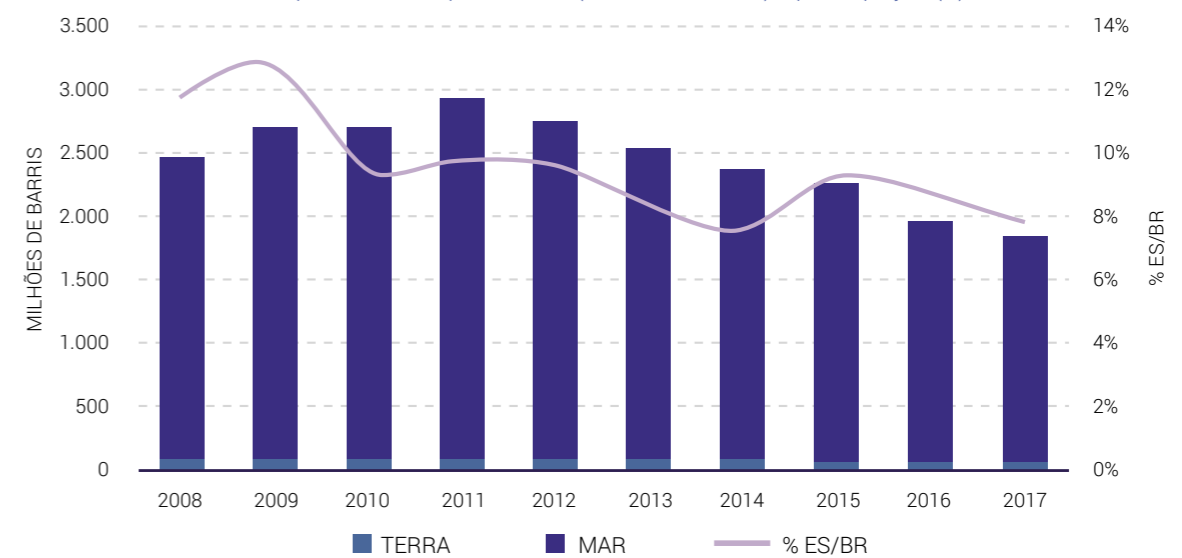
**Entre os anos 2008 e 2017, houve redução das reservas capixabas (2,9% a.a.), explicada, em parte, pela queda da atividade de perfuração de poços entre os anos 2000 e 2015 (gráfico 16 e 17) e pela não realização de rodadas da ANP com participação do Espírito Santo entre 2008 e 2013<sup>7</sup>.**

Segunda unidade federativa com maior nível de reservas de petróleo no Brasil, o Espírito Santo possui 7,8% do total das reservas nacionais. O Rio de Janeiro, por sua vez, ocupa o primeiro lugar no ranking, com 83,7%. O estado de São Paulo que, em 2010, possuía uma reserva de 118 milhões de barris de petróleo (0,4% do total de reservas do Brasil), em 2017 respondia por 3,9% das reservas de petróleo do país - gráfico 15, ocupando a terceira posição no ranking nacional.

<sup>6</sup>Em 2016 o volume das reservas capixabas era de 2 bilhões de barris de petróleo.

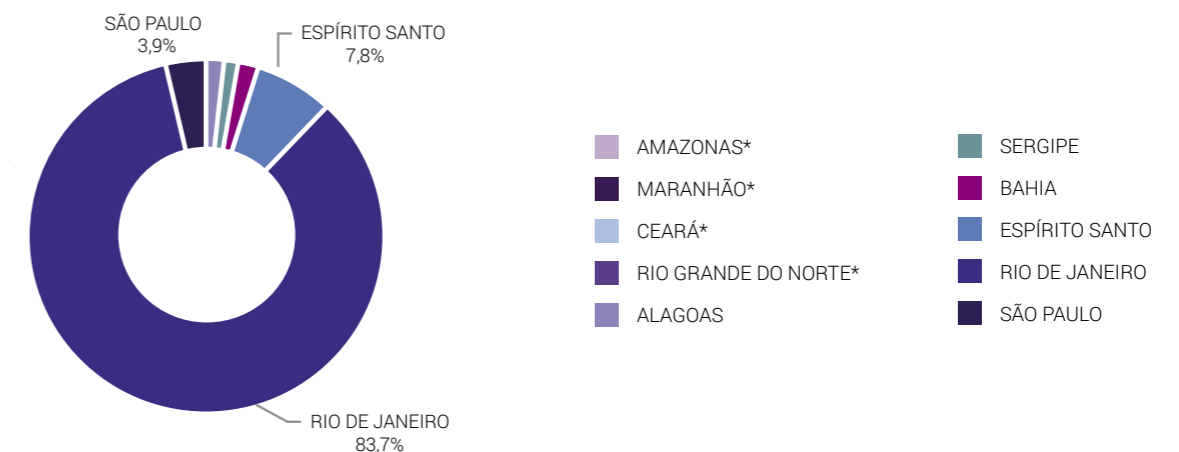
<sup>7</sup>Esse assunto será tratado no capítulo 5.

Gráfico 14 - Reservas totais de petróleo no Espírito Santo (milhões de barris) e participação (%)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Gráfico 15 - Participação nas reservas de petróleo brasileira por unidade da federação - 2017



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

\* Estados com participação inferior a 1%.

No Espírito Santo, as reservas em mar representam 97,3% do total do estado. Isso é explicado pelo grande potencial das reservas em águas profundas e ultraprofundas, principalmente nos

limites da camada do pré-sal. Nos últimos 10 anos, as reservas em mar apresentaram uma queda média anual de 2,8%, atingindo 1,79 bilhão de barris de petróleo em 2017.

Tabela 1 - Reservas totais de petróleo do Espírito Santo (milhões de barris)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Terra</b>	85	84	80	77	76	69	70	52	56	50
<b>Mar</b>	2.381	2.617	2.627	2.852	2.676	2.447	2.301	2.197	1.910	1.789
<b>Total</b>	2.466	2.701	2.707	2.929	2.753	2.516	2.371	2.249	1.966	1.839

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

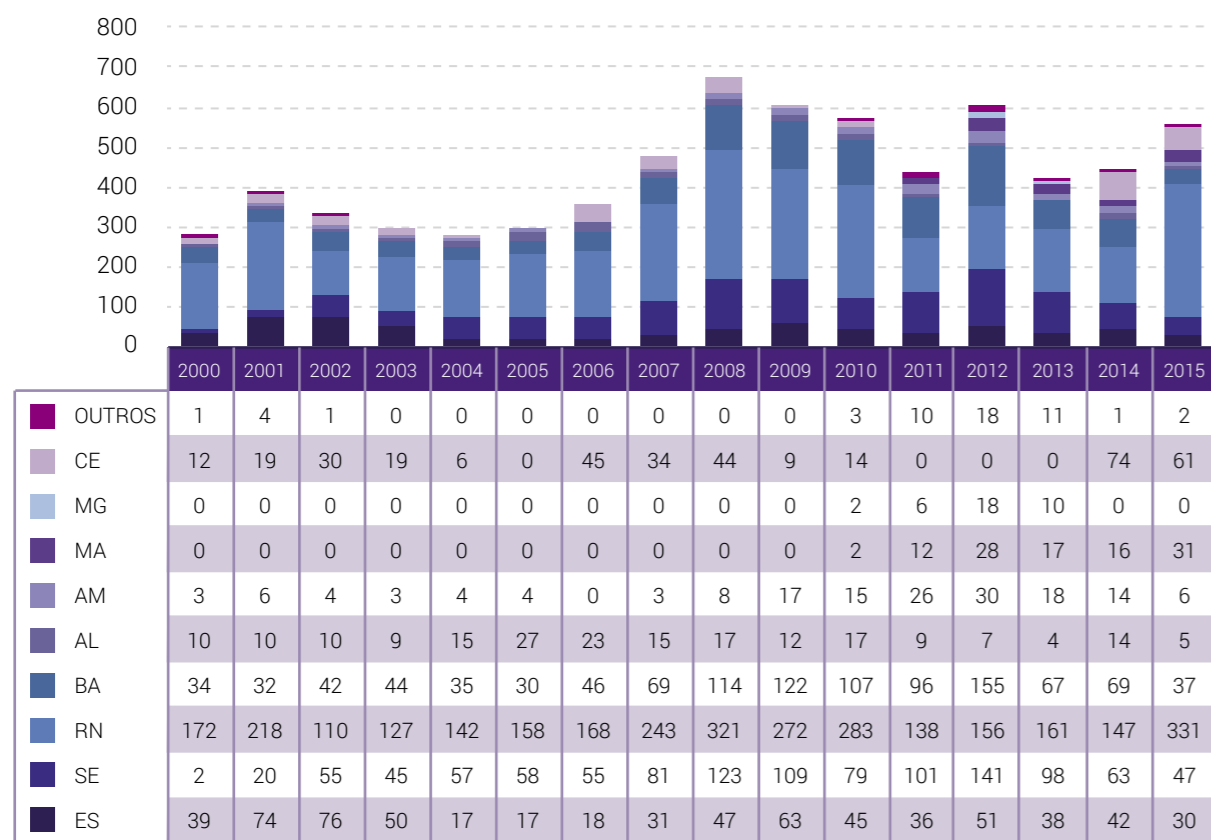
As reservas em terra, por sua vez, representam 2,7% do total de reservas do estado. Entre 2008 e 2017, o volume dessas reservas reduziu 5,2% a.a., atingindo 50 milhões de barris de petróleo em 2017. Essa queda é, provavelmente, atribuída ao maior estímulo à atividade em mar, devido à maior probabilidade das grandes petroleiras em obterem viabilidade comercial nos campos marítimos. As reservas em terra no Brasil estão concentradas no Nordeste, principalmente na Bahia (24,7%), Rio Grande do Norte (25,6%) e Sergipe (38,1%).

**A existência de reservas de petróleo está intimamente ligada à atividade de perfuração, uma vez que é a partir deste método que as reservas são encontradas.**

Entre 2000 e 2015, as perfurações de poços capixabas nos campos em terra tiveram uma redução média anual de 1,6%. No entanto, os estados do Rio Grande do Norte (+4,2% a.a.), de Sergipe (+21,8% a.a.), e do Maranhão<sup>8</sup> (+57,9% a.a.) apresentaram crescimento, assim como o Brasil (+4,5% a.a.).

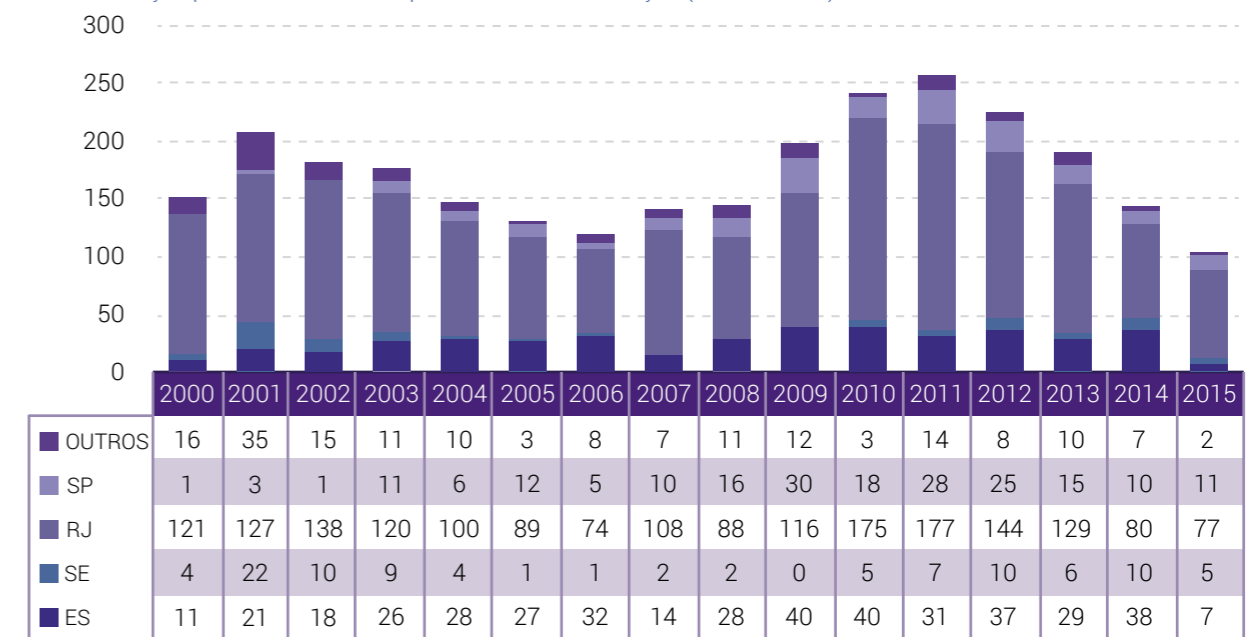
Entre 2000 e 2015<sup>9</sup> a perfuração de poços nos campos capixabas em mar teve uma redução média anual de 2,8%, acompanhando a redução de 2,5% a.a. das perfurações em nível nacional. São Paulo, por sua vez, apresentou, nesse período, crescimento de 16,2% a.a. da atividade de perfuração de poços em mar devido à alta expectativa de produtividade da bacia de Santos.

Gráfico 16 - Poços perfurados onshore por unidade da federação (em unidades)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Gráfico 17 - Poços perfurados offshore por unidade da federação (em unidades)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

## 2.2 Produção Offshore no Espírito Santo

**Entre 2016 e 2017, a produção de petróleo offshore no Espírito Santo registrou queda de 4,0%, mesmo com o preço do barril de petróleo Brent e WTI variando 21,1% e 16,6%, respectivamente, nesse período. Por outro lado, os estados do Rio de Janeiro e de São Paulo registraram aumento de 5,9% e 17,0%, nessa ordem. No Brasil, o crescimento foi de 5,4%, alcançando 910,5 milhões de barris de petróleo.**

Uma análise individualizada das bacias capixabas revela que a produção de petróleo na Bacia de Campos reduziu 14,1% em 2017, enquanto na Bacia do Espírito Santo, a produção aumentou 20,3%, devido ao campo de Golfinho<sup>10</sup>. Em 2017, a Petrobras devolveu à ANP parte do Campo de Golfinho, que segundo a petroleira não era produtivo.

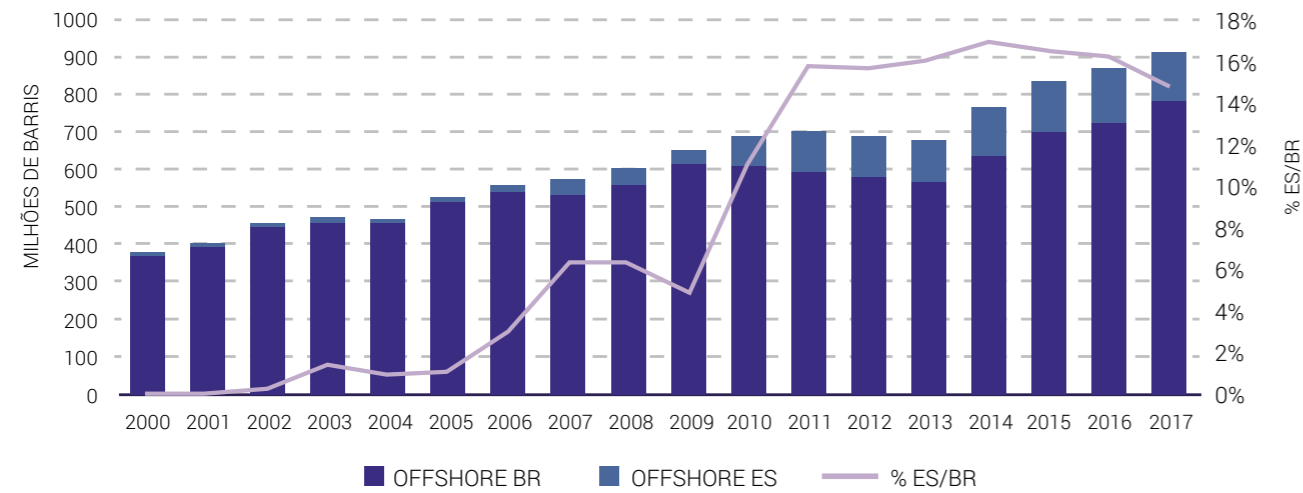
<sup>8</sup> Entre 2010 (ano do retorno das perfurações no Maranhão) e 2015, o número de perfurações em terra no Estado do Maranhão cresceu 57,9% a.a.. Desde 1998 esta atividade estava inexistente no estado, retornando em 2010 com a perfuração de dois poços no campo de Gavião Real.

Em 2015, o Maranhão atingiu a perfuração de 31 poços, dos quais 13 foram classificados como 'situação de produção', oriundos dos campos de Gavião Branco, Gavião Vermelho, Gavião Real e Gavião Caboclo.

<sup>9</sup> A queda ou aumento da atividade de perfuração impacta o nível de reservas e de produção para os próximos anos, portanto, apesar da defasagem (2015) da informação, não há prejuízo na análise.

<sup>10</sup> O campo de Golfinho é uma área madura.

Gráfico 18 - Produção offshore do Brasil e do Espírito Santo e participação (%)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Tabela 2 - Produção offshore do Brasil e do Espírito Santo (barris de petróleo)

Ano	Espírito Santo	Brasil	% ES/BR
2000	99.448	374.309.114	0,0
2001	62.338	394.691.441	0,0
2002	1.137.801	451.901.457	0,3
2003	6.616.635	466.341.179	1,4
2004	4.406.962	462.084.021	1,0
2005	5.945.298	521.291.410	1,1
2006	16.759.080	557.955.410	3,0
2007	36.196.724	568.124.383	6,4
2008	37.132.465	596.937.198	6,2
2009	31.371.134	646.417.019	4,9
2010	75.231.864	683.979.718	11,0
2011	110.688.316	702.027.945	15,8
2012	107.666.050	688.361.204	15,6
2013	108.033.682	674.820.282	16,0
2014	128.738.998	761.350.933	16,9
2015	136.581.480	831.297.960	16,4
2016	139.489.504	864.043.412	16,1
2017	133.868.705	910.546.697	14,7

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

**Em 2017, o Espírito Santo se manteve como segundo estado com maior participação na produção de petróleo offshore no país com 14,7% do total produzido, atrás do Rio de Janeiro (71,5%) e à frente do Estado de São Paulo (13,2%).**

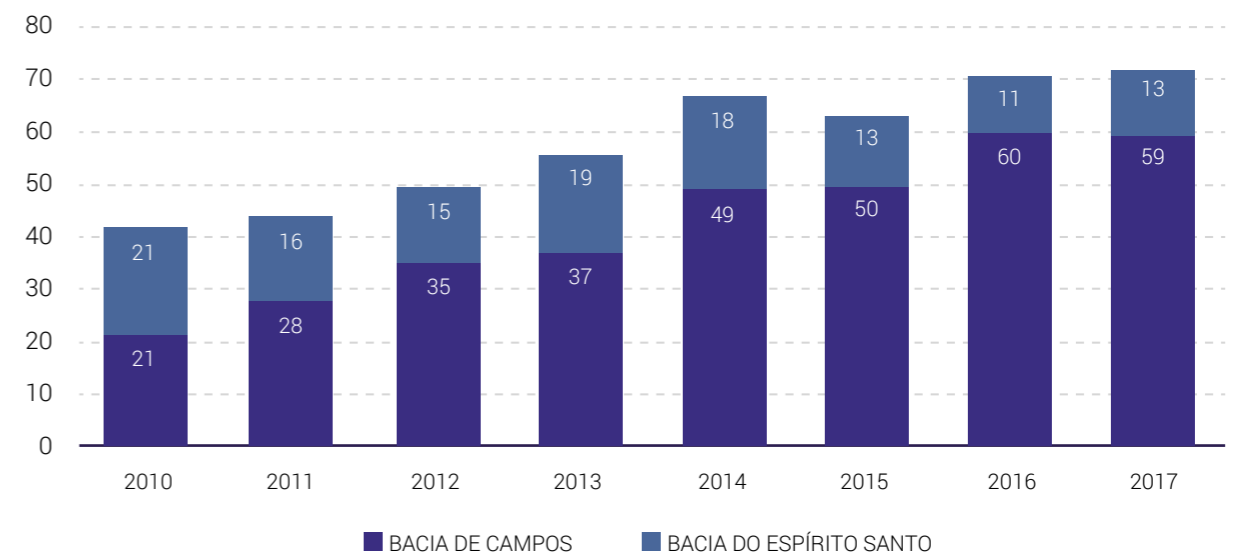
Devido à exploração do pré-sal na bacia de Santos, o estado de São Paulo, que era em 2010 responsável por apenas 0,8% do petróleo produzido no país, passou, em 2017, a responder por 13,2% da produção no Brasil.

Gráfico 19 - Produção de petróleo offshore dos estados brasileiros (milhões de barris)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Gráfico 20 - Poços offshore de petróleo em produção no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Tabela 3 - Poços em produção (em unidades)

	Localização	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Brasil	Terra	7.760	7.761	8.131	8.275	8.227	8.229	8.263	8.106	7.772	7.196
	Mar	779	799	824	769	791	765	841	786	755	793
Espírito Santo	Terra	282	254	285	295	318	315	337	347	295	295
	Mar	19	17	38	43	50	57	67	63	71	72

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Tabela 4 - Campos offshore do Espírito Santo em produção e sob concessão

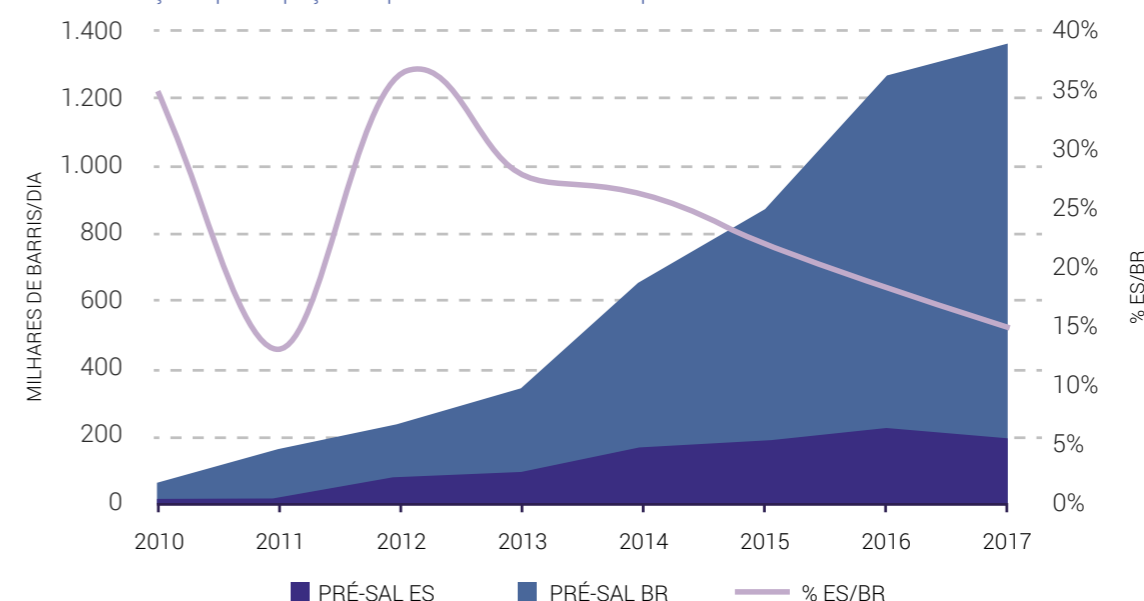
Bacia	Campo	Operadora	%	Sócio 1	%	Sócio 2	%
Campos	Abalone	Shell Brasil	50	ONGC Campos	27%	QPI Brasil Petróleo	23%
Campos	Argonauta	Shell Brasil	50	ONGC Campos	27%	QPI Brasil Petróleo	23%
Campos	Baleia Anã (em desenvolvimento)	Petrobras	100				
Campos	Baleia Azul (5 poços do pré-sal)	Petrobras	100				
Campos	Baleia Franca (2 poços do pré-sal)	Petrobras	100				
Campos	Cachalote	Petrobras	100				
Campos	Jubarte (9 poços do pré-sal)	Petrobras	100				
Campos	Ostra	Shell Brasil	50	ONGC Campos	27%	QPI Brasil Petróleo	23%
Campos	Pirambu	Petrobras	100				
Espírito Santo	Cação	Petrobras	100				
Espírito Santo	Camarupim	Petrobras	100				
Espírito Santo	Camarupim Norte	Petrobras	65	OP Energia	35%		
Espírito Santo	Canapu	Petrobras	100				
Espírito Santo	Cangoá	Petrobras	100				
Espírito Santo	Golfinho	Petrobras	100				
Espírito Santo	Peroá	Petrobras	100				

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

**Em 2017, o Espírito Santo registrou a primeira queda na produção do pré-sal (-14,6%) desde 2011<sup>11</sup>, ao produzir 195,4 mil barris/dia.**

No restante do país, essa produção cresceu 7,4%, em 2017, alcançando 1,4 milhões de barris/dia. Vale destacar que apesar da redução na produção nessa camada, o movimento de queda da participação do Espírito Santo na produção nacional deve-se ao crescimento de reservas e produção do polígono em outros estados.

Gráfico 21 - Produção e participação do pré-sal do Brasil e do Espírito Santo



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Tabela 5 - Produção por poço do pré-sal na parte capixaba da bacia de Campos (barris de petróleo por dia)

Poços ES	Campo	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
6BRSA1222AESS	Jubarte	0	0	0	0	0	0	17.573	22.021
6BRSA631DBESS	Baleia Azul	0	0	5.139	17.925	17.711	12.842	9.016	6.180
6BRSA639ESS	Jubarte	22.642	21.537	20.652	20.101	18.663	13.231	16.647	11.639
7BAZ3ESS	Baleia Azul	0	0	3.757	0	0	4.973	7.337	5.707
7BAZ4ESS	Baleia Azul	0	0	27.732	17.068	15.808	11.471	12.718	9.562
7BAZ6ESS	Baleia Azul	0	0	17.667	15.440	16.236	12.452	7.322	7.341
7BAZ8ESS	Baleia Azul	0	0	0	0	16.120	17.978	15.308	12.195
7BFR12PAESS	Baleia Franca	0	0	0	0	18.096	12.515	11.842	17.200
7BFR7ESS	Baleia Franca	0	0	0	0	14.831	16.713	16.948	18.334
7JUB34HESS	Jubarte	0	0	13.039	25.539	34.052	33.897	33.147	19.651
7JUB44ESS	Jubarte	0	0	0	0	0	0	17.187	10.876
7JUB45ESS	Jubarte	0	0	0	0	8.530	6.526	4.618	1.875
7JUB55ESS	Jubarte	0	0	0	0	5.984	3.064	10.099	6.891
7JUB57DPAESS	Jubarte	0	0	0	0	0	18.693	18.762	16.358
7JUB58DPAESS	Jubarte	0	0	0	0	0	19.356	19.780	20.014
8JUB39ESS	Jubarte	0	0	0	0	6.870	6.650	10.612	9.594
7PRB1ESS	Pirambu	0	0	0	0	0	0	0	82
<b>Total pré-sal ES</b>	-	<b>22.642</b>	<b>21.537</b>	<b>87.987</b>	<b>96.072</b>	<b>172.901</b>	<b>190.359</b>	<b>228.917</b>	<b>195.438</b>
<b>Total pré-sal BR</b>	-	<b>65.199</b>	<b>167.500</b>	<b>242.700</b>	<b>346.100</b>	<b>667.027</b>	<b>874.973</b>	<b>1.262.436</b>	<b>1.356.205</b>
<b>% ES/BR</b>	-	<b>34,7%</b>	<b>12,9%</b>	<b>36,3%</b>	<b>27,8%</b>	<b>25,9%</b>	<b>21,8%</b>	<b>18,1%</b>	<b>14,4%</b>

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

<sup>11</sup> Ano em que operava apenas 1 poço do polígono do pré-sal no Estado, no campo de Jubarte.



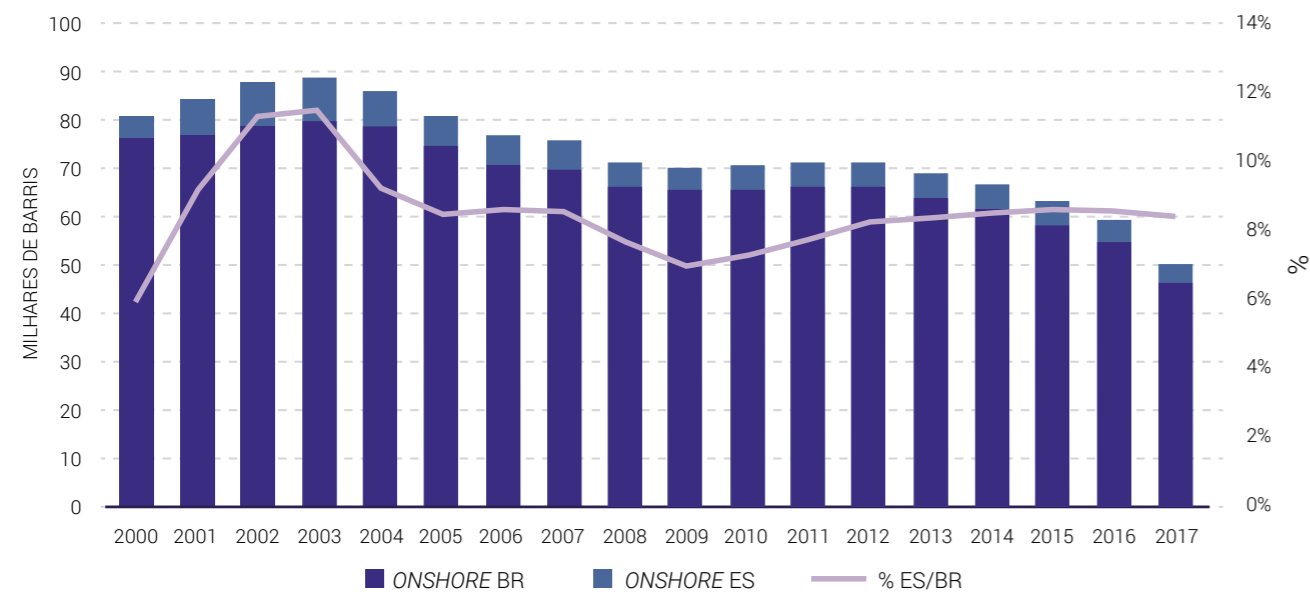
## 2.3 Produção Onshore no Espírito Santo

No Espírito Santo, a produção *onshore* caiu 0,9% a.a. no período 2000-2017, com uma redução de 17,0% na passagem de 2016 para 2017.

**A participação da produção em terra do estado capixaba no total da produção brasileira caiu 3,0 pontos percentuais, saindo de 11,4%, em 2002, para 8,4%, em 2017.**

Já no Brasil, no mesmo ano, a produção *onshore* alcançou 46,4 milhões de barris de petróleo, 15,2% menor que a de 2016. Grande parte da produção brasileira em terra concentra-se no Nordeste, representando 83,9% do que se produz no Brasil, com destaque para os estados do Rio Grande do Norte (32,8%) e Bahia (25,1%) - gráfico 23.

Gráfico 22 - Produção *onshore* do Brasil e do Espírito Santo e participação (%)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Com 53 campos em produção e sob concessão, o que equivale à 14,3% do total de campos terrestres brasileiros, a produção *onshore* no Espírito Santo está localizada no norte do estado. As empresas vencedoras de leilões para operar nos campos em terra não são compostas por consórcio, o que significa que elas possuem

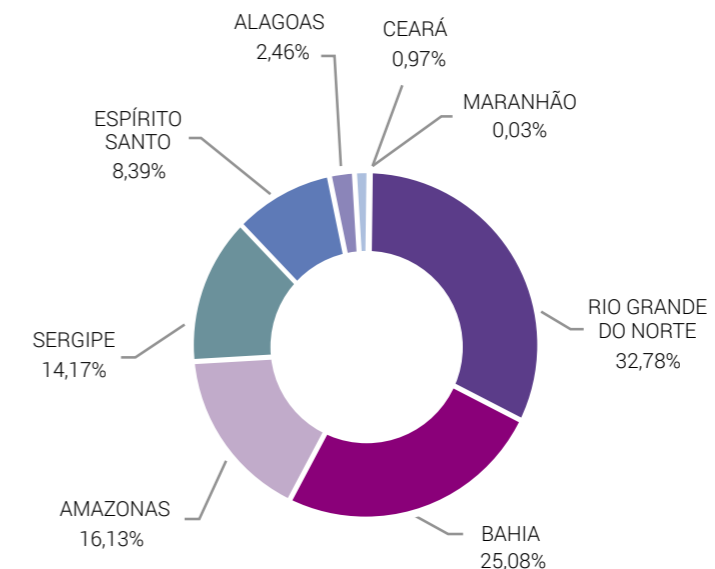
100% de participação acionária na produção do campo. A Petrobras possui 86,8% da concessão dos campos em produção, sendo responsável por 99,7% da produção *onshore* capixaba. Outras quatro empresas (Petrosynergy, Central Resources, Vîpetro e IPI) possuem a concessão de sete campos em processo de produção.

Tabela 6 - Produção *onshore* do Brasil e do Espírito Santo (barris de petróleo)

Ano	Espírito Santo	Brasil	% ES/BR
2000	4.568.188	76.316.111	6,0
2001	7.086.899	77.169.864	9,2
2002	8.983.566	78.952.005	11,4
2003	9.183.123	79.738.221	11,5
2004	7.278.109	78.631.947	9,3
2005	6.337.921	74.962.035	8,5
2006	6.102.545	70.840.754	8,6
2007	5.962.488	69.892.738	8,5
2008	5.107.602	66.336.916	7,7
2009	4.586.623	65.464.458	7,0
2010	4.800.700	65.972.643	7,3
2011	5.178.594	66.441.348	7,8
2012	5.435.102	66.045.953	8,2
2013	5.350.019	63.892.828	8,4
2014	5.234.916	61.577.039	8,5
2015	5.066.186	58.367.662	8,7
2016	4.690.264	54.687.605	8,6
2017	3.890.987	46.380.974	8,4

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Gráfico 23 – Distribuição da produção *onshore* no Brasil por unidade da federação (%) - 2017

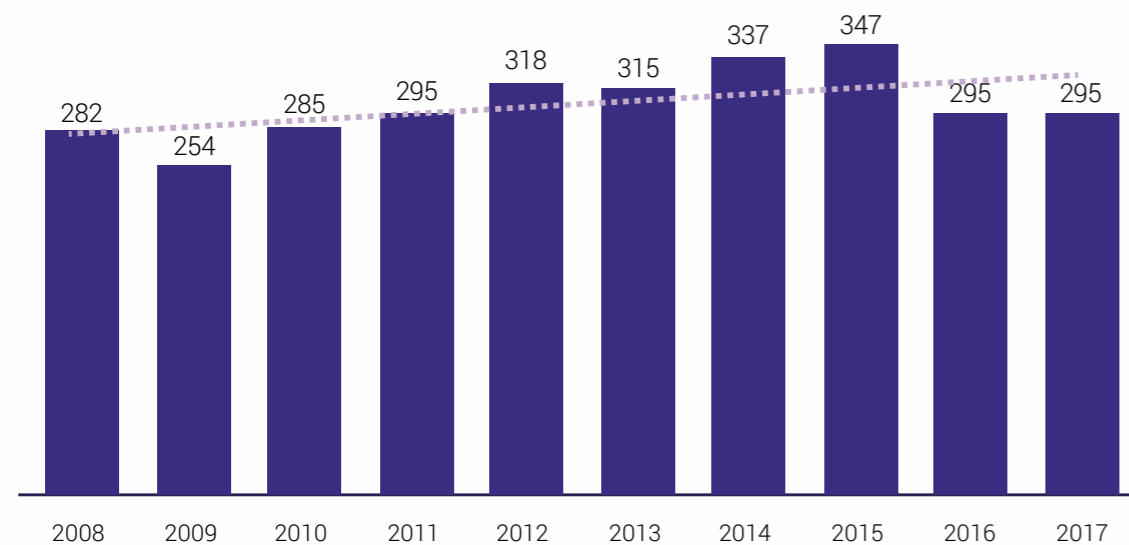


Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

O Estado do Espírito Santo possui 295 poços de petróleo perfurados em atividade *onshore* - gráfico 24. Desse total, os poços com maior produção em terra estão localizados no campo da Fazenda Alegre, no norte do estado. Esse campo, com uma produção em queda, possui um sistema de

escoamento via oleoduto até o Terminal Norte Capixaba (TNC), onde segue para o refino. Além da Fazenda Alegre, destaca-se também o campo de Cancã, localizado na cidade de Linhares. Este, porém, com a produção em ascensão e em atividade desde 2008.

Gráfico 24 - Poços *onshore* de petróleo em produção no Espírito Santo



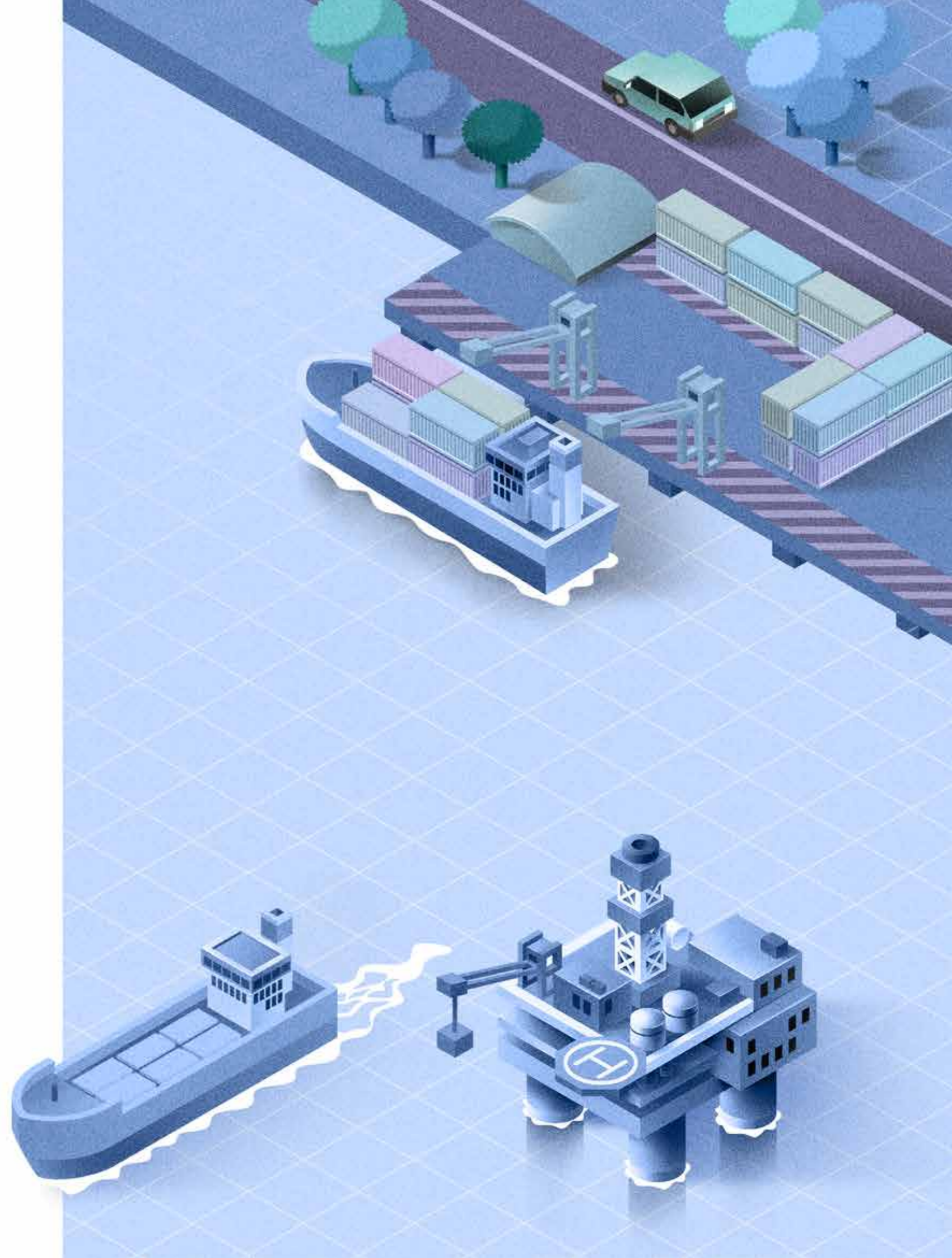
Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Tabela 7 - Campos *onshore* do Espírito Santo na etapa de produção e de desenvolvimento - 2017

Petrobras (48)	Barra do Ipiranga, Biguá, Cacimbas, Campo Grande, Cancã, Córrego Cedro Norte, Córrego Cedro Norte Sul, Córrego das Pedras, Córrego Dourado, Fazenda Alegre, Fazenda Cedro, Fazenda Cedro Norte, Fazenda Queimadas, Fazenda Santa Luzia, Fazenda São Jorge, Fazenda São Rafael, Guriri, Inhambu, Jacupemba, Jacutinga, Lagoa Bonita, Lagoa Parda, Lagoa Parda Norte, Lagoa Parda Sul, Lagoa Piabanha, Lagoa Suruaça, Mariricu, Mariricu Norte, Mariricu Oeste, Mosquito, Mosquito Norte, Nativo Oeste, Rio Barra Seca, Rio Doce, Rio Ibiribas, Rio Itaúnas, Rio Itaúnas Leste, Rio Preto, Rio Preto Oeste, Rio Preto Sul, Rio São Mateus, Rio São Mateus Oeste, Saira, São Mateus, São Mateus Leste, Seriema, Tabuiaia e <b>Curruira</b>
Petrosynergy (1)	Albatroz
Central Resources (2)	Crejoá e Garça Branca
Vipetro (4)	Gaivota, Tucano, <b>Bem-Te-Vi e Lagoa do Doutor</b>
IPI (1)	Rio Ipiranga
Ubuntu Engenharia (1)	<b>Rio Mariricu</b>

\*Em negrito os campos na etapa de desenvolvimento.

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.



# PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS E REFLEXOS ECONÔMICOS

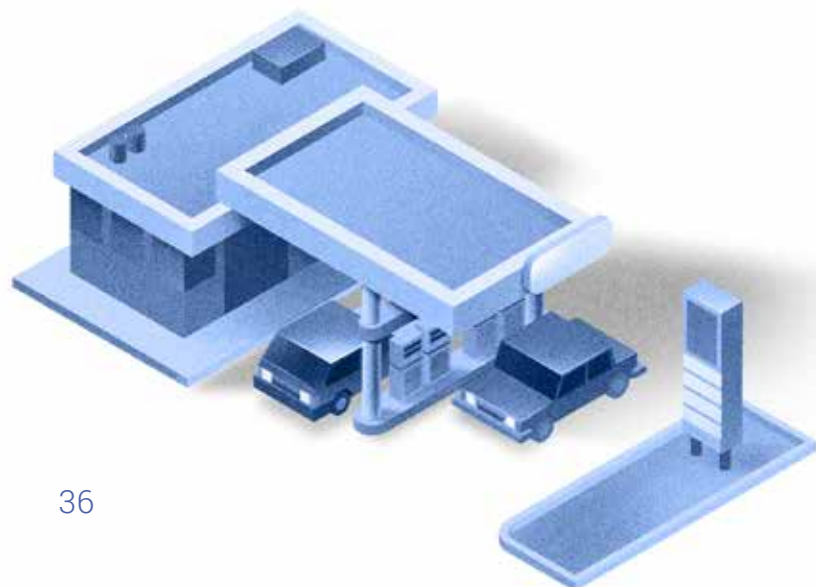
O desenvolvimento econômico da região em que a produção e a exploração do setor de petróleo e gás natural (P&G) está presente é afetado tanto via mercado de trabalho quanto via comércio exterior. Adicionalmente, essas regiões recebem

compensações financeiras (participações governamentais), que podem ser utilizadas em prol do bem-estar da sociedade ali residente.

## 3.1 Participações Governamentais

As participações governamentais consistem em pagamentos realizados pelos concessionários de áreas de exploração de P&G previstos nos respectivos contratos de concessão e apresentados nas seguintes modalidades (Lei nº 9.478/97 e Decreto nº 2705/98): bônus de assinatura<sup>12</sup>, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de áreas<sup>13</sup>.

A regulamentação da cobrança/pagamento das participações governamentais, bem como o uso e a fiscalização destes recursos, permeia a história do surgimento e da evolução do setor de petróleo e gás no país. A legislação referente às participações governamentais é constantemente atualizada, apesar de positivo, uma vez que essas alterações buscam a modernização das relações institucionais do setor de P&G, isso gera insegurança para o investidor.



### 3.1.1 Royalties

O pagamento de *royalties* é a participação governamental de maior destaque. Gerado em todos os campos de exploração (*onshore* e *offshore*), sua alíquota de incidência pode variar entre 5% e 10%. Esse recurso é destinado, conforme critérios definidos por lei<sup>14</sup>, à União, às unidades da federação e aos municípios.

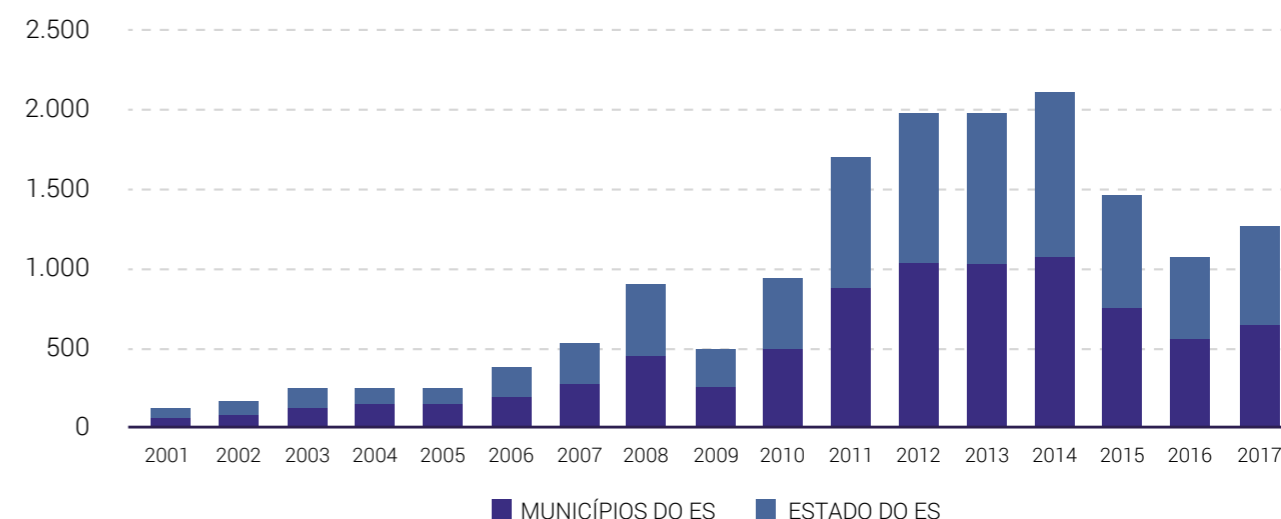
De 2002 a 2017, o volume de *royalties* recebidos, tanto pelo Brasil quanto pelo Estado do Espírito Santo, aumentou. No país, o crescimento médio anual de recebimento de *royalties* foi de 4,0%. Para o Estado do Espírito Santo este aumento foi

de 13,7% a.a., um pouco inferior ao observado nos municípios capixabas (14,5% a.a.).

**Os anos 2010-2013, auge da exploração do pré-sal, constituem o intervalo temporal de maior recebimento de *royalties* pelo estado e seus municípios, com crescimento médio anual de 19,8% e 20,7%, respectivamente. Nesse mesmo período no Brasil, o volume destes recursos cresceu 8,3% a.a.**

Devido à queda do nível do preço do petróleo no mercado internacional - gráfico 1, entre 2014 e 2017, houve uma redução da receita de *royalties*, tanto para o Brasil como para os estados e municípios brasileiros. Nesses anos, o volume desses recursos destinados ao Estado do Espírito Santo sofreu uma redução média anual de 11,9%, o dos municípios de 12,0% e o do Brasil de 9,4%.

Gráfico 25 – Receita de *royalties* no Espírito Santo em valores constantes – IPCA médio de 2017 – (R\$ milhões)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

<sup>12</sup>A análise do montante de bônus de assinatura obtido nas concessões dos campos no território capixaba é feita no capítulo 5.

<sup>13</sup>Esta modalidade de participação governamental não será abordada neste anuário por ser um recurso destinado a grupos privados. Informações obtidas no Decreto nº 2.705/1998.

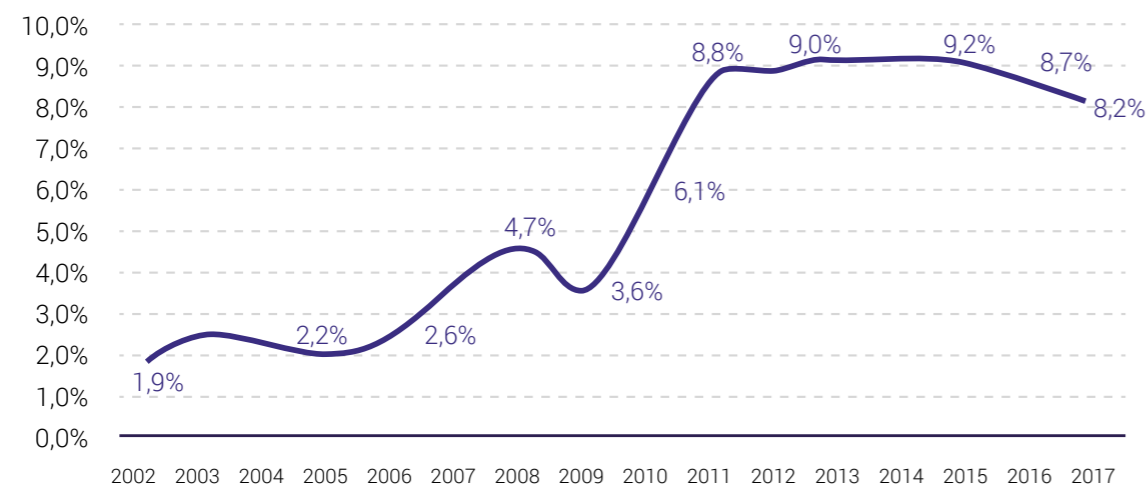
<sup>14</sup>Vide anexo: Quadro 1 - Evolução da Lei de *Royalties* e Participações Especiais no Brasil.

No ano de 2017, o recebimento de royalties pelo Estado do Espírito Santo foi de R\$ 626,9 milhões, valor muito próximo ao recebido pelos municípios capixabas, R\$ 649,2 milhões, o que resultou em uma receita total de R\$ 1,3 bilhão.

No mesmo período, a União recebeu o montante de R\$ 15,5 bilhões, conferindo ao Espírito Santo uma participação de 8,2% no total de royalties no Brasil.

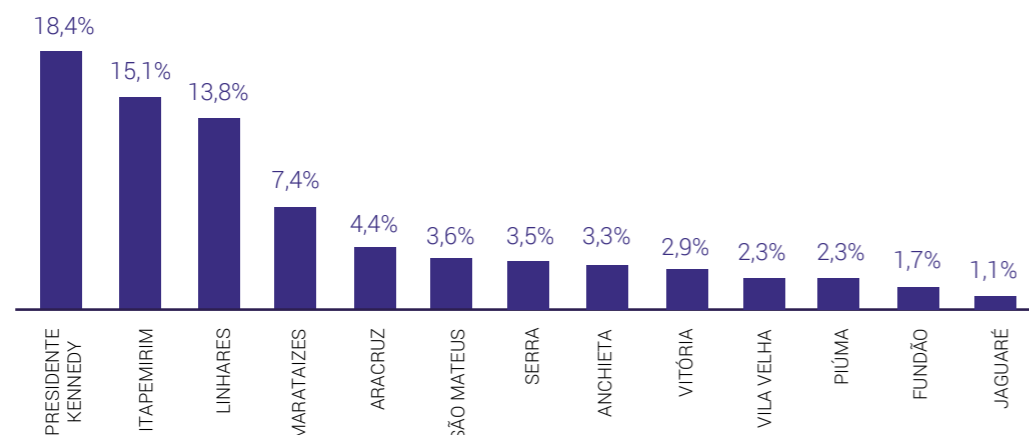
O Espírito Santo recebeu, em 2017, 17,4% a mais em receitas de royalties do que no ano anterior. Os municípios capixabas, por sua vez, receberam 18,3% a mais. Este movimento é explicado, em grande parte, pelo aumento do preço do barril de petróleo, que estimulou uma maior produção, e pela recuperação econômico-financeira e institucional da Petrobras. A participação das receitas de royalties do Espírito Santo sobre o total das receitas de royalties do país aumentou em 7,1 pontos percentuais (p.p.), saindo de 1,9%, em 2002, para 9,0%, em 2012.

Gráfico 26 – Participação das receitas de royalties do Espírito Santo sobre o total das receitas de royalties do Brasil (%)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Gráfico 27 - Municípios do Espírito Santo que mais receberam royalties - % sobre o total de royalties recebidos por todos os municípios do ES - 2017<sup>15</sup>

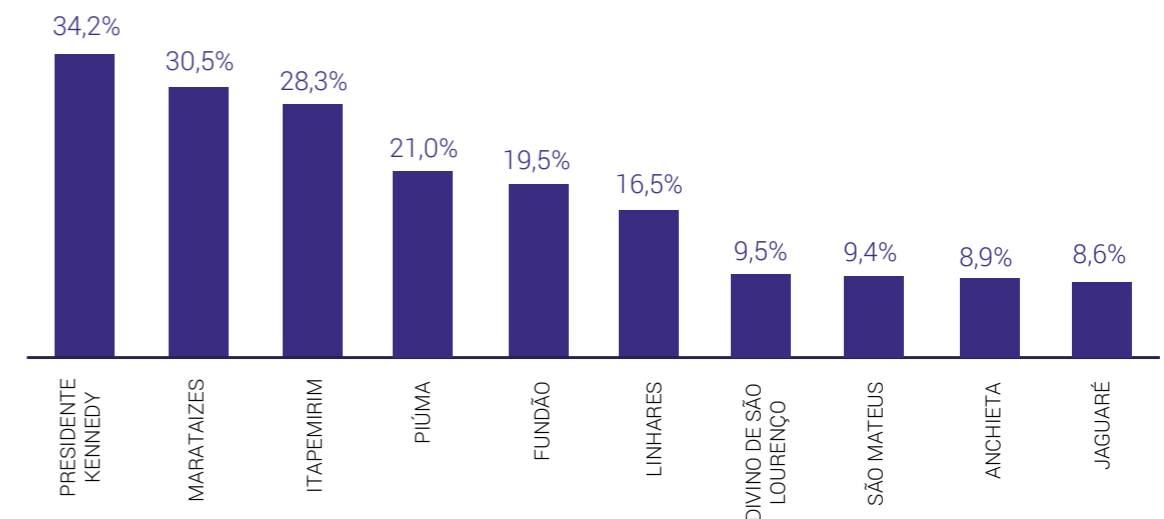


Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Em 2017, assim como observado em 2016, os municípios do estado que mais receberam royalties foram Presidente Kennedy (R\$ 120,2 milhões), Itapemirim (R\$ 98,9 milhões) e Linhares (R\$ 90,0 milhões), concentrando 47,3% do total de royalties recebidos pelos municípios capixabas. Esta concentração é explicada pelo fato destes municípios estarem localizados em áreas con-frontantes de campos de alta produtividade - Tabela 9.

Ao analisar a participação da receita de royalties na receita total dos municípios, verifica-se que, com exceção à Linhares, os que mais recebem royalties também são os que têm maior participação deste recurso em sua receita total.

Gráfico 28 – Municípios do Espírito Santo com maior participação das receitas de royalties no total das suas receitas (%) - 2017



Fonte: ANP e Finanças dos Municípios Capixabas – AEQUUS.

Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Em 2006, o governo do Estado do Espírito Santo, por meio da Lei nº 8.308/2006, criou o Fundo para a Redução das Desigualdades Regionais - FRDR, destinando 30% da arrecadação da compensação financeira de royalties aos municípios do estado. Na passagem de 2016 para 2017 os recursos destinados ao FRDR ampliaram em 18,0%<sup>16</sup>, em termos reais, alcançando o montante de R\$ 105 milhões.

Em Presidente Kennedy 34,2% da receita é proveniente de royalties, seguido por Marataízes (30,5%) e Itapemirim (28,3%). Linhares, apesar de ser o 3º município que mais recebe royalties, é apenas o 6º em termos de participação dos royalties em sua receita total.



<sup>15</sup> Os demais 65 municípios em conjunto correspondem a 20,2% do total das receitas de royalties recebidas pelos municípios capixabas.

<sup>16</sup> Valores deflacionados pelo IPCA médio de 2017.

Os recursos do fundo<sup>17</sup> devem ser utilizados exclusivamente para: (I) universalização dos serviços de saneamento básico; (II) destinação final de resíduos sólidos; (III) universalização do ensino fundamental e atendimento à educação infantil; (IV) atendimento à saúde; (V) construção de habitação para população de baixa renda; (VI) drenagem e pavimentação de vias ur-

banas; (VII) construção de centros integrados de assistência social; (VIII) formação profissional; (IX) transportes; (X) segurança; (XI) inclusão digital; e (XII) geração de emprego e renda.

**Nos últimos anos, o governo do estado tem flexibilizado a lei do FRDR permitindo a utilização do recurso para despesas de custeio. Em 2017, o estado permitiu que as prefeituras utilizassem 60% dos recursos recebidos do fundo em despesas correntes.**

### 3.1.2 Participações Especiais (PE)

As participações especiais podem ser entendidas como uma forma de participação governamental extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural aos campos de grande volume de produção. A sua regulamentação ocorreu por meio da Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo) e Decreto nº 2.705/1998.

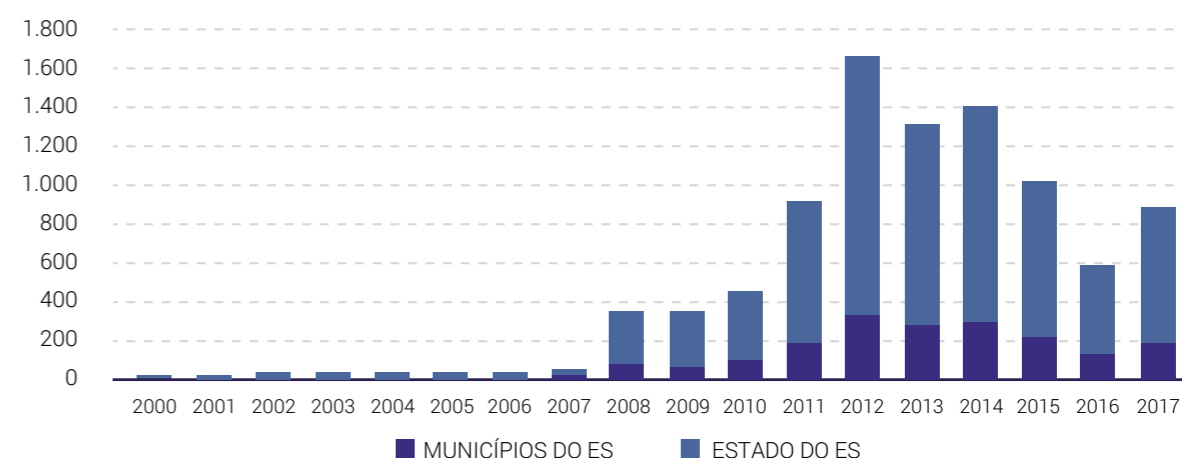
A apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural ocorre por meio da aplicação de alíquotas progressivas – que variam de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o volume de produção trimestral apurado – sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas (*royalties*, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos).

**No estado do Espírito Santo, apenas 4 campos *offshore*<sup>18</sup> geram receitas de participações especiais, a saber, Baleia Azul, Baleia Franca, Jubarte e Roncador. Os municípios capixabas que fazem confrontação com estes campos e, portanto, recebem receitas de PE são Itapemirim, Marataízes e Presidente Kennedy.**

Assim como no caso dos *royalties*, a trajetória das receitas de participações especiais no estado capixaba foi crescente por um determinado período. Entre 2002 e 2017, esta compensação financeira cresceu 35,9% a.a., tanto para o estado como para os municípios capixabas. Os anos compreendidos entre 2006 e 2009 foram os mais significantes em termos de crescimento médio anual das participações especiais (74,4%). No Espírito Santo, esse foi o período de maior produtividade dos campos Baleia Azul, Baleia Franca, Jubarte e Roncador. Entre 2014 e 2017, a receita de PE caiu 11,0% a.a., devido à redução do preço internacional do barril de petróleo e à crise institucional da Petrobras.

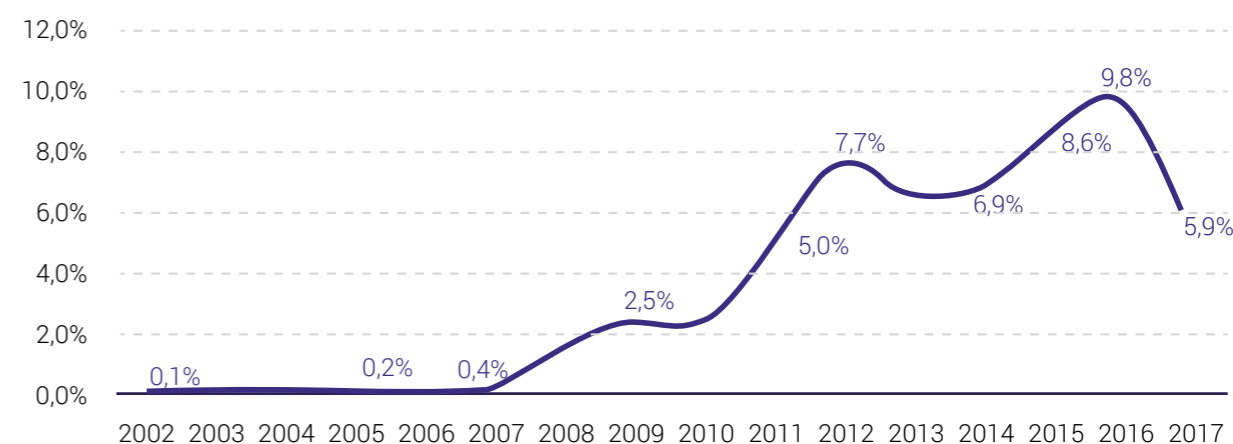
No ano de 2017, o Estado do Espírito Santo recebeu R\$ 730,5 milhões em receitas de participações especiais, 50,7% superior ao recebido em 2016 (R\$ 484,7 milhões). Para o Brasil, esse aumento foi ainda mais expressivo, 148%, alcançando R\$ 15,4 bilhões em 2017.

Gráfico 29 – Receita de Participações Especiais no Espírito Santo em valores constantes – IPCA médio de 2017 – (R\$ milhões)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Gráfico 30 – Participação das receitas de participações especiais do Espírito Santo sobre o total das receitas de participações especiais do Brasil (%)



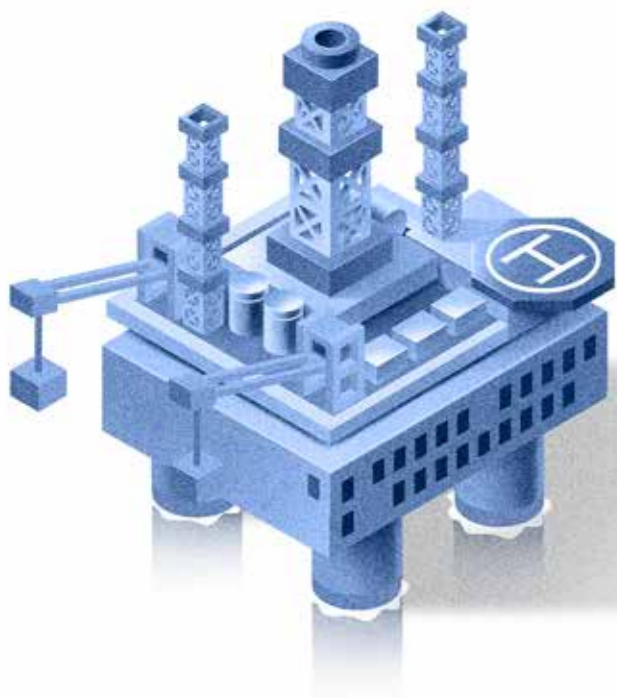
Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

A participação das receitas de PE do Espírito Santo no total dessas receitas no país caiu 3,8 p.p. no ano de 2017, possivelmente, reflexo da diminuição relativa da produtividade dos campos que geram esta compensação para o estado capixaba.

Os municípios que fazem confrontação com os campos que geram receitas de participações especiais obtiveram, em 2017, R\$182,6 milhões em receitas de PE. Presidente Kennedy, Itapemirim e Marataízes receberam, respectivamente, R\$ 95,9 milhões (52,5%), R\$ 72,5 milhões (39,7%) e R\$ 14,2 milhões (7,8%).

<sup>17</sup> Art. 3º da Lei n 8.308/2006.

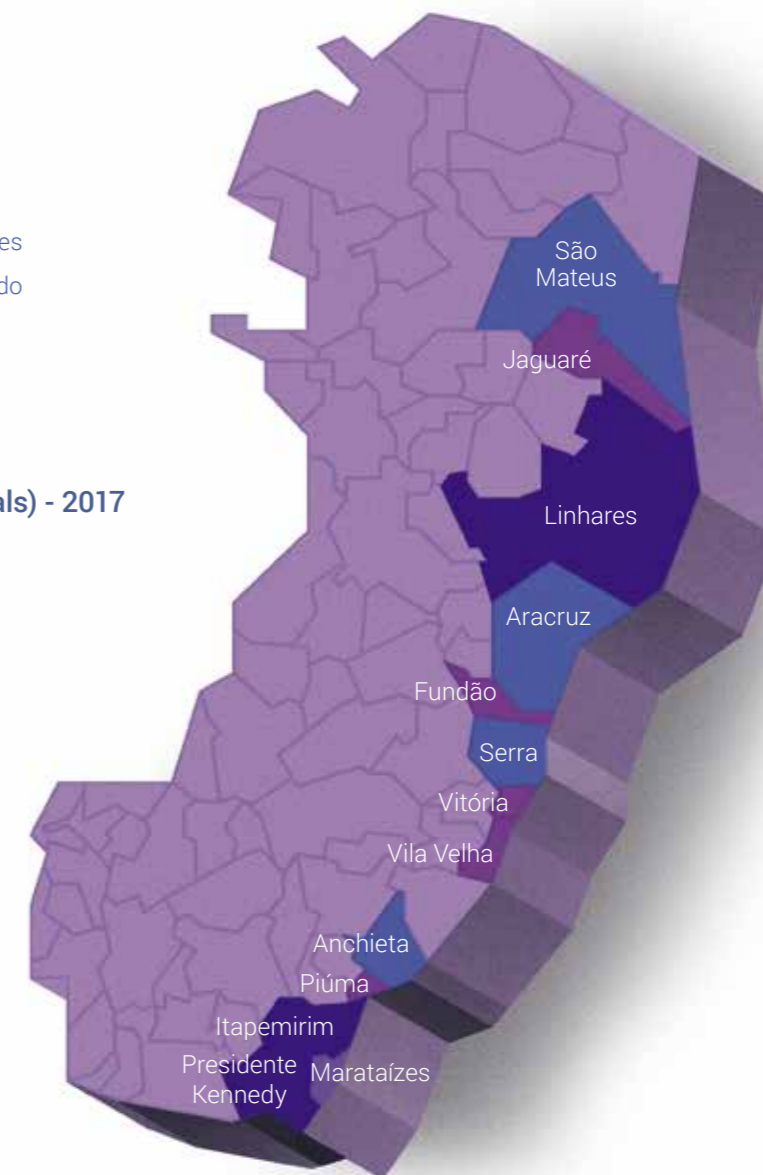
<sup>18</sup> Os campos *onshore* do território capixaba não geram compensação financeira na forma de participações especiais.



No Espírito Santo, o estado e os municípios receberam R\$ 913,1 milhões em participações especiais no ano de 2017. A soma dos *royalties* e das participações especiais, ou seja, o total de participações governamentais destinadas ao Espírito Santo, em 2017, foi de R\$ 2,2 bilhões, alcançando 7,1% das participações governamentais do país, aumento de 6,0 pontos percentuais em relação a 2001 (1,1%). Desses R\$ 2,2 bilhões recebidos, R\$ 1,4 bilhão foi destinado ao governo do estado e R\$ 831,8 milhões aos municípios - Tabela 8. Mais da metade (57%) destas participações governamentais (*royalties* e participações especiais) foram para os municípios de Presidente Kennedy, Itapemirim e Linhares - Figura 1.

Figura 1 - Distribuição das participações governamentais entre os municípios do Estado do Espírito Santo - 2017

**Compensações Financeiras (royalties e participações especiais) - 2017**



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Tabela 8 - Arrecadação de *royalties* e de participação especial no estado e nos municípios do Espírito Santo em valores constantes - IPCA médio 2017 - (R\$ milhões)

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total de participações governamentais	Municípios do ES	55,4	75,2	122,5	135,8	141,4	199,3	279,0	520,0	314,3	573,3	1.067,5	1.362,2	1.292,6	1.375,2	952,4	670,1	831,8
	Estado do ES	68,8	86,2	153,0	133,4	141,2	214,3	303,1	721,7	515,4	842,1	1.572,4	2.323,7	2.060,8	2.207,6	1.550,7	1.018,5	1.357,4
	Total Brasil	11.327,3	14.784,3	21.244,6	21.885,4	26.144,2	31.514,1	26.962,2	39.401,1	27.228,5	34.103,3	37.960,7	44.237,9	42.067,4	44.062,2	28.008,5	18.623,6	30.899,7
	% do Brasil	1,1%	1,1%	1,3%	1,2%	1,1%	1,3%	2,2%	3,2%	3,0%	4,2%	7,0%	8,3%	8,0%	8,1%	8,9%	9,1%	7,1%
Royalties	Municípios do ES	55,3	73,9	117,8	129,9	134,5	191,7	269,3	449,9	244,4	480,1	879,0	1.020,1	1.019,6	1.083,8	743,0	548,9	649,2
	Estado do ES	68,5	80,8	134,1	109,5	113,7	184,0	264,4	441,2	235,6	469,6	818,4	955,3	968,8	1.042,0	713,1	533,8	626,9
	Total Brasil	6.481,5	8.266,9	9.942,7	10.699,6	12.318,8	14.674,6	13.768,9	19.028,2	13.211,0	15.678,0	19.231,2	21.965,1	21.570,4	23.052,6	15.817,7	12.422,0	15.518,0
	% do Brasil	1,9%	1,9%	2,5%	2,2%	2,0%	2,6%	3,9%	4,7%	3,6%	6,1%	8,8%	9,0%	9,2%	9,2%	9,2%	8,7%	8,2%
Participação Especial	Municípios do ES	0,1	1,3	4,7	6,0	6,9	7,6	9,7	70,1	69,9	93,1	188,5	342,1	273,0	291,4	209,4	121,2	182,6
	Estado do ES	0,3	5,4	19,0	23,9	27,5	30,3	38,7	280,5	279,8	372,5	754,0	1.368,5	1.092,1	1.165,6	837,6	484,7	730,5
	Total Brasil	4.845,8	6.517,4	11.302,0	11.185,8	13.825,4	16.839,5	13.193,4	20.372,9	14.017,4	18.425,3	18.729,5	22.272,8	20.497,0	21.009,6	12.190,8	6.201,7	15.381,6
	% do Brasil	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%	0,4%	1,7%	2,5%	2,5%	5,0%	7,7%	6,7%	6,9%	8,6%	9,8%	5,9%

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Tabela 9 – Participações governamentais (royalties e participações especiais) pagas por campo offshore e confrontação por município - 2017

Campo	Royalties (R\$ milhões)	Participação especial (R\$ milhões)	Total de participações governamentais (R\$ milhões)	Município	% médio de confrontação
Abalone	-	-	-	Itapemirim-ES	100,0
Argonauta	178,74	-	178,74	Anchieta-ES	16,5
				Itapemirim-ES	15,9
				Marataízes-ES	24,1
				Piúma-ES	17,6
				Presidente Kennedy-ES	25,9
Baleia Anã	23,70	-	23,70	Anchieta-ES	0,2
				Itapemirim-ES	7,8
				Marataízes-ES	50,0
				Piúma-ES	42,0
Baleia Azul	286,75	78,14	364,89	Itapemirim-ES	24,3
				Marataízes-ES	55,7
				Presidente Kennedy-ES	20,0
Baleia Franca	217,34	41,57	258,91	Itapemirim-ES	50,0
				Presidente Kennedy-ES	50,0
Caçõ	-	-	-	Linhares-ES	57,0
				São Mateus-ES	43,0
Cachalote	103,43	-	103,43	Itapemirim-ES	45,2
				Marataízes-ES	41,1
				Piúma-ES	4,8
				Presidente Kennedy-ES	8,9
				Aracruz-ES	100,0
Camarupim	-	-	-	Aracruz-ES	100,0
Camarupim Norte	-	-	-	Aracruz-ES	100,0
Canapu	14,50	-	-	Aracruz-ES	52,9
				Fundão-ES	8,0
				Serra-ES	39,1
Cangoa	2,25	-	2,25	Linhares-ES	100,0
Frade	108,60	-	108,60	Presidente Kennedy-ES	100,0
				Campos dos Goytacazes-RJ	20,0
				São Joao da Barra-RJ	80,0

Campo	Royalties (R\$ milhões)	Participação especial (R\$ milhões)	Total de participações governamentais (R\$ milhões)	Município	% médio de confrontação
Golfinho	163,69	-	163,69	Aracruz-ES	61,6
				Fundão-ES	10,2
				Serra-ES	26,0
				Vitória-ES	2,2
Jubarte	1.144,92	1.537,34	2.682,26	Itapemirim-ES	44,6
				Marataízes-ES	6,4
				Presidente Kennedy-ES	49,1
Ostra	51,74	-	51,74	Anchieta-ES	47,3
				Marataízes-ES	0,7
				Piúma-ES	2,7
				Presidente Kennedy-ES	49,3
Peroa	13,05	-	13,05	Linhares-ES	100,0
Pirambu	0,15	-	0,15	Marataízes-ES	100,0
				Presidente Kennedy-ES	0,0
Roncador	1.403,27	1.293,10	2.696,37	Presidente Kennedy-ES	100,0
				Campos dos Goytacazes-RJ	68,2
				São João da Barra-RJ	31,8

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.



Tabela 10 – Participações governamentais (royalties)<sup>19</sup> pagas por campo *onshore* - 2017

Campo	Royalties (R\$ milhões)	Distribuição (%)	Campo	Royalties (R\$ milhões)	Distribuição (%)
Fazenda Alegre	12,08	23,8	Campo Grande	0,04	0,1
Cancã	9,48	18,7	Fazenda Cedro	0,03	0,1
Inhambu	9,35	18,4	Mariricu	0,03	0,1
Fazenda São Rafael	7,69	15,1	São Mateus Leste	0,02	0,0
Fazenda Santa Luzia	3,13	6,2	Mariricu Norte	0,02	0,0
Fazenda São Jorge	1,41	2,8	Córrego Cedro Norte Sul	0,01	0,0
Lagoa Parda	1,37	2,7	Crejoá	0,01	0,0
Lagoa Suruaca	0,85	1,7	Rio São Mateus Oeste	0,00	0,0
São Mateus	0,67	1,3	Tucano	0,00	0,0
Rio Preto Oeste	0,58	1,1	Mariricu Oeste	0,00	0,0
Fazenda Queimadas	0,56	1,1	Albatroz	0,00	0,0
Rio Preto	0,49	1,0	Barra do Ipiranga	0,00	0,0
Jacutinga	0,46	0,9	Garça Branca	0,00	0,0
Córrego Cedro Norte	0,33	0,7	Guriri	0,00	0,0
Rio Preto Sul	0,26	0,5	Jacupemba	0,00	0,0
Biguá	0,26	0,5	Lagoa Parda Sul	0,00	0,0
Córrego Dourado	0,26	0,5	Mosquito	0,00	0,0
Rio São Mateus	0,18	0,4	Mosquito Norte	0,00	0,0
Cacimbas	0,17	0,3	Nativo Oeste	0,00	0,0
Lagoa Piabanha	0,17	0,3	Rio Barra Seca	0,00	0,0
Lagoa Bonita	0,17	0,3	Rio Doce	0,00	0,0
Gaivota	0,16	0,3	Rio Ibiribas	0,00	0,0
Córrego das Pedras	0,10	0,2	Rio Itaúnas Leste	0,00	0,0
Rio Itaúnas	0,10	0,2	Saira	0,00	0,0
Seriema	0,10	0,2	<b>Total</b>	<b>50,80</b>	<b>100</b>
Lagoa Parda Norte	0,08	0,2			
Fazenda Cedro Norte	0,08	0,2			
Rio Ipiranga	0,08	0,2			
Tabuiaí	0,05	0,1			

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

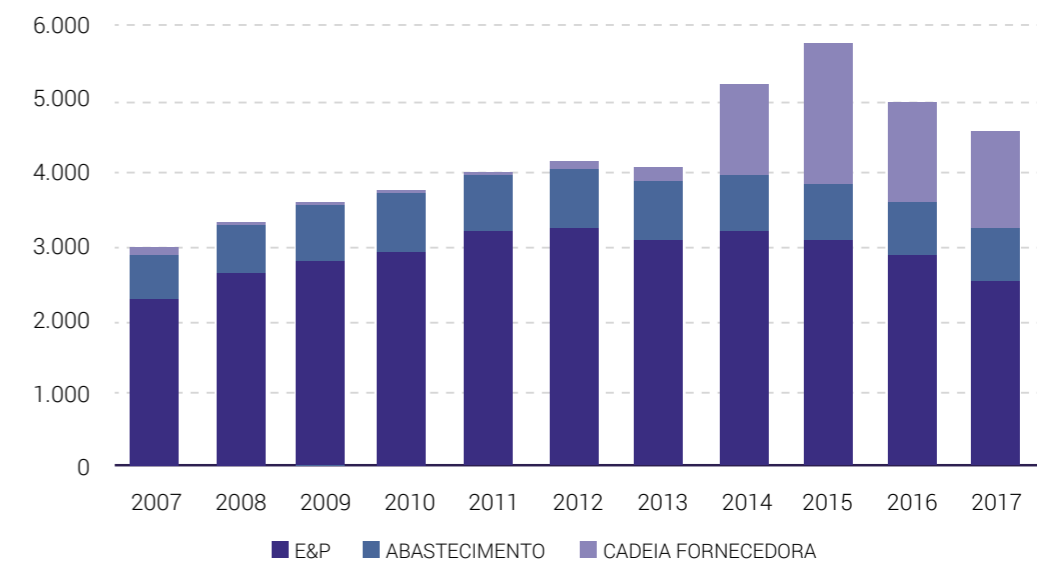
## 3.2 Mercado de Trabalho

A atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural contribui, de forma geral, para o desenvolvimento socioeconômico da região e, em particular, para o crescimento e melhoria do mercado de trabalho. Neste documento, a cadeia do setor de petróleo e gás natural do Estado do Espírito Santo foi dividida em três elos: (I) exploração e produção (E&P), também conhecida como *upstream*, que consiste nas atividades propriamente ditas de extração e produção de P&G; (II) abastecimento, que consiste na transformação e comercialização<sup>20</sup> dos produtos de P&G e (III) cadeia fornecedora<sup>21</sup>, na qual estão inseridas as atividades

industriais que fornecem produtos e serviços específicos para as atividades de E&P.

**Em 2017, a cadeia produtiva de P&G empregou 4.540 funcionários formais, sendo 55,5% no elo de E&P, 15,5% no elo de abastecimento e 29,0% no elo cadeia fornecedora.**

Gráfico 31 – Distribuição dos empregados nos três elos do encadeamento produtivo do setor de P&G



Fonte: RAIS/M.T.E. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

<sup>19</sup> Os campos *onshore* do território capixaba não geram compensação financeira na forma de participações especiais, portanto, só foram apresentados os valores de *royalties* gerados.

<sup>20</sup> Nesta cadeia não foi considerado o comércio varejista de combustíveis por compreender que esta atividade existe em praticamente todas as regiões do país, independente da região possuir a atividade de exploração e produção de P&G.

<sup>21</sup> Para o Estado do Espírito Santo foi considerada a atividade de construção de embarcações e estruturas flutuantes como fornecedor das atividades de E&P por entender que a existência desta atividade no estado é uma derivação da existência do elo de E&P do setor de P&G.



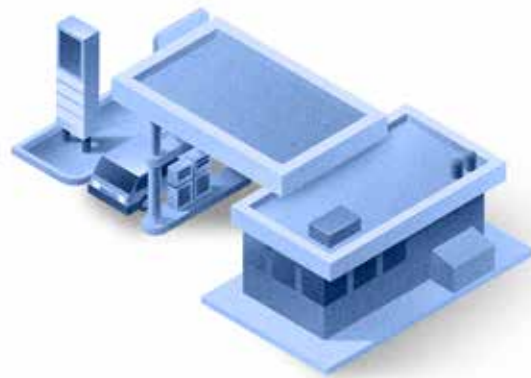


Tabela 11 - Empregos no encadernamento produtivo do petróleo & gás do Espírito Santo

Elo da cadeia	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
E&P	2.278	2.636	2.818	2.914	3.192	3.251	3.087	3.207	3.071	2.883	2.518
Abastecimento	596	641	739	817	747	785	788	749	759	714	704
Cadeia fornecedora	112	44	27	41	72	122	197	1.232	1.928	1.362	1.318
<b>Total</b>	<b>2.986</b>	<b>3.321</b>	<b>3.584</b>	<b>3.772</b>	<b>4.011</b>	<b>4.158</b>	<b>4.072</b>	<b>5.188</b>	<b>5.758</b>	<b>4.959</b>	<b>4.540</b>
% no total de empregos da Indústria do ES	1,9%	2,0%	2,1%	2,0%	2,1%	2,1%	2,1%	2,7%	3,2%	3,1%	2,9%
% ES no Brasil - Total	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,8%	2,3%	2,8%	2,7%	2,8%

Fonte: RAIS/M.T.E. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Ao analisar o perfil dos trabalhadores da cadeia produtiva de petróleo e gás do Espírito Santo, observa-se que no ano de 2017 houve uma concentração de trabalhadores na produção de bens e serviços industriais (1.554). A ocupação que mais empregou nesse ano foi a de operador de filtragem e separação (405), correspondendo a 81,7% do total desta ocupação na indústria geral capixaba. Além disso, a cadeia de P&G empregou 83,8% dos engenheiros químicos da indústria do ES e 41,0% dos engenheiros mecânicos - Tabela 12.

Entre 2016 e 2017, os empregos do setor de P&G recuaram em 8,4%. A maior queda foi observada no elo de E&P (-12,7%), seguido pelo da cadeia fornecedora (-3,2%) e pelo de abastecimento (-1,4%).

O mercado de trabalho do setor de P&G no Espírito Santo cresceu, em média, 3,9% a.a. entre 2007 e 2017. No mesmo período, o elo de E&P cresceu 0,9% a.a., o de abastecimento 1,5% a.a. e o da cadeia fornecedora ampliou em 25,3% a.a.. Esse crescimento expressivo do elo da cadeia fornecedora ocorreu, principalmente, devido à instalação de uma grande indústria do setor de construção de embarcações e estruturas flutuantes no município de Aracruz, no ano de 2014.

A maior parte dos trabalhadores da cadeia de P&G capixaba está na faixa etária de 30 a 49 anos (1.911), e quase metade dos funcionários (1.964) da cadeia possui nível superior completo, seguida pelos de nível médio completo (1.811).

**A cadeia de P&G no Espírito Santo absorve 15,1% dos funcionários com nível superior completo da indústria capixaba, 63,8% dos funcionários com mestrado e 55,0% dos empregados com doutorado.**

Em 2017, a remuneração média na cadeia produtiva de P&G no Espírito Santo foi de R\$ 11.124,42, enquanto no Brasil foi de R\$ 10.211,20. Estes valores foram bem superiores à remuneração média da indústria capixaba (R\$ 2.502,37) e da indústria nacional (R\$ 2.644,06)<sup>22</sup>.

<sup>22</sup> A indústria capixaba/nacional, aqui, engloba a indústria extrativa, a de transformação e a da construção civil.

Tabela 12 – Características do mercado de trabalho da cadeia de petróleo & gás do Espírito Santo - 2017

	ES	BR	% ES NO BRASIL	% INDÚSTRIA DO ES
<b>Principais Ocupações</b>				
Operadores de Filtragem e Separação	405	9.742	4,2	81,7
Escriturários em Geral, Agentes, Assistentes Administrativos	257	10.636	2,4	2,8
Trabalhadores de Traçagem e Montagem de Estruturas Metálicas	121	2.464	4,9	10,0
Técnicos Mecânicos na Fabricação e Montagem de Maquinas, Sistemas e Instrumentos	184	4.406	4,2	16,7
Engenheiros Químicos	166	3.939	4,2	83,8
Engenheiros Mecânicos	143	3.597	4,0	41,0
Técnicos em Eletricidade e Eletrotécnicos	106	2.278	4,7	10,9
Técnicos em Calibração e Instrumentação	117	1.975	5,9	31,6
Trabalhadores da Extração de Minerais Líquidos e Gasosos	90	4.220	2,1	66,7
Trabalhadores de Soldagem e Corte de Metais e de Compósitos	140	3.812	3,7	5,0
Outros	2.811	117.847	2,4	-
<b>Profissões</b>				
Trabalhadores da Produção de Bens e Serviços Industriais	1.554	66.590	2,3	1,6
Técnicos de Nível Médio	1.041	29.394	3,5	8,3
Profissionais das Ciências e das Artes	986	30.310	3,3	20,6
Trabalhadores de Serviços Administrativos	477	17.955	2,7	2,9
Trabalhadores dos Serviços, Vendedores do Comercio	187	8.325	2,2	1,5
Trabalhadores em Serviços de Reparação e Manutenção	220	4.905	4,5	2,5
Membros Superiores do Poder Público, Dirigentes de Organizações de interesse público	75	7.010	1,1	1,9
<b>Faixa Etária</b>				
10 a 17	53	345	15,4	3,2
18 a 24	292	9.416	3,1	1,4
25 a 29	591	20.456	2,9	2,4
30 a 39	1.911	63.908	3,0	3,7
40 a 49	996	37.967	2,6	3,1
50 a 64	663	31.271	2,1	3,1
65 ou mais	34	1.553	2,2	2,1
<b>Escolaridade</b>				
Analfabeto	1	92	1,1	0,2
Até 5ª Incompleto	31	1.476	2,1	0,6
5ª Completo Fundamental	26	1.715	1,5	0,5
6ª a 9ª Fundamental	52	5.236	1,0	0,4
Fundamental Completo	115	8.639	1,3	0,6
Médio Incompleto	214	5.832	3,7	1,4
Médio Completo	1.811	68.654	2,6	2,3
Superior Incompleto	140	6.881	2,0	3,6
Superior Completo	1.964	62.407	3,1	15,1
Mestrado	164	3.357	4,9	63,8
Doutorado	22	627	3,5	55,0
Valor da remuneração média (R\$) da cadeia de P&G	11.124,42	10.211,20	-	-
Valor da remuneração média (R\$) do setor industrial	2.502,37	2.644,06	-	-

Fonte: RAIS/M.T.E. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Apesar do setor de P&G representar apenas 2,9% do mercado de trabalho da indústria capixaba, por ser intensivo em capital, ele emprega mais da metade dos profissionais com alto grau de qualificação (mestrado e doutora-

do), remunerando-os bem acima do observado na indústria geral. Enquanto um mestre, na indústria geral, recebeu, em média R\$ 18.814,31 por mês, em 2017, na cadeia P&G essa remuneração foi de R\$ 24.014,24, muito próximo à remuneração média de um doutor - R\$ 24.270,76 - superando em R\$ 4.486,56 à observada na indústria geral para um doutor.

## Fórum Capixaba de Petróleo e Gás

Devido à importância da cadeia de petróleo para a indústria capixaba, especialmente o elo de E&P, empresas industriais de grande e médio porte, principalmente do setor naval e de energia, foram atraídas para o estado. Além disso, algumas empresas se especializaram como fornecedoras da cadeia. Este significativo movimento impulsionou e justificou a criação, em 2013, do Fórum Capixaba de Petróleo e Gás (FCP&G) com o intuito de fortalecer institucionalmente estas empresas.

O Fórum apoia as atividades de mais de 300 empresas, entre fornecedoras (diretas e indiretas) e potenciais fornecedoras do setor de P&G. Atualmente, dentre essas empresas, 12 estão desenvolvendo projetos de pesquisa e inovação.

Esses projetos são cruciais para a realização de inovações e para o aumento da complexidade e competitividade da cadeia produtiva de petróleo e gás no Estado do Espírito Santo.

Em conjunto, estas 12 empresas empregaram, em 2017, 301 funcionários, com uma remuneração média de R\$ 2.542,56 mensais, valor superior em R\$ 40,19 à remuneração do setor industrial capixaba.

Do total de funcionários empregados por essas empresas, 22,6% são trabalhadores de traçagem e montagem de estruturas metálicas, 60,1% possuem nível médio completo de escolaridade e 34,9% estão na faixa etária de 30-39 anos.

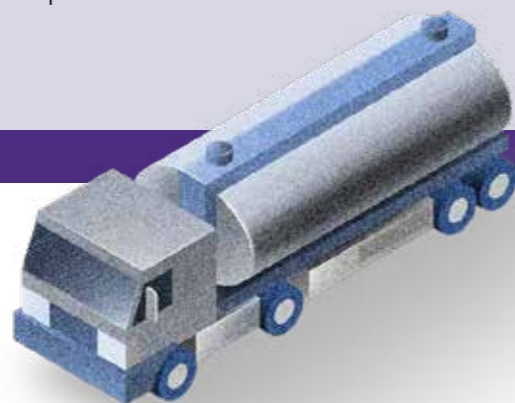


Tabela 13 - Características do mercado de trabalho das empresas do FCP&G com projetos de pesquisa e inovação - 2017

	Número de empregados	Distribuição (%)
<b>Principais Ocupações</b>		
Trabalhadores de traçagem e montagem de estruturas metálicas e	68	22,6
Trabalhadores de soldagem e corte de ligas metálicas	37	12,3
Preparadores e operadores de máquinas-ferramenta convencionais	24	8,0
Operadores de máquinas a vapor e utilidades	24	8,0
Escriturários em geral, agentes, assistentes e auxiliares admin	19	6,3
Analistas de sistemas computacionais	17	5,6
Técnicos em calibração e instrumentação	8	2,7
Técnicos de planejamento e controle de produção	8	2,7
Técnicos de desenvolvimento de sistemas e aplicações	7	2,3
Supervisores em serviços de reparação e manutenção de máquinas	5	1,7
Outros	84	27,9
<b>Faixa Etária</b>		
15-17	5	1,7
18-24	44	14,6
25-29	65	21,6
30-39	105	34,9
40-49	43	14,3
50-64	37	12,3
65-80	2	0,7
<b>Escolaridade</b>		
Até 5ª Incompleto	3	1,0
5ª Completo Fundamental	3	1,0
6ª a 9ª Fundamental	19	6,3
Fundamental Completo	21	7,0
Médio Incompleto	20	6,6
Médio Completo	181	60,1
Superior Incompleto	14	4,7
Superior Completo	40	13,3
<b>Total</b>	<b>301</b>	
<b>Valor da remuneração média (R\$)</b>	<b>2.542,56</b>	

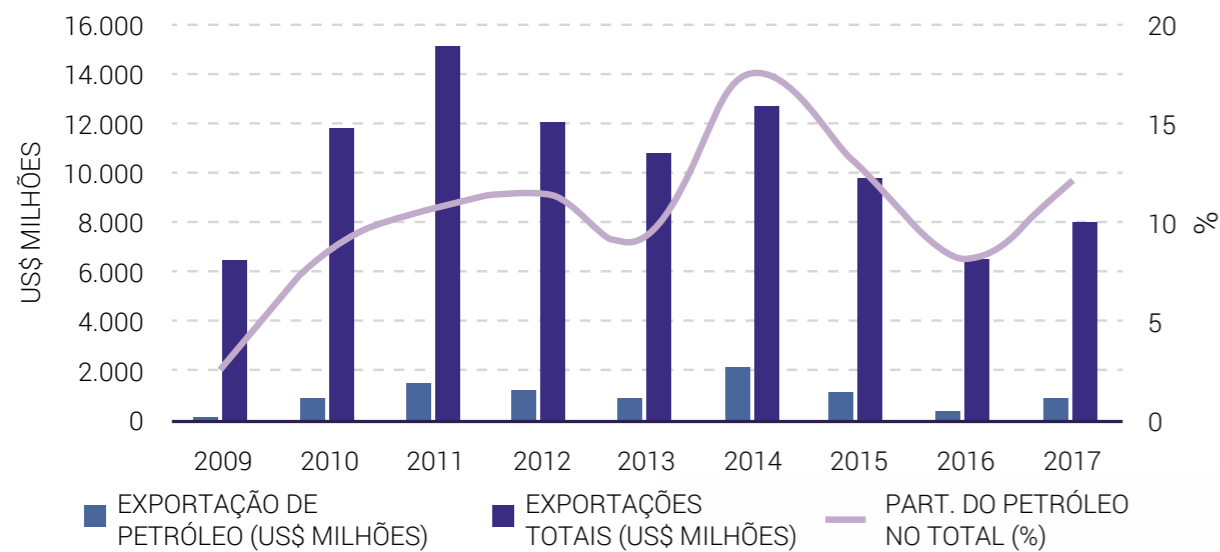
Fonte: RAIS/M.T.E. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

### 3.3 Setor Externo

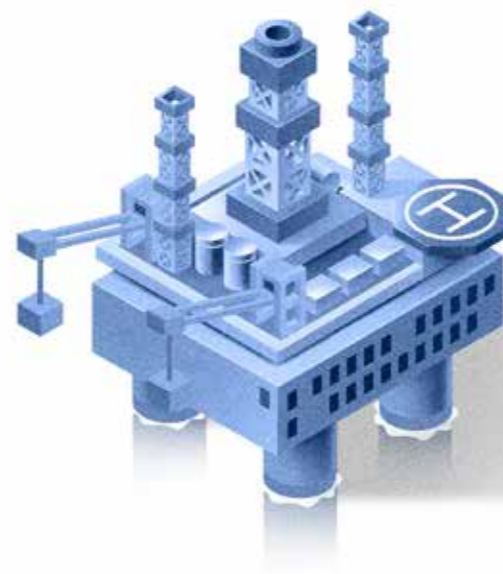
As exportações de petróleo incluem o petróleo bruto, coque e derivados de petróleo, produtos da petroquímica e os “repetráveis”<sup>23</sup>. A partir do início da exploração dos campos de petróleo na parte capixaba do polígono do pré-sal em 2010, as exportações deste hidrocarboneto no Espírito Santo atingiram 11,5% do valor total da pauta em 2012. Em 2014, o valor das exportações de petróleo no estado alcançou 2,2 bilhões de dólares, com participação de 17,5% no total das exportações capixabas. A queda dos preços internacionais do barril de petróleo, a partir de 2014, resultou em uma con-

tração do valor das exportações deste produto e de sua participação na pauta exportadora capixaba, que, em 2016, foi de 8,2%. Em 2017, as exportações de petróleo voltaram a crescer alcançando um valor de 968 milhões de dólares e uma participação de 12% nas exportações capixabas.

Gráfico 32 - Exportações totais e de petróleo do Espírito Santo e participação das exportações de petróleo no total exportado



Fonte: MDIC/Secex. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.



Entre 2010 e 2017, o petróleo bruto representou, em média, 90,9% da exportação de bens da categoria petróleo na pauta do Espírito Santo. Ao longo desse período, a participação média das exportações de petróleo do estado em relação ao Brasil foi de 4,9%.

ração entre 2016 e 2017, houve um crescimento dos valores exportados de petróleo bruto e produtos da petroquímica, respectivamente em 97,8% e 61,9%.

Em 2014, o Espírito Santo alcançou os maiores valores de participação nas exportações brasileiras de petróleo, 8,2%, e de petróleo bruto, 12,2%. A queda das exportações do estado, em 2015 e 2016, representou também perdas significativas de participação das exportações de petróleo no total de exportações de petróleo do Brasil. Mas, na compa-

Do total exportado de petróleo em 2017, 95,1% referia-se à exportação de petróleo bruto, 4,5% à exportação de “repetráveis” e 0,4% à exportação de produtos de petroquímica.

Tabela 14 - Exportações de petróleo do Espírito Santo (US\$ Milhões)

Período	Total das exportações de petróleo		Petróleo bruto		Coque e derivados de petróleo		Produtos da petroquímica		“Repetráveis”	
	Total ES	%ES / BR	Total ES	% ES / BR	Total ES	% ES / BR	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES / BR
2010	1.020	4,4	899	5,5	0	0,0	1	0,1	119	8,2
2011	1.635	5,2	1.511	7,0	0	0,0	2	0,1	123	4,5
2012	1.397	4,4	1.322	6,5	0	0,0	0	0,0	74	2,1
2013	1.011	3,4	932	7,2	0	0,0	2	0,1	78	0,8
2014	2.223	8,2	2.001	12,2	0	0,0	6	0,2	217	5,2
2015	1.278	6,4	1.128	9,6	0	0,0	2	0,1	147	3,8
2016	535	2,8	465	4,6	0	0,0	3	0,1	68	1,3
2017	968	4,1	920	5,5	0	0,0	4	0,2	43	1,7

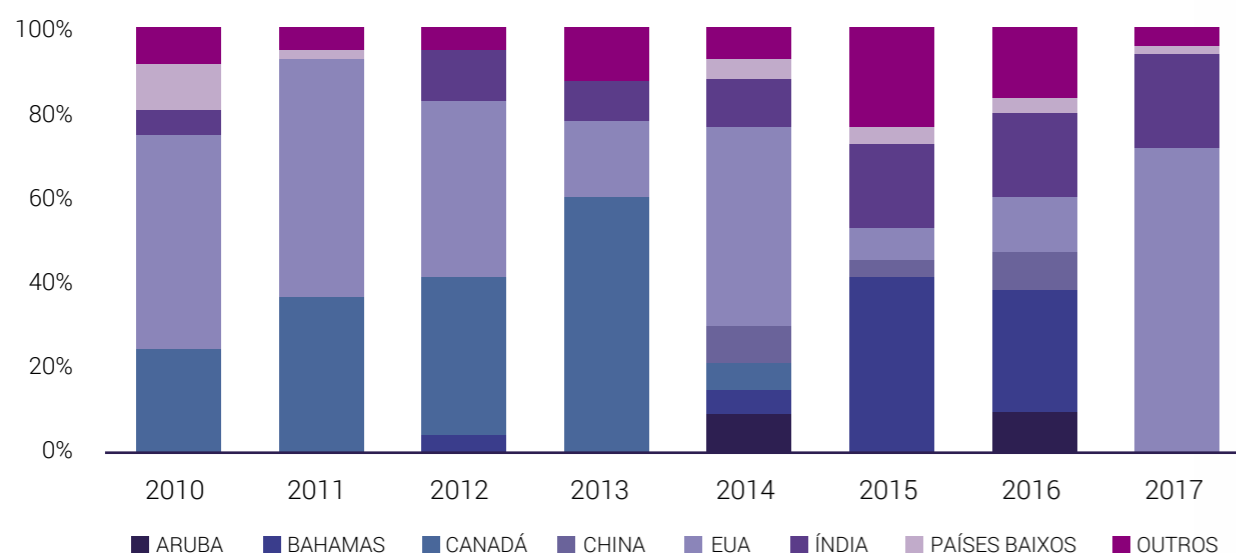
Fonte: MDIC/Secex. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

<sup>23</sup> O Repetro é o regime aduaneiro especial aplicável à exportação e à importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural - REPETRO, previstas na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Este regime permite, conforme o caso, a aplicação dos seguintes tratamentos aduaneiros: Decreto-Lei nº 37, de 1966, art. 93, com a redação dada pelo Decreto-Lei nº 2.472, de 1988, art. 3º.

No período 2010-2017, as exportações de óleo bruto de petróleo do Espírito Santo foram muito concentradas em sete países: Estados Unidos, Canadá, Índia, Países Baixos, Aruba, Bahamas e China. Neste período, esses países representaram, em média, 90% do destino das exportações de óleo bruto de petróleo do estado. Ao longo desse período, a participação entre eles foi bastante variável - Gráfico 33, mas os Estados Unidos se des-

tacaram como principal parceiro comercial em 2010, 2011, 2012, 2014 e 2017. A posição de principal destino das exportações de óleo bruto de petróleo do Espírito Santo também foi ocupada pelo Canadá em 2013 e pelas Bahamas em 2015 e 2016.

Gráfico 33 - Principais destinos das exportações de óleo bruto de petróleo do Espírito Santo



Fonte: MDIC/Secex. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

A concentração dos destinos das exportações de óleo bruto de petróleo também é uma característica comum ao Brasil: em 2017, os principais importadores foram China (44%), Estados Unidos (16%), Chile (9%) e Índia (9%).

As importações de petróleo do Espírito Santo entre 2010 e 2017 foram, predominantemente, de produtos da petroquímica. O estado não importou petróleo bruto neste período. O maior valor das importações de produtos da petroquímica ocorreu em 2012 e representou 3,3% do total das importações deste mesmo produto pelo Brasil. Em 2014, as importações da categoria "repetráveis" foram superiores aos produtos da petroquímica e do coque e derivado de petróleo. Em 2016 e

2017 houve queda das importações totais de petróleo, mas o Espírito Santo manteve sua participação no total do Brasil (0,8%).

Do total importado de petróleo no ano de 2017, 51,6% refere-se à importação de coque e derivado de petróleo, 26,7% à importação de produtos da petroquímica e 21,7% à importação de "repetráveis".

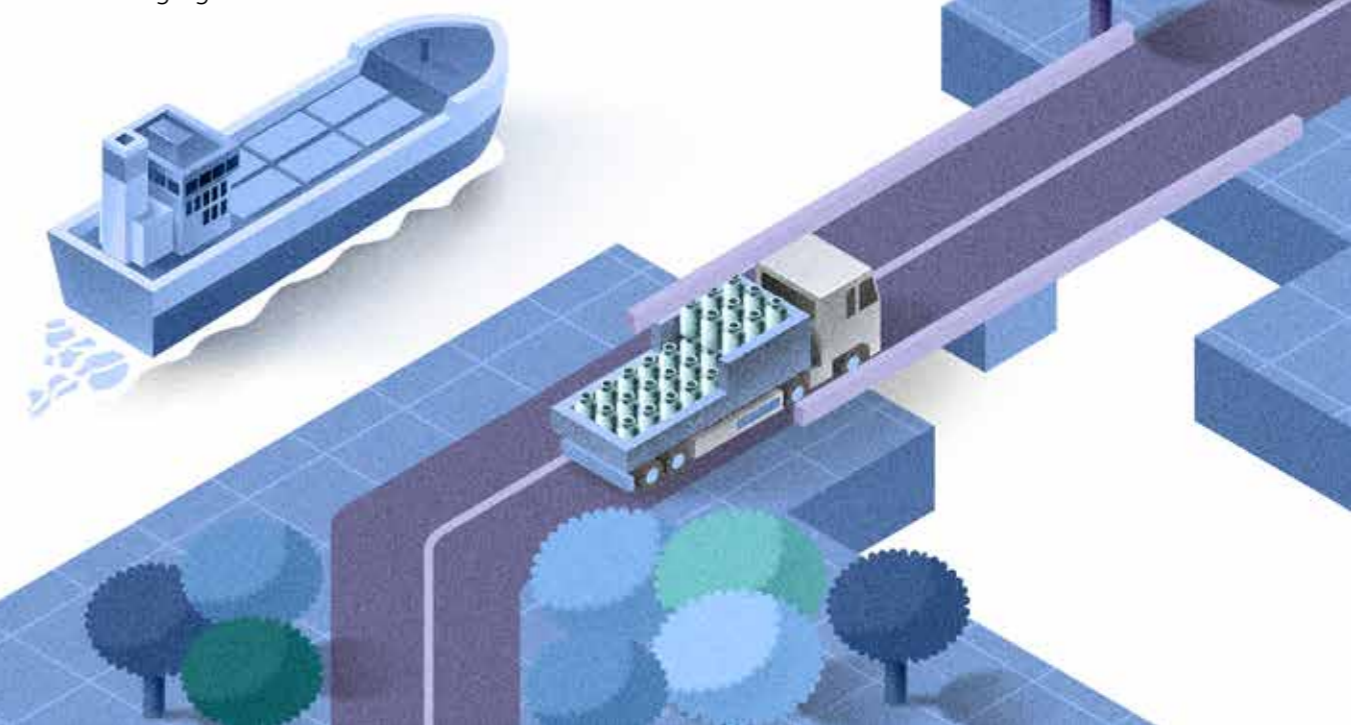
Tabela 15 - Importações de petróleo do Espírito Santo (US\$ Milhões)

Período	Total das importações		Petróleo Bruto		Coque e derivado de petróleo		Produtos da Petroquímica		"Repetráveis"	
	Total Petróleo	%ES / BR	Total ES	%ES / BR	Total ES	%ES / BR	Total ES	%ES / BR	Total ES	%ES / BR
2010	231	0,8	-	-	46	0,4	119	2,9	66	2,8
2011	244	0,6	-	-	17	0,1	157	3,0	70	2,6
2012	290	0,8	-	-	35	0,2	163	3,3	92	3,2
2013	264	0,6	-	-	38	0,2	119	2,1	107	3,1
2014	315	0,7	-	-	35	0,2	107	1,9	173	4,8
2015	228	0,9	-	-	67	0,7	111	2,5	50	1,3
2016	132	0,8	-	-	33	0,4	69	1,9	29	1,1
2017	156	0,8	-	-	81	0,7	42	1,1	34	2,0

Fonte: MDIC/Secex. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

**A pauta de exportação e importação de petróleo do Espírito Santo é reflexo da sua cadeia produtiva de petróleo e gás natural, em que o elo exploração e produção do petróleo bruto é fortemente presente, enquanto a atividade de refino é inexistente no estado.**

Essa realidade explica porque as exportações do estado são concentradas em petróleo bruto, com menor valor agregado, e as importações são concentradas em produtos derivados de petróleo e da petroquímica, que são produtos que exigem maior complexidade em sua transformação, portanto, são considerados produtos de maior valor agregado.



# PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO<sup>24</sup>

O desenvolvimento de novas tecnologias é fundamental à manutenção da capacidade de produção e da competitividade do setor de petróleo e gás. O Brasil conta com

um instrumento de incentivo e apoio às estratégias voltadas à pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) no setor de petróleo e gás natural: a cláusula de obrigatoriedade de investimentos em projetos e programas de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I).

## 4.1 Regulamentação

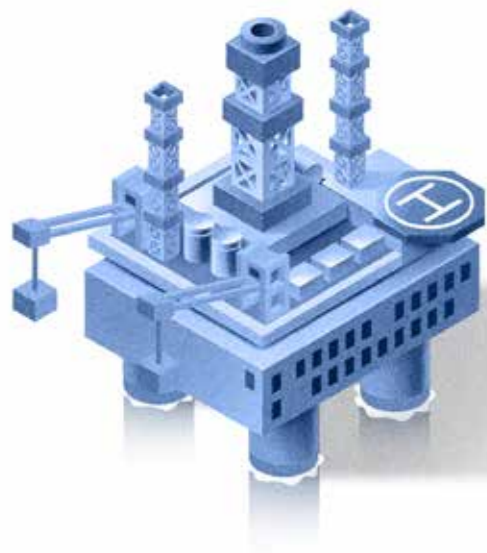
**A cláusula estabelece a aplicação de um percentual da receita bruta da produção dos campos produtivos em projetos e programas de PD&I, que varia de acordo com a modalidade de contrato assinado junto à ANP: 1% no caso de concessão e partilha da produção e 0,5% no caso de cessão onerosa<sup>25</sup>.**

O financiamento desses projetos e programas de PD&I, via cláusula, teve início em 1998, ano subsequente à criação da Lei do petróleo – Lei nº 9.478/97 –, regulamentada em 2005 pela Resolução nº 33/2005 e respectivo Regulamento Técnico (nº 05/2005). Em 2015, essa regulamentação foi substituída pela Resolução ANP nº 50/2015 e respectivo Regulamento Técnico ANP nº 03/2015, começando a vigorar somente no ano posterior<sup>26</sup>.

<sup>24</sup> Agradecemos às contribuições de Luiz Alberto Carvalho (Tecvix), Eustáquio Vinicius de Castro (Labpetro/ Ufes) e Aline D'Avila para o presente capítulo.

<sup>25</sup> De acordo com a Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo), a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é responsável por estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias no setor de Petróleo e Gás Natural do Brasil.

<sup>26</sup> Os dados sobre os recursos da Cláusula de PD&I da ANP sofreram revisão nas informações e mudança na forma de disponibilização pela ANP em seu site ([www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)). A partir de 2018, a agência passou a divulgar apenas a quantidade total de projetos/programas regulamentados pela RT nº 05/2005, sem valor dispendido. A informação disponível para valores é a dos projetos enquadrados na RT nº 05/2005 que precisaram de autorização da ANP. Para os demais projetos (maior quantidade) não existe esta informação. Os dados dos projetos regulamentados pela RT nº 03/2015 possuem uma maior desagregação, apresentando os valores gastos em cada projeto. Mas, nem todos os projetos e programas do ano de 2017 estavam enquadrados nesta última resolução. Devido a isso, essa edição do Anuário do Petróleo traz poucas informações de montantes disponíveis.



Com a regulamentação, algumas poucas modalidades de despesas passaram a precisar de autorização da ANP para o seu dispêndio. Assim, a maior parte dos projetos ou programas permaneceu não precisando de autorização para a sua realização, bastando que os executores prestem conta do recurso utilizado<sup>27</sup>.

**Os projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação só podem ser executados pela própria empresa petrolífera ou instituições credenciadas ou por uma empresa brasileira de forma individual ou conjuntamente. A aplicação do recurso da cláusula em programas ou projetos deve respeitar os percentuais de distribuição específicos a cada um desses tipos de executores e levar em consideração o tipo de modalidade do contrato ou da rodada.**

Quadro 1- Referência legal e normativa da distribuição por tipo de executor dos recursos da cláusula de PD&I

Contrato de concessão até 10ª rodada	Contrato de concessão após a 10ª rodada e partilha de produção	Contratos de cessão onerosa
Aplicação de pelo menos 50% dos recursos em projetos e programas executados por Instituições Credenciadas (IC). Desta parcela, até 30% pode ser aplicado diretamente em Empresas de Base Tecnológica (EBT) – micro, pequenas e médias – em projetos ou programas executados em parceria com Instituições Credenciadas (IC).	A aplicação de pelo menos 50% dos recursos em IC. Desta parcela, é permitido que até 30% seja aplicado em EBT de médio/grande porte.	Aplicação de 100% dos recursos previstos em IC. É permitido que até 30% desses recursos possam ser aplicados diretamente em EBT de até médio-grande porte, em projetos executados em parceria com as Instituições Credenciadas.
Do restante do recurso, até 50% pode ser destinado para qualquer dos executores permitidos: Empresa Petrolífera, Empresa Brasileira ou Instituição Credenciada.	Pelo menos 10% dos recursos devem ser aplicados em EBT fornecedoras de bens ou serviços. O restante, até 40%, pode ser destinado para qualquer dos executores permitidos.	

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

<sup>27</sup>Esses projetos na RT nº 03/2015 são: (a) programa tecnológico para desenvolvimento e capacitação técnica de fornecedores; (b) projeto específico de melhoria de infraestrutura laboratorial; (c) projeto para estudo de

bacias sedimentares de nova fronteira que envolva a atividade de aquisição de dados; (d) projeto específico de tecnologia industrial básica; (e) programa específico de formação de recursos humanos; (f) projeto específico de engenharia básica não rotineira; (i) projeto específico de apoio a instalações laboratoriais de PD&I.

## 4.2 Projetos e programas desenvolvidos com o recurso da cláusula de PD&I

**Entre os anos de 1998 e 2017, a cláusula de PD&I gerou aproximadamente R\$ 13,4 bilhões em volume de obrigações no Brasil, sendo a Petrobras responsável por 92,6% desse valor.**

Em 2017, o valor gerado pela cláusula foi de R\$ 1,29 bilhão, crescimento de 49,0% na comparação com o ano imediatamente anterior.

Gráfico 34- Obrigações geradas pela cláusula de PD&I no Brasil (R\$ bilhões)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

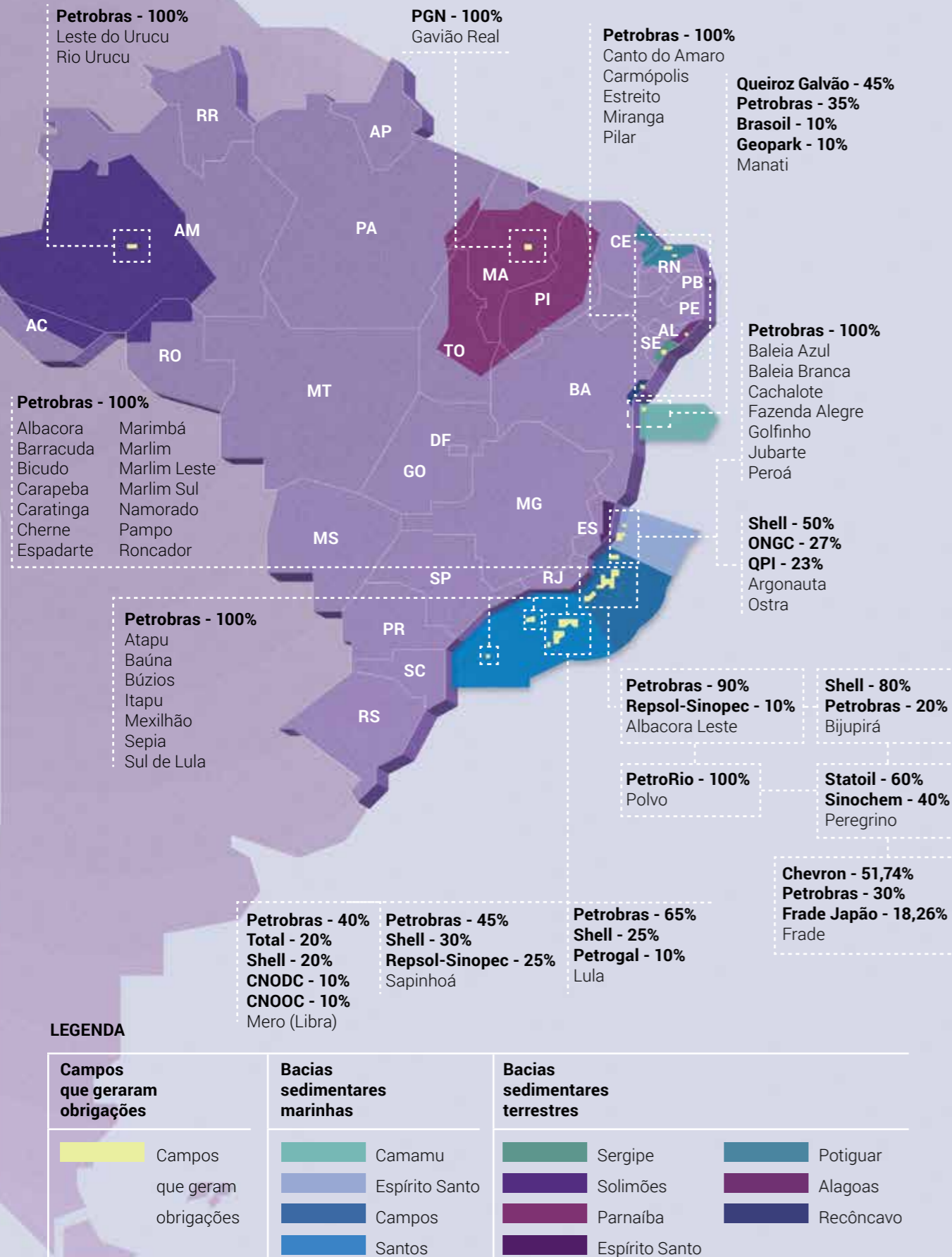
Segundo os dados disponibilizados pela ANP, de 1998 a 2017, foram desenvolvidos no Brasil mais de 10 mil projetos<sup>28</sup> financiados com recursos das obrigações geradas pela cláusula. Desses projetos, 96,3% estavam sob responsabilidade da Petrobras.

O pico no número de projetos ocorreu em 2005 (1.042), ano anterior ao início da vigência (2006) da RT nº 05/2005 da ANP. Ao comparar 2017 com 2016, a quantidade de projetos cresceu 56,9% (Gráfico 35).



<sup>28</sup>Esse montante refere-se tanto aos projetos que precisaram de autorização da ANP quanto aos que não precisaram.

Figura 2 - Participação de petroleiras nos campos que geraram obrigações em PD&I - 2017

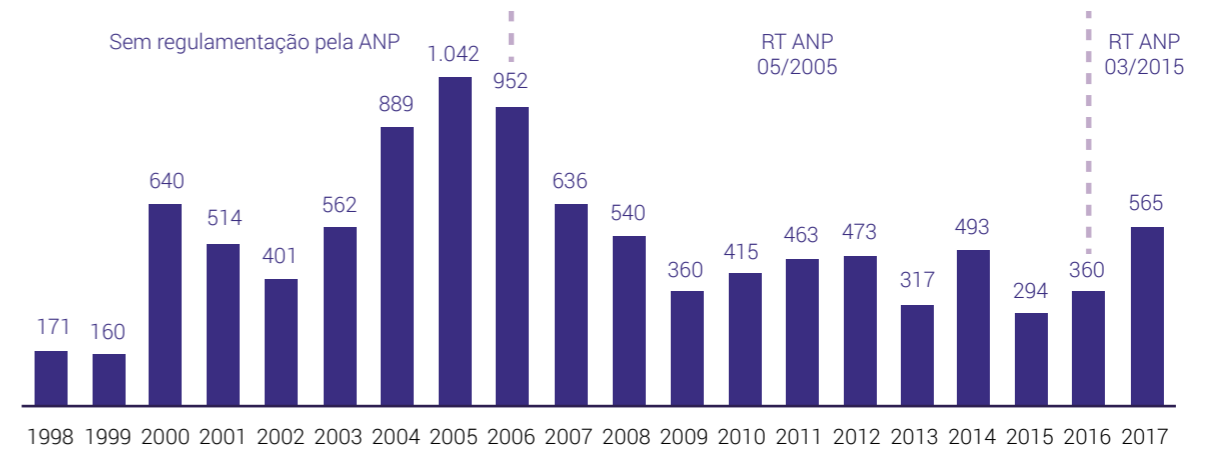


**De 2000 a 2017, foram iniciados no estado do Espírito Santo um total de 65 projetos.**

Das quatro empresas petrolíferas<sup>29</sup> que geram obrigações de PD&I, por possuírem campos produtivos em confrontação com o estado, apenas a Petrobras (64) teve projetos desenvolvidos com esse recurso. Apesar de não ter essas obrigações no Espírito Santo, a Queiroz Galvão também desenvolveu um projeto. O pico no número de projetos iniciados foi em 2006 (14), e em três anos da série (2001, 2009 e 2017) nenhum projeto foi iniciado no estado (Gráfico 36).

Do montante de 10 mil projetos executados mencionados anteriormente, 1.502 foram autorizados pela ANP entre 2005 e 2017 (tabela 16). Entre os projetos autorizados, 302 não foram executados e, portanto, não entram no cômputo geral dos 10 mil projetos.

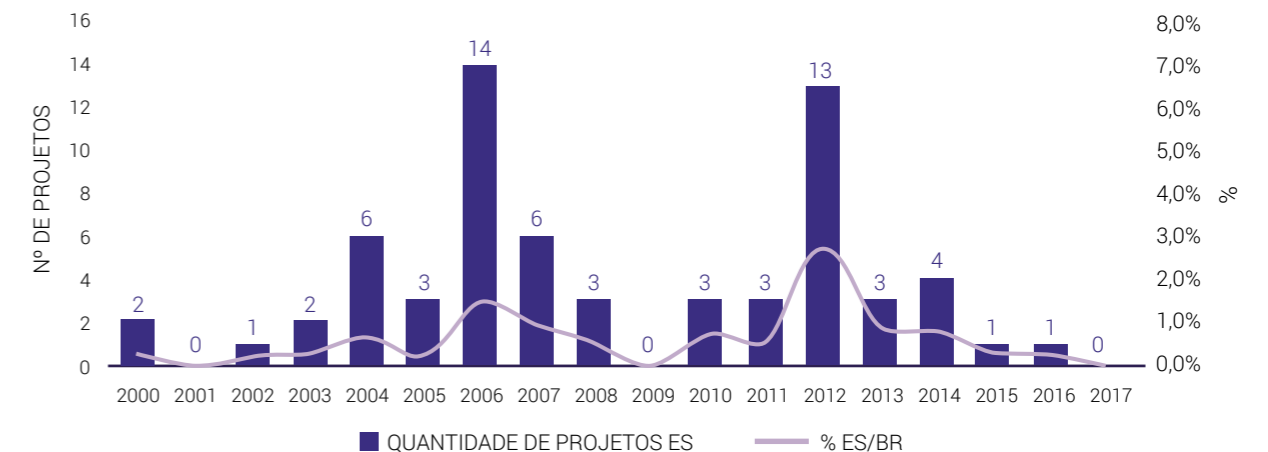
Gráfico 35 - Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Brasil (nº de projetos)\*



(\* Ano declarado junto à ANP como data de início do projeto. Vale ressaltar que muitos projetos são executados ao longo de vários anos.

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Gráfico 36 - Projetos iniciados no Espírito Santo que receberam recurso da cláusula de PD&I



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

<sup>29</sup> Petrobras; Shell; ONGC e QPI.

Esses 1.502 projetos autorizados pela ANP<sup>30</sup>, no acumulado até 2017, totalizaram uma despesa aprovada de R\$ 4,8 bilhões<sup>31</sup>. As empresas petrolíferas com maiores valores autorizados foram a Petrobras, a Shell e a Queiroz Galvão, com respectivamente, 88,5%, 3,9% e 2,1% da quantidade total.

Tabela 16- Investimentos em PD&I autorizados pela ANP no Brasil pelas principais concessionárias - acumulado 2005-2017

Empresa Petrolífera	Nº Projetos autorizados	%	Valores Autorizados (R\$ milhões)	%
Petrobras	1.329	88,48	4.446,2	91,44
Shell	58	3,86	289,1	5,95
Queiroz Galvão	32	2,13	9,6	0,20
Statoil	18	1,20	36,7	0,76
Petrogal	15	1,00	29,0	0,60
Repsol	13	0,87	13,6	0,28
Sinochem	12	0,80	18,9	0,39
Chevron	9	0,60	6,4	0,13
Geopark	3	0,20	0,7	0,01
Parnaíba gás natural	2	0,13	5,6	0,11
BP	2	0,13	2,3	0,05
ONGC	2	0,13	0,5	0,01
Brasoil	2	0,13	0,2	0,01
QPI	2	0,13	0,2	0,00
Frade Japão	1	0,07	3,2	0,07
Rio das contas	1	0,07	0,1	0,00
Total	1	0,07	0,1	0,00
<b>Total</b>	<b>1.502</b>	<b>100,00</b>	<b>4.862,3</b>	<b>100,00</b>

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes

<sup>30</sup> Quantidade referente ao total projetos e programas de PD&I liberados pela ANP para receber recursos da cláusula de PD&I. O fato desses projetos/programas serem aprovados não garante a sua realização.

<sup>31</sup> Nos planos de trabalho dos projetos constava uma despesa de mais de R\$ 6,4 bilhões, porém apenas R\$ 4,8 bilhões necessitavam de autorização.

No Espírito Santo, assim como no Brasil, apenas uma parte dos projetos financiados com o recurso da cláusula precisaram de autorização. Mais especificamente, apenas 14 dos 65 projetos desenvolvidos no estado foram autorizados pela ANP<sup>32</sup>,

alcançando um montante de R\$ 58,42 milhões em recursos liberados pela agência. Grande parte desses recursos foi destinado à criação e à adequação da infraestrutura dos laboratórios e à aquisição dos equipamentos necessários às pesquisas.

### 4.3 Executores dos projetos e programas financiados pela cláusula PD&I

Conforme abordado no quadro 1, os projetos de pesquisa e desenvolvimento realizados com recursos da cláusula podem ser executados pela empresa petrolífera, por instituições de pesquisa e por empresas brasileiras. No caso das duas últimas, os estudos desenvolvidos visam atender às demandas específicas das empresas de

extração e produção de petróleo. Normalmente, a interligação entre a demandante e os candidatos à execução do projeto é feita por meio de articulação institucional, sendo escolhida a instituição/empresa que a petrolífera julgar ser capacitada para desenvolver o trabalho.

#### 4.3.1 Instituições Cadastradas

No Espírito Santo, até 2017, a Universidade Federal do Espírito Santo (Ufes), o Instituto Federal do Espírito Santo (Ifes) e a Faculdade do Centro Leste (UCL) executaram projetos com recursos da cláusula de PD&I, com a Ufes sendo responsável por 96,9% da quantidade total de projetos realizado no estado.

Grande parte dos projetos realizados pela Ufes resultou da articulação do Centro de Competências em Óleos Pesados (Copes), composto por membros da instituição e da Petrobras. Esse grupo, atualmente extinto, realizava a compatibilização entre as competências das unidades de pesquisa cadastradas na ANP e as demandas da Petrobras, viabilizando a realização de alguns projetos.

<sup>32</sup> No Estado do Espírito Santo, 22 projetos (R\$ 67,5 milhões em verbas autorizadas) foram aprovados pela ANP porém, 8 deles não foram desenvolvidos. Ou seja, 14 projetos autorizados pela agência foram efetivamente executados no estado.



Tabela 17 - Instituições do Espírito Santo que receberam recursos da cláusula de PD&I - acumulado 1998-2017

	Ufes	Ifes*	UCL	Total ES
Nº unidades de pesquisa cadastradas na ANP em 2017	14	0	1	15
Nº de projetos que receberam recursos de PD&I sem autorização da ANP - até 2017	50	0	1	51
Nº de projetos que precisaram de autorização da ANP**	13	1	0	14

(\*) O Ifes, até a data desta publicação, estava descredenciado da ANP.

(\*\*) A ANP divulgou apenas valores (R\$) para os projetos que precisavam de autorização.

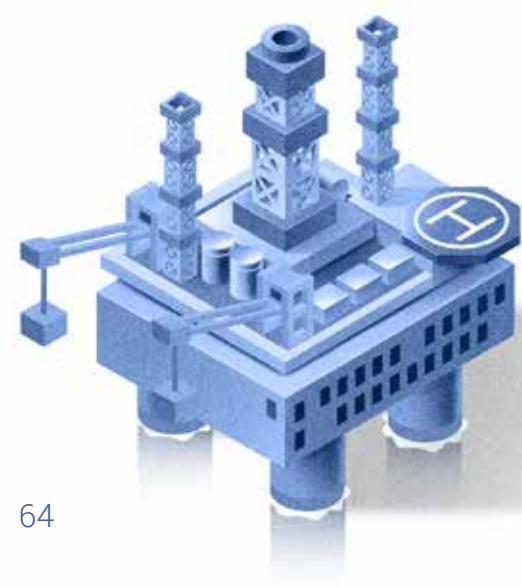
Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

No país, em 2017, haviam 137 entidades cadastradas com 733 unidades de pesquisa (UP). O estado com mais instituições cadastradas foi o Rio de Janeiro (30), seguido por São Paulo (21). No Espírito Santo há apenas duas instituições de pesquisa cadastradas na ANP, são elas: Ufes, com 14 unidades de pesquisas registradas e UCL, com 1.

Essa pequena quantidade de unidade de pesquisa explica, em alguma medida, os apenas 65 projetos/programas desenvolvidos dentro do estado, com três possíveis motivos em particular: (I) reduzida quantidade de professores, de bolsistas e de laboratórios presentes nessas UP; (II) complexidade e prazo de duração dos projetos; (III) obrigações, por parte de docentes com outras atividades acadêmicas. Esses pon-

tos, em conjunto, revelam porque as UP têm fôlego limitado para receber os investimentos da cláusula.

Uma opção para aumentar a quantidade de projetos com recurso da cláusula de PD&I é, portanto, o aumento do número das unidades de pesquisa cadastradas. De acordo com os dados do Censo do CNPQ, em 2016 existiam no Espírito Santo outras 37 linhas de pesquisas vinculadas diretamente à atividade de extração e produção de petróleo, gás natural e de biocombustíveis que ainda não estavam vinculadas à ANP<sup>33</sup>. Desde que preencham os demais requisitos da Resolução ANP nº 47/2012 e o respectivo Regulamento Técnico ANP nº 7/2012, essas linhas de pesquisas podem se transformar em unidades de pesquisas cadastradas.



<sup>33</sup>Essas linhas estão registradas no Censo do CNPQ (2016) como pesquisadoras dos Cnae's da atividade de exploração, produção e beneficiamento do petróleo e seus derivados (09, 19 e 20).

### 4.3.2 - Empresas Brasileiras

As empresas brasileiras desenvolveram no país 81 projetos de PD&I com recursos da cláusula durante os anos de 1998 a 2017, sendo que apenas seis precisaram de autoriza-

ção da ANP. Essas empresas podem ser as únicas executoras do projeto (60,5% do total de projetos das empresas), podem subcontratar uma instituição de pesquisa (21,0% do mesmo total) ou, ainda, serem subcontratadas pela petrolífera (18,5% da quantidade desses projetos).

Tabela 18 - Projetos desenvolvidos com recursos da cláusula de PD&I por empresas brasileiras de bases tecnológicas - acumulado até 2017

	Quantidade	Participação
Projetos totais	81	100,0%
Somente a empresa	49	60,5%
Como subcontrata das petrolíferas	15	18,5%
Com instituições subcontratas	17	21,0%

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

As empresas do Espírito Santo ainda não desenvolveram projetos de PD&I com esses recursos, porém, o estado possui potencial para tanto.

**No Fórum Capixaba de Petróleo e Gás (FCP&G), com coordenação executiva da Federação da Indústria do Espírito Santo (Findes), há 12 empresas responsáveis por desenvolver 24 projetos distintos que se enquadram nos requisitos necessários para receber os recursos da cláusula.**





---

## Capítulo 5

# RODADAS DA ANP E OPORTUNIDADES PARA O ESPÍRITO SANTO

O consumo de petróleo continuará crescendo até 2050<sup>34</sup>, o que pode ser visto como boa oportunidade aos países detentores de reservas. No caso específico do Brasil, a manutenção da agenda de rodadas de licitações é crucial aos investimentos no setor de petróleo e gás, aumentando suas

potencialidades e assegurando maior previsibilidade aos agentes representativos do setor, à sociedade e aos governos municipais, estaduais e federal.

---

### 5.1 Declarações de indícios de hidrocarbonetos e de comercialidade

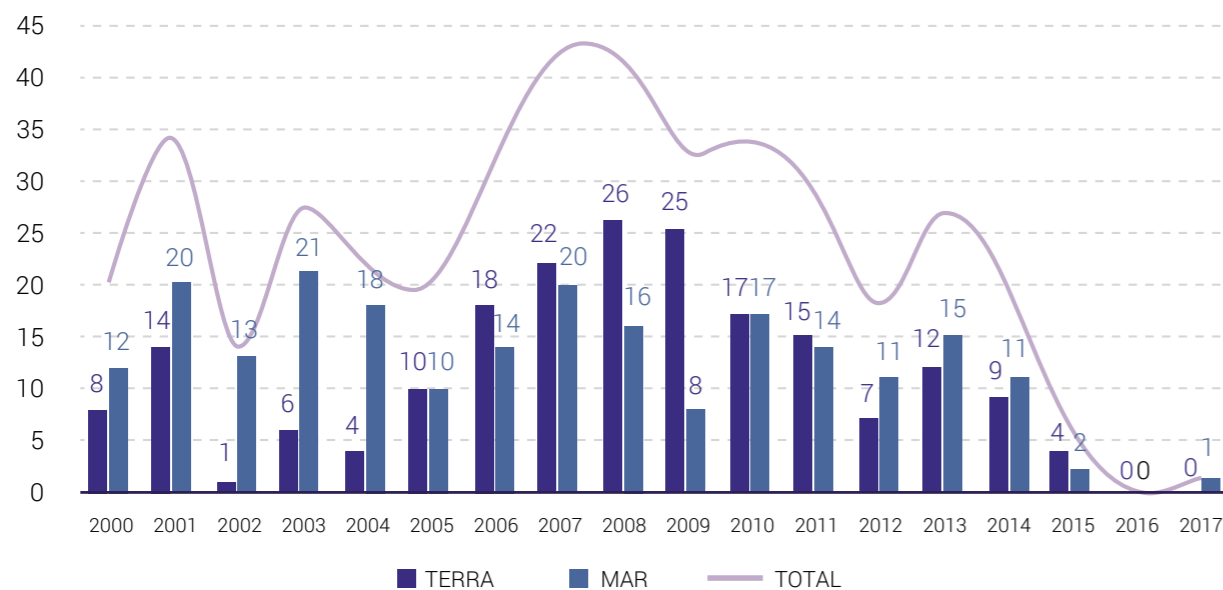
Para exercer a extração e produção, a atividade de petróleo e gás natural necessita cumprir algumas etapas. A primeira é composta pelas rodadas de licitações, via leilões, de áreas com provável existência de petróleo e gás. Após ganhar os leilões, ocorre a assinatura dos contratos com as empresas ou com o consórcio vencedor, permitindo assim dar início a etapa de desenvolvimento da exploração. Durante esta etapa, ocorre a confirmação se de fato existe ou não petróleo e gás na área licitada. Se encontrados indícios da existência desses hidrocarbonetos, a empresa/consórcio deve informar à ANP, por meio da emissão da declaração de "indícios de hidrocarbonetos", apontando a sua existência para a exploração.



---

<sup>34</sup>Energy Information Administration.

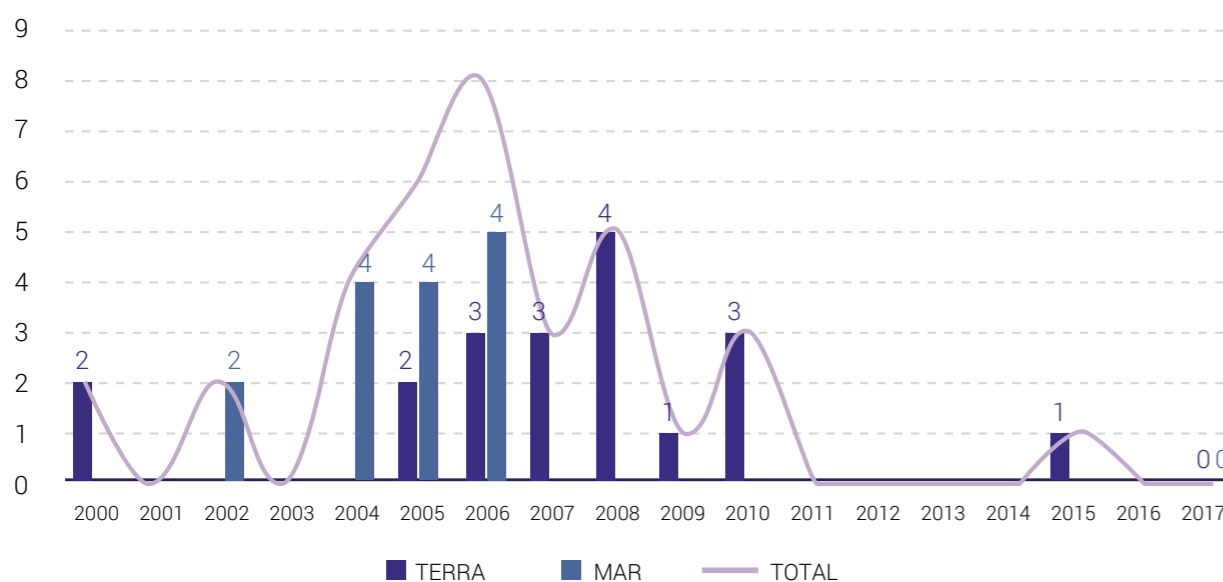
Gráfico 37 - Declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Caso a empresa decida produzir petróleo na área em que foi emitida a declaração do indício de hidrocarboneto, ela deve elaborar uma declaração de comercialidade informando que a produção naquele campo é viável comercialmente e compatível com o plano de desenvolvimento do campo - Gráfico 38.

Gráfico 38 - Declarações de comercialidade no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

As declarações de indício de hidrocarboneto e de comercialidade precedem a etapa de produção de petróleo e gás. Os gráficos 37 e 38 revelam um desaquecimento da atividade de exploração de petróleo, sinalizando queda na produção futura do hidrocarboneto no estado capixaba, que, por conseguinte, reduzirá as receitas governamentais decorrentes da atividade.

As declarações de indícios de hidrocarbonetos foram desacelerando ao longo do tempo. Entre 2006 e 2009, a média de emissões eram de 37 declarações anuais, reduzindo para 27 declarações ao ano, entre 2010-2013, e passando para apenas 7 declarações ao ano no período de 2014 a 2017. As declarações de comercialidade também reduziram nos intervalos de análise: de 2006 a 2009 foram emitidas, em média, 4 declarações por ano, e no período posterior (2010-2013), essa média caiu para 1, sendo reduzida a praticamente 0 entre 2014 e 2017 <sup>35</sup>.

Esses resultados refletem a não realização de rodadas da ANP entre 2008 e 2013, o que praticamente inviabilizou a exploração do petróleo no estado nos anos subsequentes.

## 5.2 Histórico das Rodadas

Respalhada pela lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo), a ANP promove leilões por meio dos quais a União concede o direito de explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil. Esses leilões são divididos em regime de concessão e regime de partilha. Desde 1997, a agência ofertou áreas em 15 rodadas sob o regime de concessão, 4 sob o regime de partilha e outras 4, também em regime de concessão, para áreas em campos terrestres e maduros.

Desde o início dos leilões, o Espírito Santo participou de dez rodadas de licitação: com 18 setores ofertados contendo 92 blocos que foram arrematados e estão sob concessão, dos quais 31 estão localizados na bacia de campos e 61 na bacia do Espírito Santo (entre terra e mar). Em relação à atratividade desses blocos, a rodada 1 foi extremamente exitosa, principalmente para a bacia de Campos, pois 100% dos blocos foram arrematados pelas empresas: Agip, YPF, Texaco e Petrobras. Na mesma rodada, a bacia do Espírito Santo (ES) teve ofertas apenas em mar e 50,0% dos blocos foram arrematados pelas empresas Esso, Unocal, Texaco e YPF.

<sup>35</sup> Nesse período, houve apenas 1 declaração que ocorreu no ano de 2017 no campo de Golfinho com fluido de Petróleo.

Tabela 19 - Número e percentual de blocos ofertados e arrematados no Espírito Santo

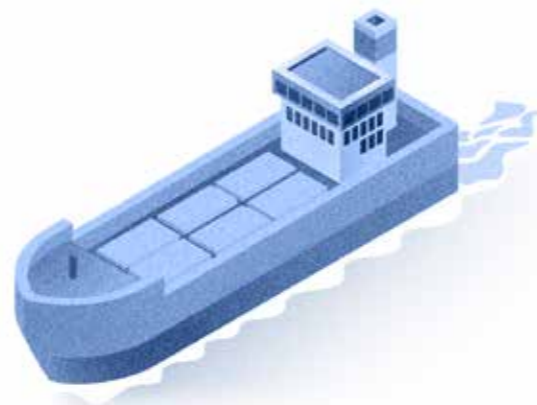
	Blocos Ofertados por Bacia				Blocos Arrematados						
	Ano	Campos	ES	Total	Campos	Part. Campos (%)	ES	Part. ES (%)	Total	Part. Total (%)	
Rodada 1	1999	3	4	7	3	100	2	50	5	71	
Rodada 3	2001	2	9	11	1	50	7	78	8	73	
Rodada 4	2002	2	7	9	2	100	3	43	5	56	
Rodada 5	2003	12	57	69	6	50	4	7	10	14	
Rodada 6	2004	6	69	75	4	67	19	28	23	31	
Rodada 7	2005	8	60	68	-	-	23	38	23	34	
Rodada 9	2007	-	16	16	-	-	14	88	14	88	
Rodada 11	2013	-	12	12	-	-	12	100	12	100	
Rodada 13	2015	-	7	7	-	-	-	-	-	-	
Rodada 14	2017	5	26	31	3	60	10	38	13	42	
<b>Total</b>		<b>50</b>	<b>275</b>	<b>325</b>	<b>31</b>	<b>62</b>	<b>102</b>	<b>37</b>	<b>133</b>	<b>41</b>	

\*Os dados não contemplam os blocos arrematados e que foram devolvidos

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Para a bacia de Campos, as melhores rodadas foram a primeira e a quarta, com 100% de aproveitamento. Em todas as seis rodadas que a bacia de Campos teve oferta de blocos, o aproveitamento ficou no mínimo em 50%, com exceção à 7ª rodada, em que foram ofertados 8 blocos e nenhum foi arrematado. As rodadas 9 e 11 foram as melhores rodadas para a bacia do Espírito Santo, com 88% e 100% de aproveitamento, respectivamente. No entanto, nas rodadas 5, 6, 7 e 14, em que foram ofertados blocos da bacia do Espírito Santo, a participação de blocos arrematados ficou abaixo de 50%. No geral, na bacia do Espírito Santo foram ofertados cinco vezes mais blocos que a parte capixaba da bacia de Campos. Contudo, a atratividade média da bacia de Campos é maior (62,0%) que a da bacia do Espírito Santo (37,0%).

Em relação à participação das empresas que arremataram blocos no Espírito Santo, observa-se a ampliação da participação de empresas internacionais, 42 passaram a atuar na atividade de exploração e produção de petróleo e gás ao longo das rodadas. O leilão com maior participação destas ocorreu na rodada 6, com 7 companhias estrangeiras arrematando blocos no Estado.



Quadro 2 - Empresas vencedoras por rodada de licitação no Espírito Santo

Rodada	Nacionais	Internacionais
1	Petrobras	YPF, Agip, Texaco, Esso e Unocal
3	Petrobras	Esso, Enterprise, Phillips, ElPaso, Wintershall e Kerr-McGee
4	Petrobras	BHP Billiton Limited, Shell Brasil Ltda, Partex Oil na Gas Corporation e NewField Exploration Company
5	Petrobras	-
6	Petrobras	Shell, EnCana, Kerr-McGee Corp, Synergy, Devon, SK Corporation e Repsol Sinopec
7	Petrobras, Silver Marlin e <b>Vitória Ambiental</b>	Hess, Repsol YPF, Petrogal, Shell, Central Resources e Synergy, StatoilHydro e Partex
9	OGX, Petrobras, <b>Vitória Ambiental</b> e Petro Rio	Perenco, Ongc, Canacol e SHB
11	Petrobras, Queiroz Galvão e Cowan Petróleo e Gás	Statoil Brasil O&G, Total E&P do Brasil
14	Petrobras, <b>BertekLtda, Imetame e Vipetro</b>	ExxonMobilBrasil, CNOOCPetroleum e RepsolExploración

\*em negrito empresas capixabas.

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

## 5.2.1 Atratividade das rodadas

A atratividade das rodadas pode ser avaliada de duas formas: (i) bônus de assinatura e (ii) Programa Exploratório Mínimo (PEM). O bônus de assinatura consiste em um valor ofertado pelas petrolei-

ras ou pelo consórcio referente à área a ser concedida pela ANP. Junto ao bônus, a empresa oferta também um valor referente ao Programa Exploratório Mínimo (PEM), cuja estimativa é feita considerando as atividades que o ofertante pretende realizar, tais como pesquisas sísmicas, perfuração de poços exploratórios, entre outras.

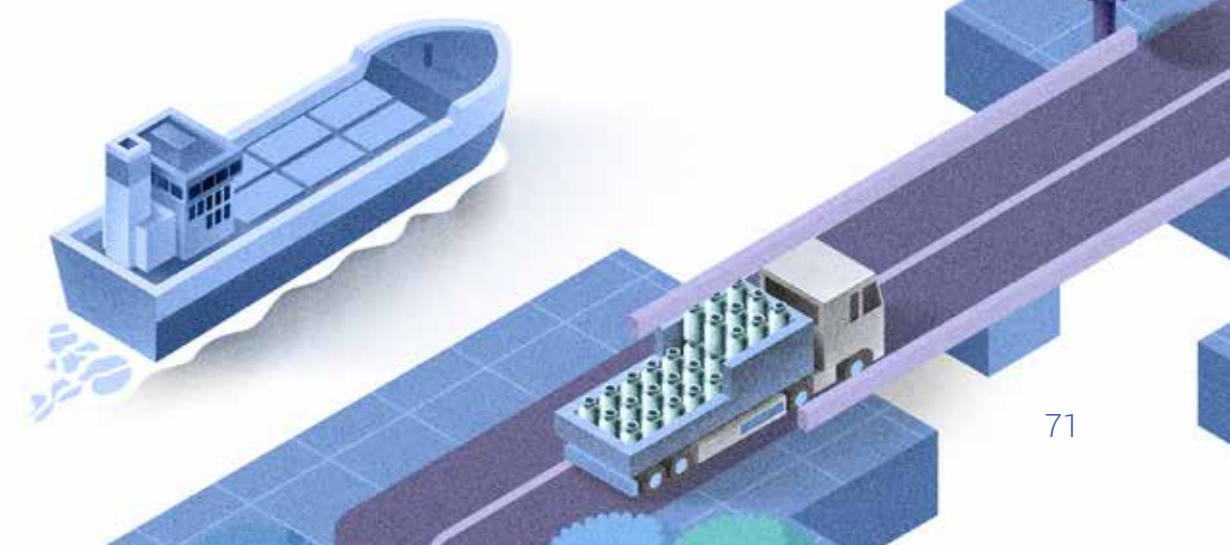
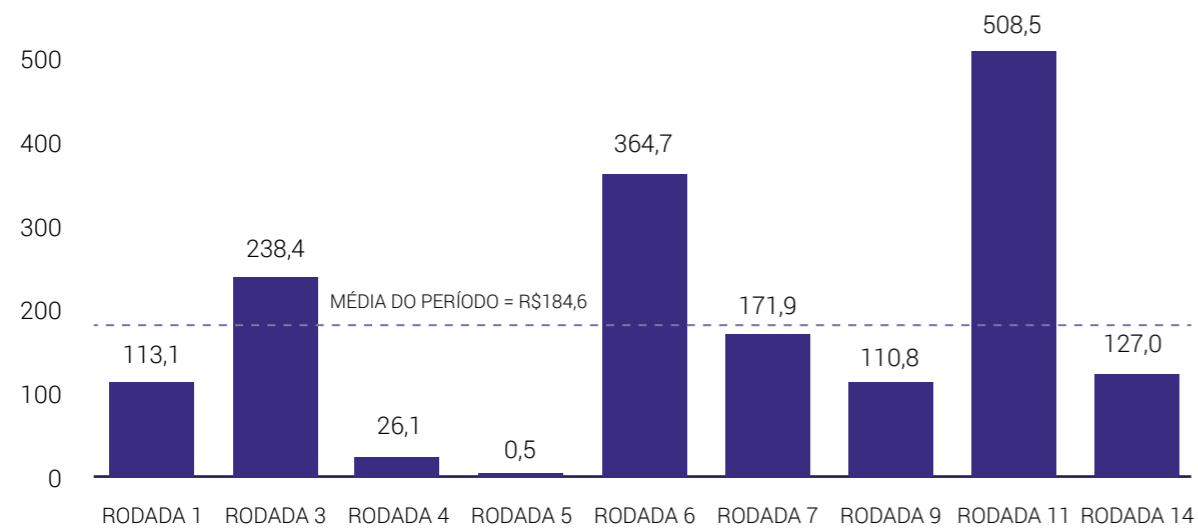


Gráfico 39 - Bônus de assinatura dos blocos arrematados no Espírito Santo (R\$ milhões)

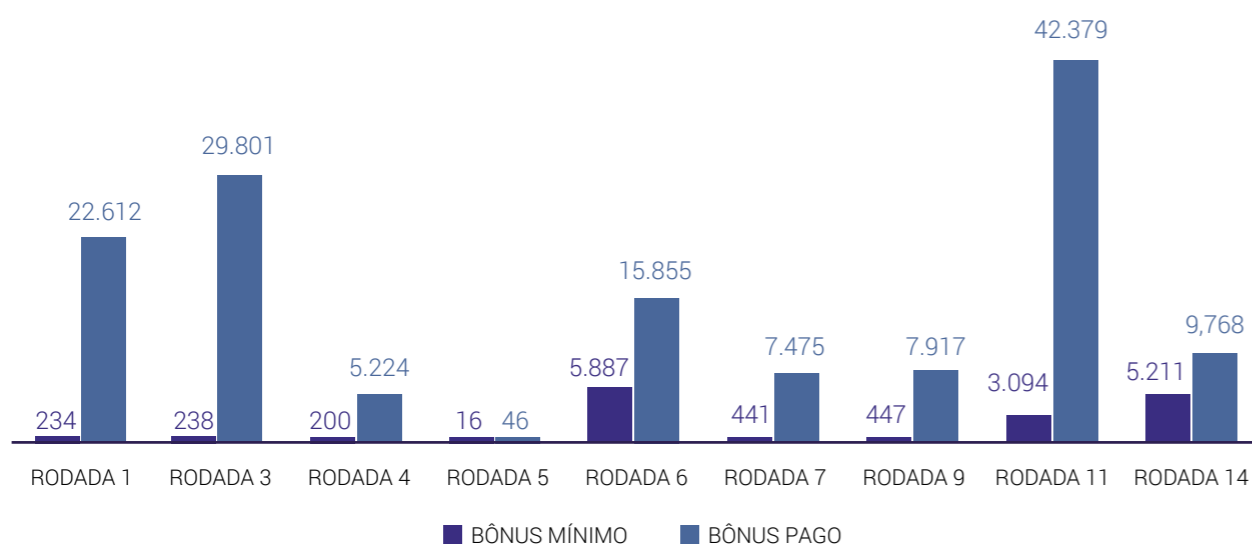


Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Entre as rodadas 1 e a 14, a União recebeu um total de R\$ 1,7 bilhão em bônus de assinatura, referente às atividades exploratórias no Espírito Santo. Desse total, 97,9% refere-se às atividades *offshore* e 2,1% às atividades *onshore*. A média do bônus de assinatura entre as rodadas é de R\$ 184,6 milhões - Gráfico 39.

Pela diferença entre o bônus mínimo exigido pela União e o pagamento efetivo - Gráfico 40, percebe-se que as áreas que foram arrematadas no Espírito Santo possuíam atratividade. O maior bônus pago foi registrado na rodada 11, para o bloco ES-M-669, no valor de R\$ 130 milhões, na bacia do Espírito Santo.

Gráfico 40 - Média do bônus mínimo e média do bônus pago por rodada no Espírito Santo (R\$ milhões)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

Como o PEM só foi implementado no estado a partir da rodada 5, ainda não é possível fazer uma análise histórica dos valores arrecadados<sup>36</sup>. Para esse regime, o Estado teve blocos ofertados e arrematados apenas nas rodadas 7, 9, 11 e 14 - Tabela

21. O maior PEM ocorreu na 11ª rodada, bloco ES-M-596, por R\$ 353,1 milhões. O menor PEM foi registrado na 9ª rodada, no bloco ES-T-362, por R\$ 30 mil. Em relação ao PEM médio por bloco ofertado e arrematado, a rodada 11 apresentou a maior média (R\$ 111,7 milhões) e a rodada 14 apresentou a menor média (R\$ 11,4 milhões).

Tabela 20 - Programa Exploratório Mínimo (PEM) do Espírito Santo

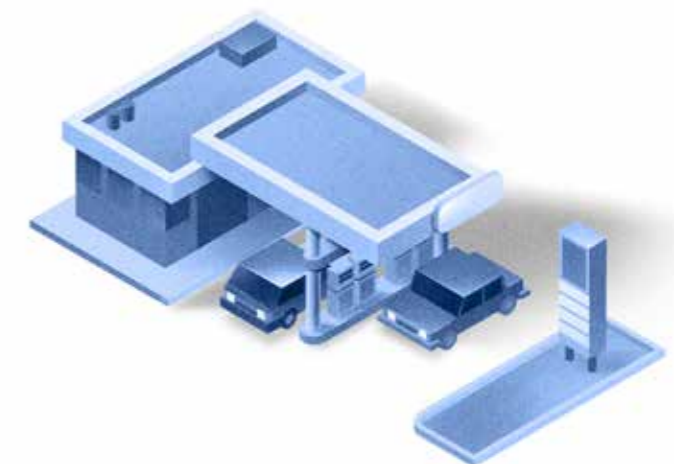
Rodadas	PEM (em milhões R\$)				
	Máximo	Bloco - PEM máximo	Mínimo	Bloco - PEM mínimo	Média
Rodada 7	82,4	ES-M-737	0,06	ES-T-442	14,6
Rodada 9	47,1	ES-M-416	0,03	ES-T-362	13,3
Rodada 11	353,1	ES-M-596	7,60	ES-T-496	111,7
Rodada 14	34,7	ES-M-667	0,77	ES-T-476	11,4

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Sistema Findes.

### 5.3. Próximas rodadas da ANP

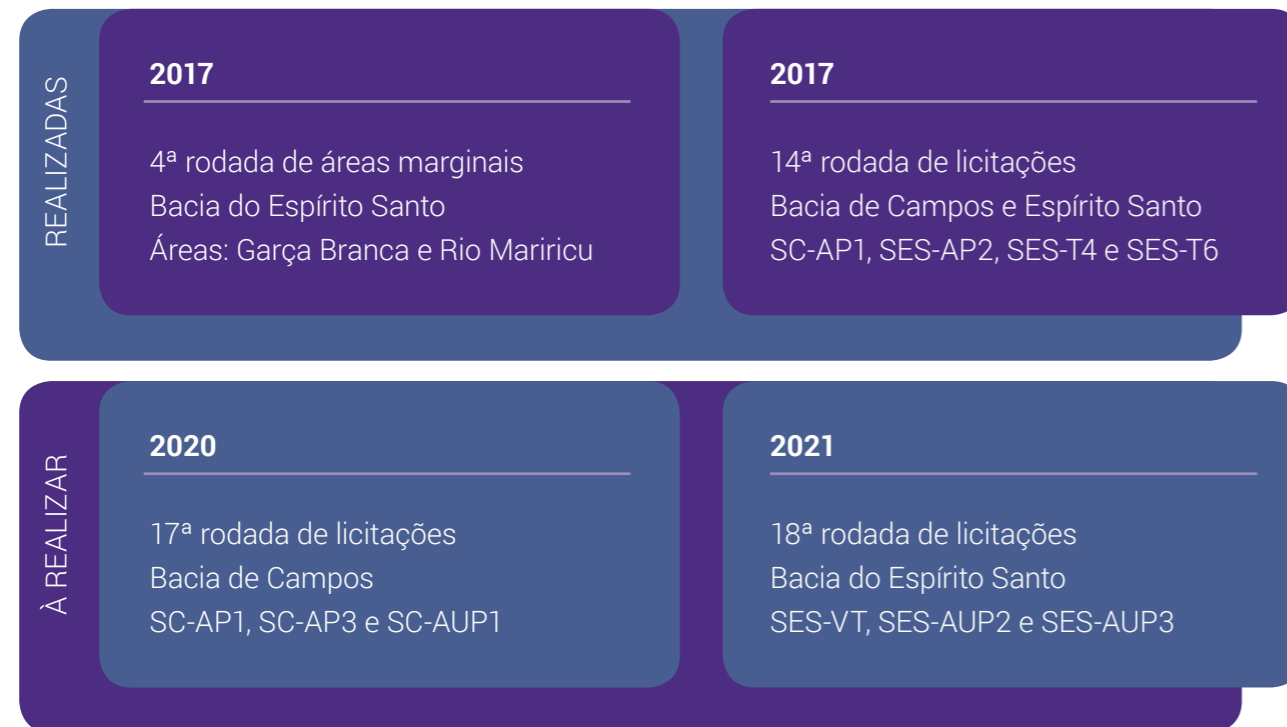
Em 2017, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), junto à ANP, se comprometeu com uma agenda de rodadas para os próximos anos (figura 3). Além disso, o CNPE criou importantes incentivos à participação de pequenas e médias empresas, bem como a criação do programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – REATE –, importante estímulo à cadeia *onshore* de petróleo e gás natural.

**Ao se comprometer com uma agenda bem definida de áreas a serem arrematadas, o CNPE e a ANP sinalizam ao mercado e aos agentes envolvidos que o Brasil está comprometido com a oferta de novos blocos exploratórios, permitindo maior planejamento e provendo previsibilidade aos agentes, itens imprescindíveis à manutenção de um ambiente propício ao investimento.**



<sup>36</sup>Só há disponibilidade dos dados a partir da rodada 7.

Figura 3 - Agenda de rodadas anunciadas pela ANP para o Espírito Santo



Além de seguir uma agenda de rodadas que atenda às áreas terrestres e marítimas, o CNPE, junto da ANP, devem, também, dispende atenção às áreas marginais, àquelas em que a produção de petróleo encontra-se em declínio.

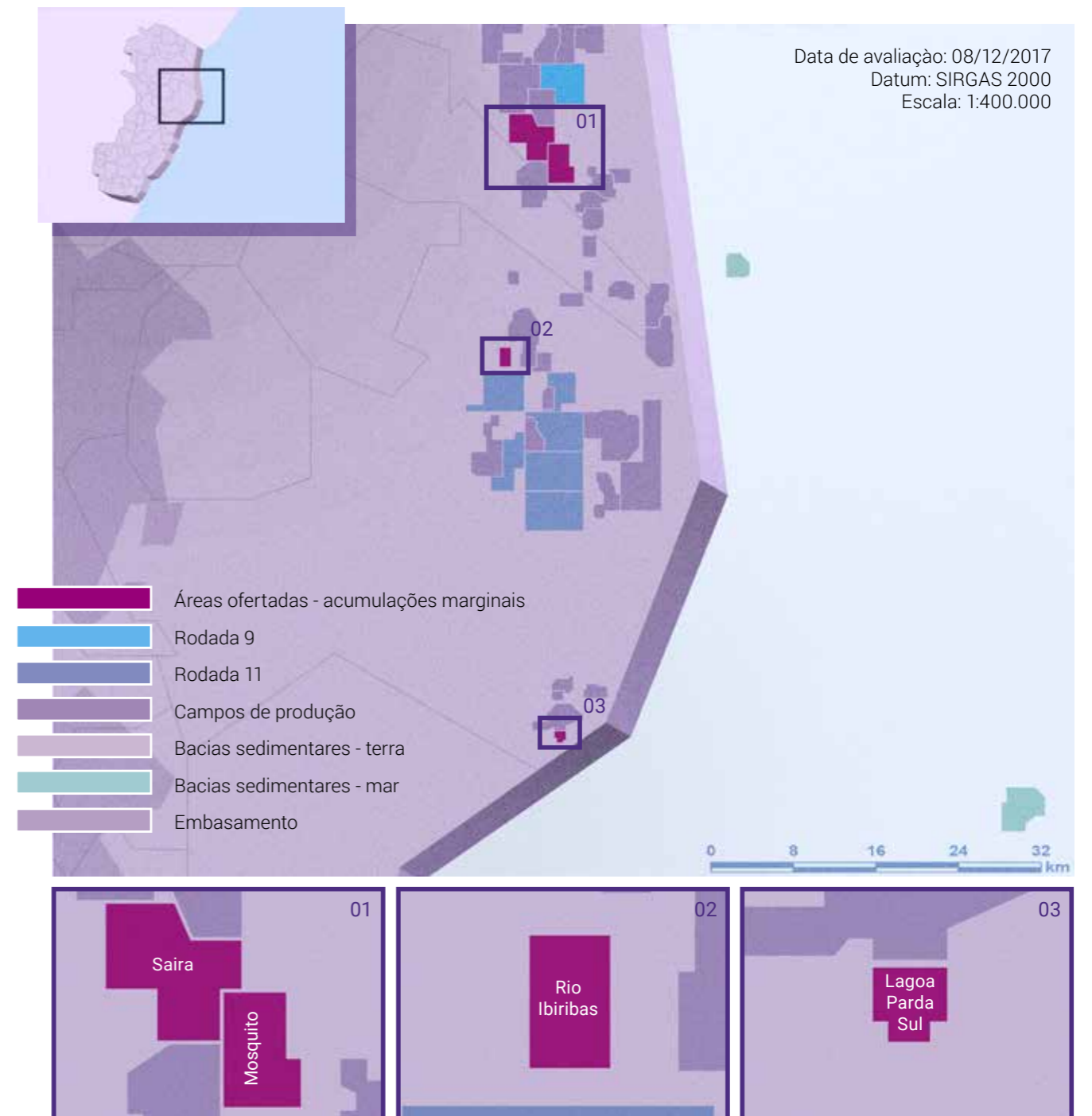
**Essas áreas marginais apresentam resultados econômicos insatisfatórios para as grandes petroleiras, fazendo com que a companhia devolva a concessão da área. Um campo marginal localizado em uma bacia madura é uma grande oportunidade para pequenas e médias empresas, uma vez que a tecnologia nessas áreas é mais difundida do que nas de águas profundas ou de novas fronteiras.**

Em 2017, o CNPE autorizou a ANP<sup>37</sup> a promover a licitação de áreas marginais em campos devolvidos ou em processo de devolução, bem como os blocos exploratórios com descobertas e que foram devolvidos, ou ainda ofertar áreas que já tenham sido autorizadas pelo CNPE. A licitação desses blocos é feita via oferta permanente.

O primeiro edital de oferta permanente foi publicado em abril de 2018 pela ANP e prevê 14 áreas com acumulações marginais em áreas terrestres, nas bacias do Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas. Na bacia do Espírito Santo serão ofertadas quatro áreas: Saíra, Mosquito, Rio Ibiribas e Lagoa Parda Sul, todas descobertas na década de 1980, com exceção à área de Saíra, descoberta em 2003 (Figura 4). Além das áreas de acumulações marginais, o edital de oferta prevê ainda a concessão de 3 blocos exploratórios na parte terrestre do Espírito Santo, consideradas áreas maduras.

Conforme o cronograma das rodadas de licitação de blocos (Figura 3), a 17ª rodada, prevista para 2020, terá blocos na Bacia de Campos, na parte do Espírito Santo, e a 18ª rodada, prevista para 2021, inclui blocos na bacia do Espírito Santo (setor SES-AUP2, AUP3 e VT). A figura 5 exibe as áreas que a ANP está estudando para oferta nos próximos anos.

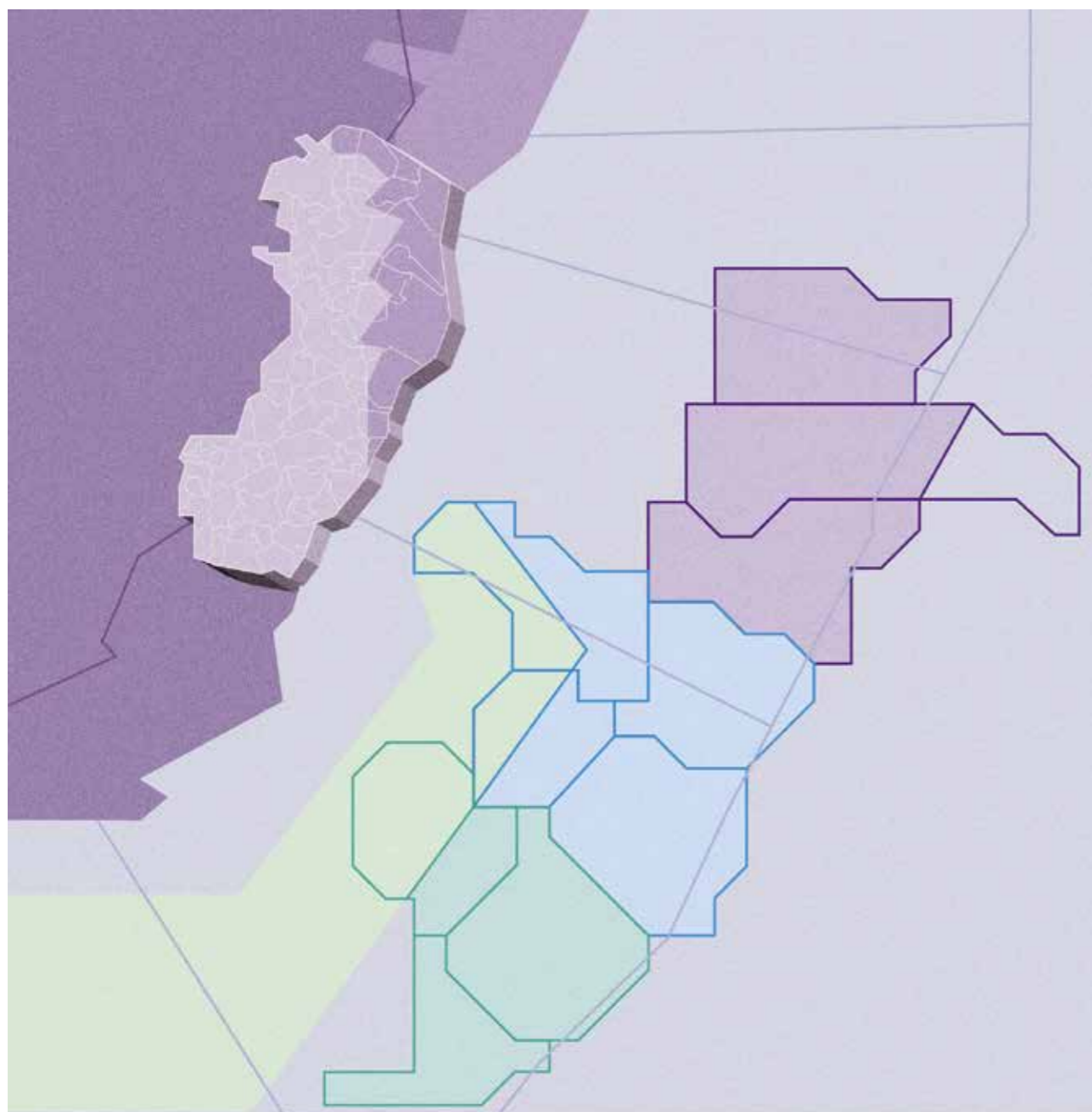
Figura 4 - Oferta permanente de áreas com acumulações marginais - Bacia do Espírito Santo



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.

<sup>37</sup> Resolução CNPE nº 17/2017 publicada no Diário Oficial da União em 08 de junho de 2017.

Figura 5 - Áreas em estudo pela Agência Nacional de Petróleo (ANP)



- |  |                            |  |                            |
|--|----------------------------|--|----------------------------|
|  | Setor rodada 16            |  | Área para estudo rodada 18 |
|  | Área para estudo rodada 16 |  | Polígono do pré-sal        |
|  | Setor rodada 17            |  | Bacia sedimentar marítima  |
|  | Área para estudo rodada 17 |  | Bacia sedimentar terrestre |
|  | Setor rodada 18            |  |                            |

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Fines.



# GLOSSÁRIO

## A

**Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP):** órgão regulador do mercado de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil, com exceção da regulação de distribuição do gás natural, cuja esfera é estadual.

**Águas rasas:** águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral, com profundidade do leito marinho de 0-300 metros.

**Águas profundas:** águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral, com profundidade do leito marinho de 300-1.500 metros.

**Águas ultra profundas:** águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral, com profundidade do leito marinho maior que 1.500 metros.

## B

**Bônus de assinatura:** recurso ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de exploração de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado em edital. Parte deste recurso é destinado à União e parte à ANP.

**BTU:** abreviação de British Thermal Unit. Unidade inglesa de medida de energia térmica, equivalente a  $1.055056 \times 10^3$  J. Símbolo: Btu. Um Btu é definido como a quantidade de energia necessária para elevar a temperatura de uma libra de água: de 39°F para 40°F.

**Bacia sedimentar:** depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não.

**Bacia madura:** bacia sedimentar de petróleo cuja produção já se encontra em declínio.

**Barril de óleo equivalente (boe):** barril de óleo equivalente ( $1.000 \text{ m}^3$  de gás  $\approx 6,28981$  bbl) - medida que soma os volumes de produção de óleo e de gás

**Barril de petróleo por dia (bpd):** unidade utilizada para referenciar a produção diária de barris de petróleo.

**Bloco exploratório:** áreas delimitadas geograficamente referentes à uma bacia sedimentar, onde se desenvolvem atividades de exploração de petróleo e gás natural.

**Brent:** petróleo extraído no Mar do Norte e comercializado na bolsa de Londres, sendo a sua cotação referência internacional para o preço do petróleo.

## C

**Campos de petróleo:** área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um ou mais reservatórios contínuos, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção. (Fonte: Lei nº 9.478, de 6/8/1997).

**Campos maduros:** campos de petróleo cuja produção já se encontra em declínio.

**Campos marginais:** áreas inativas nas quais não houve produção de petróleo e/ou gás natural ou a produção foi interrompida por falta de interesse econômico.

**Campos devolvidos:** área devolvida à ANP por meio da Notificação de Devolução de Área. O ato de devolução do campo implica na interrupção de todas as atividades de exploração na parcela devolvida, excetuando aquelas ligadas a desativação de instalações e recuperação ambiental.

**Cadeia produtiva do petróleo:** conjunto de atividades da cadeia produtiva desde a extração do óleo bruto até a última fase de agregação de valor do setor, segmentada em quatro ramos: exploração, refino, indústria petroquímica e indústria de transformação.

**Commodities:** termo que designa uma mercadoria específica e padronizada em seu estado bruto, que possui importância comercial à nível mundial, como o café, o algodão, o petróleo, os minerais metálicos e não metálicos, entre outros. Estas mercadorias têm o seu preço negociado no mercado internacional.

**Compensação financeira:** valor devido aos estados, aos municípios e à União pela utilização de recursos naturais, uma vez que estes entes são afetados pela atividade de exploração e produção.

**Concessão:** modalidade de delegação de uma atividade econômica pelo poder público, geralmente mediante processo concorrencial, a um agente econômico que comprove capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado. No Brasil, o contrato administrativo à delegação é feito pela ANP, que outorga a empresas o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no território brasileiro.

**Concessionário:** empresa constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, com a qual a ANP celebra contrato de concessão para exploração e produção de petróleo ou gás natural em bacia sedimentar localizada no território nacional.

**Consumo de petróleo:** atividade que consiste na utilização do óleo bruto de petróleo para fabricação de produtos derivados do petróleo.

**Cessão onerosa:** modelo de cessão de uma área exploratória para a Petrobras – negociação bilateral, mediante a contrapartida do pagamento de determinado valor, o qual foi regulamentado pela Lei no 12.276, de 30 de junho de 2010, limitando a exploração em até 5 bilhões de boe.

**Coque:** combustível derivado da aglomeração de carvão e que consiste de matéria mineral e carbono, fundidos juntos. É um resíduo sólido e coeso restante da destilação destrutiva de carvão, petróleo ou outros resíduos carbonáceos e conteúdo, principalmente, carbono.

## D

**Declaração de comercialidade:** notificação escrita do concessionário à ANP declarando uma jazida como descoberta comercial na área de concessão.

**Declaração de início de hidrocarbonetos:** os contratos de concessão estabelecem os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção. Segundo estes contratos, o concessionário tem por obrigação comunicar à ANP qualquer descoberta de hidrocarboneto ou outros recursos minerais dentro da área de concessão em até 72 horas após a ocorrência.

**Derivados de petróleo:** produtos decorrentes da transformação do petróleo.



## F

**Fase de exploração:** tem por objetivo descobrir e avaliar jazidas de petróleo e/ou gás natural. As atividades exploratórias envolvem a aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magnetométricos, geoquímicos, perfuração e avaliação de poços, dentre outras, devendo obrigatoriamente contemplar o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM) acordado com a ANP.

**Fase de produção:** aquela em que as acumulações de petróleo e/ou gás natural descobertas e que tiveram sua viabilidade comercial comprovada dão origem a um campo produtor, sendo desenvolvidas e postas em produção para abastecer o mercado.

**Fase de produção em etapa de desenvolvimento:** quando toda a infraestrutura necessária à efetiva produção do campo é implantada.

**Fase de produção em etapa de produção:** quando, com toda a infraestrutura já instalada, o campo passa a produzir petróleo e/ou gás para abastecer o mercado.

**Fracking:** conhecido também como fraturamento hidráulico, trata-se de um procedimento que consiste na injeção a alta pressão de uma mistura de água, propante (areia ou outro material equivalente) e diversos produtos químicos, com objetivo de ampliar de forma controlada as fraturas e fissuras existentes no substrato rochoso que encerra petróleo e gás natural, normalmente menores que 1mm, permitindo sua saída para a superfície.

## H

**Hidrocarboneto:** composto químico constituído apenas por átomos de carbono e hidrogênio. O petróleo e o gás natural são exemplos de hidrocarbonetos.

## L

**Lavra:** conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação.

## N

**Notificação de devolução de área:** comunicação escrita, feita pelo concessionário à ANP, da devolução de áreas, nas circunstâncias previstas em contrato, que contém a relação de Bens Reversíveis existentes na parcela a ser devolvida e a delimitação do polígono das áreas a serem retidas.

## O

**Offshore:** ambiente marinho e zona de transição terra-mar ou área localizada no mar.

**Onshore:** ambiente terrestre ou área localizada em terra.

**Oferta permanente:** oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência (Artigo 4º da Resolução CNPE nº 17, de 08/06/2017).

## P

**Pagamento pela ocupação ou retenção de área:** valor pago pelos concessionários aos proprietários de terra onde são realizadas as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Este pagamento é feito de duas formas: (i) anual, por meio de valores unitários em reais por quilômetro quadrado da área de concessão fixados no edital e no contrato, sendo aplicáveis, sucessivamente, às fases de exploração, desen-

volvimento e produção. A determinação deste valor é feita pela ANP e leva em conta as características geológicas e a localização da bacia sedimentar; (ii) mensal, por meio da multiplicação do equivalente a 1% do volume total de produção de petróleo e gás natural do campo, durante o mês de apuração, pelos seus respectivos preços de referência.

**Participação Especial:** constitui compensação financeira extraordinária devida à União, estados e municípios, conforme a resolução ANP nº 12/2014, pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade.

**Participações Governamentais:** pagamentos a serem realizados pelos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural, nos termos dos arts. 45 a 51 da Lei nº 9.478, de 1997, e do Decreto nº 2.705, de 1998.

**Partilha de Produção:** modelo de exploração e produção de petróleo, de gás natural, que prevê não apenas o pagamento de *royalties*, como também a divisão física da produção de hidrocarbonetos descontados o custo incorridos nas atividades de exploração e produção. Atualmente é regulamentado pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010.

**Petróleo:** todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado, o qual tem a sua exploração e produção regulamentada pela Lei nº 9.478, de 6/8/1997.

**Poço de petróleo:** perfuração na superfície terrestre utilizada para produzir petróleo e/ou gás natural.

**Pré-sal:** região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo da Lei nº 12.351/2010, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.

**Produção de petróleo:** conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação, nos termos definidos no inciso XVI do art. 6º da Lei nº 9.478, de 1997, ou ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção, conforme se depreenda do texto, em cada caso.

**Programa Exploratório Mínimo (PEM):** atividades exploratórias a serem obrigatoriamente cumpridas pelo concessionário durante a fase de exploração, sendo definida pela ANP, de acordo com critérios de avaliação das áreas a serem exploradas.

## R

**Refino de petróleo:** atividade desenvolvida por uma unidade industrial que utiliza como matéria-prima o petróleo vindo de unidade de extração e produção de um campo e que, por meio de processos que incluem aquecimento, fracionamento, pressão, vácuo e reaquecimento na presença de catalisadores, gera derivados de petróleo desde os mais leves (gás de refinaria, GLP, nafta) até os mais pesados (bunker, óleo combustível), além de frações sólidas, tais como coque e resíduo asfáltico.

**Repetráveis:** são bens em um regime aduaneiro especial de exportação e de importação, os quais se destinam às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural, com suspensão dos tributos aduaneiros.

**Reservas provadas:** quantidade de petróleo ou gás Natural que a análise de dados de geociências e de engenharia indica com razoável certeza que se trata de um poço economicamente viável, cujos investimentos são recuperáveis comercialmente.

**Rodadas de licitação:** ação organizada pela ANP, que tem como objetivo o leilão entre empresas e/ou consórcios interessados em adquirir áreas exploratórias em concessões ou de partilha.

**Royalties:** constituem compensação financeira devida à União, estados e municípios, pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, a serem pagos mensalmente, de acordo com o volume de produção daquele período, em determinado campo, a partir do início da produção;

## S

**Subprime:** termo atribuído a crise financeira desencadeada em 24 de julho de 2007, onde créditos de segunda linha (subprime) de bancos americanos foram concedidos a pessoas sem condições de pagar por eles. Esse ciclo de empréstimos gerou uma “bolha imobiliária” que, ao estourar, atingiu bolsas de valores e faliu vários bancos.

## U

**Upstream:** segmento da indústria de petróleo que inclui as atividades de exploração, desenvol-

vimento, produção e o transporte do petróleo até as refinarias.

## W

**WTI (West Texas Intermediate):** petróleo extraído a partir da Bacia do Permiano, no oeste do Texas e leste do Novo México, comercializado na bolsa de Nova York. A sua cotação serve como referência internacional para o preço do petróleo.

## X

**Xisto:** rocha metamórfica cristalina, de estrutura laminar, rica em material micáceo.

## Z

**Zona de produção principal:** conjunto formado pelos municípios confrontantes com os poços produtores e os municípios onde estiverem localizadas três ou mais instalações dos seguintes tipos: a) Instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, excluídos os dutos. Estas instalações industriais devem atender, exclusivamente, à produção petrolífera marítima. b) Instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e ao escoamento do petróleo e gás natural, tais como: portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios.

# REFERÊNCIAS

AEQUUS. **Finanças dos Municípios Capixabas 2018.** Vitória, 2018. Disponível em < [http://www.aequus.com.br/anuarios/capixabas\\_2018.pdf](http://www.aequus.com.br/anuarios/capixabas_2018.pdf)>

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Investimentos em P,D&I. 2018.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-p-d-i>>. Acesso em: 10 ago. 2018.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Boletim de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, n.41. 2017.** Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/boletim\\_petroleo\\_p-e-d/Boletim\\_PD-e-I\\_Ed41\\_1trimestre2017.pdf](http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/boletim_petroleo_p-e-d/Boletim_PD-e-I_Ed41_1trimestre2017.pdf)>. Acesso em: 13 nov. 2018.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Boletim de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, n.42. 2017.** Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/boletim\\_petroleo\\_p-e-d/Boletim\\_PD-e-I\\_Ed42\\_2trimestre2017.pdf](http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/boletim_petroleo_p-e-d/Boletim_PD-e-I_Ed42_2trimestre2017.pdf)>. Acesso em: 13 nov. 2018.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Boletim de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, n.43. 2017.** Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/boletim\\_petroleo\\_p-e-d/Boletim\\_PD-e-I\\_Ed43\\_3trimestre2017.pdf](http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/boletim_petroleo_p-e-d/Boletim_PD-e-I_Ed43_3trimestre2017.pdf)>. Acesso em: 13 nov. 2018.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Boletim de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, nº.44. 2017.** Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/boletim\\_petroleo\\_p-e-d/Boletim\\_PD-e-I\\_Ed44\\_4trimestre2017.pdf](http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/boletim_petroleo_p-e-d/Boletim_PD-e-I_Ed44_4trimestre2017.pdf)>. Acesso em: 13 nov. 2018.

ANP - Agência Nacional do Petróleo. **Preços de Referência do Petróleo.** Memória de Cálculo (ANP), julho/2018.

ANP - Agência Nacional do Petróleo. SPG (Superintendência de Participações Governamentais). **Passo a Passo do Cálculo dos Royalties.** SPG, vol. XII, 2016.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Tendências de Longo Prazo no cenário energético mundial:** agência internacional de energia – WEO 2012. Rio de Janeiro; 2013.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás e biocombustíveis.** Rio de Janeiro, 2018.

BP. BP Statistical Review of World Energy Energy. Londres, 2017. Disponível em: < <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>

CNM (Confederação Nacional de Municípios). Área de Estudos Técnicos/Área Jurídica. **A Importância da Nova Lei de Redistribuição dos Royalties do Petróleo – discussões STF.** Estudos Técnicos CNM, v. 5, 2015.

DELGADO, F.; FEBRARO, J.; CALS, M. MELO, P. **A Nova Metodologia de Cálculo dos Royalties de Petróleo no Brasil.** Boletim de Conjuntura do Setor Energético. Rio de Janeiro: FGV Energia, n. 7, p. 8-15, 2017.

EIA - U.S. Energy Information Administrative. **Annual Energy Outlook 2017.** Washington, 2017. Disponível em <[https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2017).pdf)>

FINDES (Federação das Indústrias do Espírito Santo). FCP&G. **Fórum Capixaba de Petróleo e Gás (catálogo).** Espírito Santo: Sistema FINDES, 2018.

FIRJAN (Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro). **Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro.** Rio de Janeiro: Sistema FIRJAN, 2018.

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo. **Agenda da indústria 2017: petróleo, gás e biocombustíveis.** Rio de Janeiro, 2017. Disponível em <[https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/IBP\\_AGENDA-DA-INDUSTRIA-2017.pdf](https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/IBP_AGENDA-DA-INDUSTRIA-2017.pdf)>

IDEIES – Instituto de Desenvolvimento Educacional e Industrial do Espírito Santo. **Anuário da indústria de petróleo no Espírito Santo. Vitória, 2017.** Disponível em: <<https://ideies.org.br/publicacoes/anuario-petroleo-es-2017/>>

PIQUET, R.; TAVARES, E.; PESSÔA, J. M. **Emprego no Setor Petrolífero: dinâmica econômica e trabalho no norte fluminense.** Cadernos Metrópole, São Paulo, v. 19, n. 38, p. 201-224, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/2236-9996.2017-3808>>

RIBEIRO, E. G.; TEIXEIRA, A.; GUTIERREZ, C. E. C. **Impacto dos Royalties do Petróleo no PIB Per Capita dos Municípios do Estado do Espírito Santo, Brasil.** Revista Brasileira de Gestão de Negócios, São Paulo, v. 12, n. 34, p. 25-41, 2010.



# ANEXOS

Quadro A3 - Evolução da Lei de *royalties* e Participações Especiais no Brasil

Norma	Disposição Geral	Direcionamento
Lei nº 2.004/53	Define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima (Petrobras S.A.). Determina que a Petrobras e suas subsidiárias devem pagar, trimestralmente, aos estados e territórios, onde fizerem a lavra de petróleo e xisto betuminoso e a extração de gás, indenização correspondente a 5% sobre o valor do óleo extraído ou do xisto ou do gás. Os estados e territórios devem distribuir 20% do que recebiam, proporcionalmente aos municípios, segundo a produção de óleo de cada um deles.	Aplicar os recursos, preferencialmente, na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias.
Lei nº 7.453/85	Os municípios passam a receber os <i>royalties</i> diretamente da Petrobras e de suas subsidiárias;  Introduz o pagamento de <i>royalties</i> quando a extração for realizada em plataforma continental, com um novo critério para a distribuição:  <ul style="list-style-type: none"> <li>• 1,5% aos estados e territórios;</li> <li>• 1,5% aos municípios produtores e suas respectivas áreas geoeconômicas,</li> <li>• 1% ao Comando da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas,</li> <li>• 1% para constituir um Fundo Especial a ser distribuído entre todos os estados, territórios e municípios.</li> </ul>	Aplicar os recursos, preferencialmente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio-ambiente e saneamento básico.
Lei nº 7.525/86	Introduz o conceito de região geoeconômica, dividindo-a em três zonas: zona de produção principal, zona de produção secundária e zona limítrofe à zona de produção principal.  Define a distribuição dos 1,5% dos <i>royalties</i> atribuídos aos municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas:  <ul style="list-style-type: none"> <li>• 60% ao município confrontante juntamente com os demais municípios que integram a zona de produção principal, rateados, entre todos, na razão direta da população de cada um, assegurando-se ao município que concentrar as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, 1/3 (um terço) da cota deste item;</li> <li>• 10% aos municípios integrantes de produção secundária, rateado, entre eles, na razão direta da população dos distritos cortados por dutos;</li> <li>• 30% aos municípios limítrofes à zona de produção principal, rateado, entre eles, na razão direta da população de cada um, excluídos os municípios integrantes da zona de produção secundária;</li> </ul> Define critérios estabelecidos para o rateio dos recursos dos Fundos de Participação dos Estados, dos Territórios e dos Municípios:  <ul style="list-style-type: none"> <li>• 20% para os estados e territórios;</li> <li>• 80% para os municípios.</li> </ul> Atribui ao Tribunal de Contas da União a competência para fiscalizar a aplicação dos recursos dos <i>royalties</i> . Atribui ao IBGE a competência para definir os municípios das áreas geoeconômicas e suas respectivas zonas de enquadramento.	Ressalvados os recursos destinados ao Comando da Marinha, os demais recursos serão aplicados pelos estados, territórios e municípios, exclusivamente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e em saneamento básico.

Norma	Disposição Geral	Direcionamento
Lei nº 7.990/89	Altera a Lei nº 2.004/1953 quanto à distribuição das participações governamentais entre estados e municípios:  Quando a lavra ocorrer em terra:  <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3,5% aos estados (antes era 4,00%);</li> <li>• 1,0% aos municípios produtores (manteve);</li> <li>• 0,5% aos municípios que têm instalações de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural (foi acrescentado).</li> </ul> Quando extraído de plataforma continental:  <ul style="list-style-type: none"> <li>• 1,5% aos estados e Distrito Federal (manteve);</li> <li>• 1,5% aos municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas (manteve);</li> <li>• 0,5% aos municípios que têm instalações de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural (foi acrescentado);</li> <li>• 1,0% ao Comando da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas (manteve);</li> <li>• 0,5% para constituir um Fundo Especial a ser distribuído entre todos os estados, territórios e municípios (era 1,0%).</li> </ul> Os pagamentos das compensações financeiras ( <i>royalties</i> ) passam a ser mensais.  Institui a obrigatoriedade dos estados a transferirem 25% das parcelas de compensação financeira que lhes é atribuída para os municípios, mediante os mesmos critérios do art. 158 da Constituição.	Veda a aplicação dos recursos provenientes dos <i>royalties</i> em pagamento de dívida e no quadro permanente de pessoal.
Decreto nº 1/91	Cria uma forte restrição à aplicação dos recursos provenientes dos <i>royalties</i> do petróleo, mesmo tendo a Lei nº 7.990/89 vedado apenas a aplicação dos recursos em pagamento de dívida e no quadro permanente de pessoal.	Os estados e os municípios deverão aplicar os recursos das compensações financeiras, exclusivamente em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e em saneamento básico.

Norma	Disposição Geral	Direcionamento
Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo)	<p>Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências<sup>38</sup>.</p> <p>Aumento de 5,0% para 10,0% a alíquota básica dos <i>royalties</i> do petróleo. A ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos <i>royalties</i> para, no mínimo, 5,0% da produção, tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes;</p> <p>Mantém os mesmos critérios definidos da lei nº 7.990/89 para parcela mínima de 5,0% dos <i>royalties</i>;</p> <p>Define os critérios de distribuição para a parcela acima dos 5,0%. Quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 52,5% aos estados onde ocorrer a produção;</li> <li>• 15,0% aos municípios onde ocorrer a produção;</li> <li>• 7,5% aos municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;</li> <li>• 25,0% ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.</li> </ul> <p>Quando a lavra ocorrer na plataforma continental:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 22,5% aos estados produtores confrontantes;</li> <li>• 22,5% aos municípios produtores;</li> <li>• 15,0% ao Comando da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção;</li> <li>• 7,5% aos municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;</li> <li>• 7,5% para constituição de um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os estados, territórios e municípios;</li> <li>• 25,0% ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.</li> </ul> <p>Incluiu o pagamento de participação especial, posteriormente regulamentada pelo Decreto nº 2.705/98, para os casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, com a seguinte distribuição:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 40,0% ao Ministério de Minas e Energia, para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural, a serem promovidos pela ANP;</li> <li>• 10,0% ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, destinados ao desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo;</li> <li>• 40,0% para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção;</li> <li>• 10,0% para o município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção.</li> </ul>	Não há nenhuma menção em relação à obrigatoriedade dos destinos dos recursos recebidos pela União, estados e municípios das compensações financeiras.

Norma	Disposição Geral	Direcionamento
Decreto nº 2.705/1998	<p>Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478/97, aplicáveis de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. Dentre os pontos elencados destacam-se:</p> <p>Define os critérios para a obtenção dos preços de referência (preços do petróleo e do gás natural utilizado para cálculo dos <i>royalties</i>) a serem aplicados a cada mês ao petróleo produzido durante o referido mês;</p> <p>Define os critérios para a apuração da compensação financeira extraordinária, participação especial, que deverá ser calculada sobre a produção trimestral. Estes critérios são definidos de acordo com o tempo de produção (um ano, dois anos, três anos, quatro anos ou mais) e de acordo com a localização das lavras (terra, lagos, rios ilhas fluviais ou lacustres/plataforma continental em profundidade até quatrocentos metros/plataforma continental em profundidade acima de quatrocentos metros).</p>	
	<p>Institui medidas adicionais de estímulo e apoio à estruturação e ao ajuste fiscal dos Estados.</p> <p>Altera a Lei nº 7.990/89, que veda a aplicação dos recursos em pagamento de dívida e no quadro permanente de pessoal, inserindo dois novos parágrafos:</p> <p>§ 1º Não se aplica a vedação constante do caput no pagamento de dívidas para com a União e suas entidades.</p> <p>§ 2º Os recursos originários das compensações financeiras a que se refere este artigo poderão ser utilizados também para capitalização de fundos de previdência.</p>	Autoriza a utilização por parte dos estados e municípios das participações governamentais para pagamento de dívidas junto à União.
Lei nº 10.195/2001		
Lei nº 12.734/2012 (Lei de <i>royalties</i> ) - SUSPENSA	<p>Determina novas regras de distribuição, entre os entes da Federação, dos <i>royalties</i> e da participação especial devidos em função da exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, e aprimora o marco regulatório sobre a exploração desses recursos no regime de partilha. Esta Lei está suspensa, pelo menos até o final de 2018, por meio de liminar expedida pela Ministra Carmen Lúcia em decisão monocrática do Supremo Tribunal Federal, necessário, ainda o julgamento da ADI (Ação de Inconstitucionalidade).</p>	<p>A lei previa que os recursos deveriam ser destinados para as áreas de educação, infraestrutura social e econômica, saúde, segurança, programas de erradicação da miséria e da pobreza, cultura, esporte, pesquisa, ciência e tecnologia, defesa civil, meio ambiente, em programas voltados para a mitigação e adaptação às mudanças climáticas, e para o tratamento e reinserção social dos dependentes químicos.</p> <p>Além disso, os estados, o Distrito Federal e os municípios encaminhariam em anexo aos respectivos planos plurianuais, leis de diretrizes orçamentárias e leis do orçamento anual o planejamento de utilização dos recursos das compensações financeiras.</p>

<sup>38</sup> A Lei do Petróleo é bastante ampla e permeia aspectos diversos de todo o setor, no presente quadro apenas constam as regulamentações referentes às participações governamentais.

Norma	Disposição Geral	Direcionamento
Lei nº 12.858/2013	Define a destinação às áreas de educação e saúde de parcela da participação no resultado ou da compensação financeira pela exploração de petróleo e gás natural.	As receitas dos órgãos da administração direta da União, provenientes dos <i>royalties</i> e da participação especial decorrentes de áreas cuja declaração de comercialidade tenha ocorrido a partir de 3 de dezembro de 2012, as receitas dos estados, do Distrito Federal e dos municípios provenientes dos <i>royalties</i> e da participação especial, relativas a contratos celebrados a partir de 3 de dezembro de 2012, sob os regimes de concessão, de cessão onerosa e de partilha de produção devem ser aplicados no montante de 75% (setenta e cinco por cento) na área de educação e de 25% (vinte e cinco por cento) na área de saúde.
Decreto nº 9.042/2017	Altera o Decreto nº 2.705/1998 no que tange à determinação do preço mínimo e de referência para cálculo e cobrança das participações governamentais aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.  Até 31 de dezembro de 2017, o preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela Agência Nacional do Petróleo - ANP -, aplicando-se o que for maior.  A partir de 1º de janeiro de 2018, o preço de referência a ser aplicado, mensalmente, ao petróleo produzido em cada campo durante o respectivo mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será estabelecido pela ANP.	

Quadro A4 - Projetos financiados com os recursos da cláusula de PD&I no Espírito Santo\* - 2000-2017

Instituição credenciada executora	Título do projeto	Empresa petrolífera	Data de início	Data de término	Autorização da ANP
Ufes	Viabilidade técnica, ambiental e econômica da aplicação da areia oleosa em estradas vicinais e em artefatos de concreto.	Petrobras	23/11/2000	22/05/2002	-
Ufes	Plasma para o refino de petróleo e o processamento de gás natural - ctpetro 2000	Petrobras	23/11/2000	25/12/2002	-
Ufes	Caracterização oceanográfica da Bacia do Espírito Santo com base em dados pretéritos.	Petrobras	18/01/2002	15/08/2002	-
Ufes	Plasmas para o refino de petróleo e refino de gás natural.	Petrobras	30/09/2003	28/09/2005	-
Ufes	Estudos científicos em medição de vazão de gás natural através de sensores ultra-sônicos.	Petrobras	05/01/2004	29/12/2005	-
Ufes	Estudos sobre recursos hídricos e continuidade dos estudos hidrogeológicos dos aquíferos das formações barreiras e Rio Doce	Petrobras	29/12/2003	22/12/2005	-
Ufes	Biodegradação de fluidos de perfuração de poços marítimos visando evitar impacto ambiental.	Petrobras	25/06/2004	31/12/2005	-
Ufes	Implantação de metodologia para caracterização de petróleos.	Petrobras	03/11/2004	31/01/2005	-
Ufes	Desenvolvimento de estudo de caracterização de resíduos oleosos	Petrobras	29/11/2004	28/11/2005	-
Ufes	Plasma para o processamento de óleos pesados e extra pesados.	Petrobras	10/12/2004	10/12/2007	-
Ufes	Implantação de metodologias para a caracterização de óleos pesados e extra pesados no Departamento de Química da Ufes.	Petrobras	14/12/2004	14/06/2007	-
Ufes	Efeito dos óleos ácidos sobre poliamida 11 em dutos flexíveis DQUI-CCE-Ufes.	Petrobras	10/03/2005	09/03/2007	-
Ufes	Implantação do centro de competência para exploração e produção de óleos pesados.	Petrobras	01/05/2005	31/08/2008	-
Ufes	Sistema de destilação para obtenção curva PEV - ASTM D2892 de petróleos no LABPETRO Ufes e adequação aos óleos pesados e ultra pesados.	Petrobras	15/12/2005	15/12/2008	-
Ufes	Levantamento hidrogeológico do Espírito Santo.	Petrobras	26/02/2006	25/02/2008	-
Ufes	Estudos sobre recursos hídricos e monitoramento hídrico do norte capixaba.	Petrobras	17/04/2006	16/04/2010	-

(\*) Os projetos que precisaram de autorização da ANP para a sua realização possuem informação na coluna "Autorização pela ANP". Ressalta-se que apenas 14 dos projetos que estão inclusos nesta tabela efetivamente precisaram de autorização da agência. Tais projetos se enquadraram nos quesitos preestabelecidos pela legislação, que exigem esta autorização (RT nº 05/2005).

Instituição credenciada executora	Título do projeto	Empresa petrolífera	Data de início	Data de término	Autorização da ANP
Ufes	Implementação e desenvolvimento de metodologias para determinação de metais e compostos de enxofre em óleos extra pesados, pesados e derivados.	Petrobras	29/11/2006	27/11/2008	-
Ufes	ADD-RPD: Sistema inteligente para reconhecimento de padrões de defeitos em motobombas	Petrobras	06/12/2006	18/05/2011	-
Ufes	Adequação de metodologia para obtenção de curvas PEV para óleos pesados e extra-Pesados	Petrobras	18/12/2006	18/12/2010	-
Ufes	Implementação de laboratório de ressonância magnética nuclear no LABPETRO - Ufes	Petrobras	20/12/2006	20/06/2011	-
Ufes	Plasma para pirólise e processamento de gás natural	Petrobras	20/12/2006	20/06/2010	-
Ufes	Efeitos dos óleos ácidos sobre poliamida 11 em dutos flexíveis - Fase II	Petrobras	16/07/2007	09/07/2011	-
Ufes	Simulação numérica para óleos pesados.	Petrobras	11/10/2007	02/04/2011	-
Ufes	Desenvolvimento de estudos científicos em medição de vazão de gás natural através de sensores ultrassônicos	Petrobras	05/11/2007	30/04/2010	-
Ufes	Desenvolvimento de métodos analíticos laboratoriais para suporte a projetos de pesquisa e desenvolvimento na área de caracterização, avaliação e processamento primário de petróleos pesados e extrapesados	Petrobras	21/12/2007	18/12/2013	-
Ufes	Desenvolvimento da formulação quase-dual do método dos elementos de contorno em problemas de propagação de ondas: análise das condições de completude na seqüência de funções radiais e implementação de um esquema iterativo de solução.	Petrobras	18/11/2008	16/05/2011	-
UCL	Estudo de Tópicos em Controle e Escoamento de Fluidos e Particulados durante a Perfuração de Poços em Águas Profundas.	Petrobras	22/02/2010	19/08/2014	-
Ufes	Elaboração do projeto executivo para o aditivo de escopo da edificação da infraestrutura do Núcleo de Estudos em Escoamento e Medição de Óleo e Gás - NEMOG.	Petrobras	16/06/2010	09/07/2013	-
Ufes	Levantamento hidrogeológico do estado do Espírito Santo.	Petrobras	29/12/2010	27/12/2015	-

Instituição credenciada executora	Título do projeto	Empresa petrolífera	Data de início	Data de término	Autorização da ANP
Ufes	Aplicação de técnicas de solução numérica em modelos geofísicos: simulação da propagação de ondas através do método dos volumes finitos, aplicação do procedimento recursivo do método dos elementos de contorno em dinâmica e otimização da representação de superfícies, potenciais e conjunto de dados discretos através de funções de base radial.	Petrobras	27/04/2011	21/11/2014	-
Ufes	Reconhecimento de padrões de defeitos em sistemas de bombeio centrífugo submerso	Petrobras	13/12/2011	05/04/2015	-
Ufes	Modelagem e simulação do efeito eletromagnético na mitigação da incrustação carbonática	Petrobras	02/01/2012	27/09/2015	-
Ufes	Desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias na área de química do petróleo relacionada ao segmento de exploração e produção - E&P	Petrobras	05/01/2012	28/12/2016	-
Ufes	Desenvolvimento de metodologia para estudar a hidrólise de cloretos e a degradação de ácidos naftênicos em petróleos durante o processo de destilação atmosférica e a vácuo	Petrobras	02/05/2012	21/04/2015	-
Ufes	Diagnóstico socioeconômico das comunidades pesqueiras da Bacia do Espírito Santo e porção norte da Bacia de Campos	Petrobras	31/08/2012	19/08/2017	-
Ufes	Fitorremediação de metais pesados	Petrobras	03/09/2012	07/08/2017	-
Ufes	Aplicação de técnicas analíticas alternativas e quimiometria no desenvolvimento de novos métodos de avaliação de petróleos.	Petrobras	31/10/2012	29/10/2017	-
Ufes	Sensor de fibra óptica para medição simultânea de temperatura e nível de óleo em tanques de produção terrestre.	Petrobras	31/10/2012	25/08/2017	-
Ufes	Caracterização de asfaltenos e parafinas por espectrometria de massas de altíssima resolução e exatidão (FT-ICR MS)	Petrobras	31/10/2012	29/10/2017	-
Ufes	Aplicação da tecnologia Broadband Powerline Communication para automação, supervisão e SISP em poços de petróleo em terra	Petrobras	31/10/2012	16/06/2017	-
Ufes	Estudos do comportamento de medidores multifásicos e de gás úmido: simulações numéricas, análises laboratoriais e de campo	Petrobras	31/10/2012	18/11/2016	-

Instituição credenciada executora	Título do projeto	Empresa petrolífera	Data de início	Data de término	Autorização da ANP
Ufes	Consolidação do Laboratório de Ressonância Magnética Nuclear do NCQP - Ufes	Petrobras	31/10/2012	29/10/2017	-
Ufes	Estudos do comportamento do perfil de velocidades na seção de medição de gás de flare e a sua influência sobre a qualidade da medição: Simulação Numérica, Estudos Experimentais e Análises de Campo	Petrobras	13/11/2012	03/08/2016	-
Ufes	Caracterização ambiental da Bacia do Espírito Santo e porção norte da Bacia de Campos (Sistema Pelágico e Físico-Química da Água e Sedimentos) - Projeto AMBES	Petrobras	14/11/2012	12/11/2016	-
Ufes	Montagem de Unidade de Destilação Manual para Determinação de Evolução de Cloretos em Petróleos Brasileiros	Petrobras	21/08/2013	20/08/2015	-
Ufes	Métodos analíticos de avaliação petróleo para utilização da área ambiental	Petrobras	04/11/2013	27/12/2017	-
Ufes	Desenvolvimento de técnicas analíticas de caracterização e quantificação de parafinas em petróleos com foco nas atividades de logística e abastecimento	Petrobras	03/02/2014	02/02/2016	-
Ufes	Expansão dos mecanismos de aprendizado na metodologia de reconhecimento de padrões de defeitos em sistemas de bombeio centrifugo submerso.	Petrobras	25/09/2014	23/09/2017	-
Ufes	Avaliação da taxa de corrosão de óleos do pré-sal e misturas	Petrobras	17/12/2014	15/12/2017	-
Ufes	Diagnóstico da causa raiz de oscilações e perturbações em UEP	Petrobras	07/01/2015	05/01/2018	-
Ufes	Edificação da infraestrutura do Núcleo de Estudos em Escoamento e Medição de Óleo e Gás - NEMOG.	Petrobras	30/08/2006	13/02/2015	229/2006
Ufes	Implantação do Núcleo de Competência em Química de Óleos Pesados e Extra Pesados da Universidade Federal do Espírito Santo	Petrobras	30/08/2006	17/02/2013	229/2006
Ufes	Adequação da infraestrutura do Laboratório de Materiais do Centro Tecnológico da Ufes	Petrobras	30/08/2006	03/02/2014	229/2006
Ufes	Modernização e ampliação da infraestrutura do laboratório de soldagem do Centro Tecnológico da Ufes	Petrobras	30/08/2006	29/01/2014	229/2006
Ufes	Montagem de um loop de simulação de escoamentos do Núcleo de Estudos em Escoamento e Medição de Óleo e Gás - NEMOG	Petrobras	01/11/2006	22/05/2015	236/2006

Instituição credenciada executora	Título do projeto	Empresa petrolífera	Data de início	Data de término	Autorização da ANP
Ufes	Aquisição de equipamentos para implantação do Núcleo de Competências em Química de Óleos Pesados e Extra Pesados da Universidade Federal do Espírito Santo	Petrobras	01/11/2006	07/01/2013	236/2006
Ufes	Estruturação e implementação de cinco laboratórios de oceanografia biológica e química com foco em monitoramento ambiental de águas profundas	Petrobras	24/11/2006	05/05/2014	262/2006
Ufes	Aquisição de equipamentos para implantação do Laboratório de Geoquímica Ambiental (Lab GAM) da base oceanográfica da Universidade Federal do Espírito Santo	Petrobras	23/07/2007	10/07/2013	066/2007
Ufes	Adequação física do Laboratório de Fenômenos de Transporte Computacional (LFTC)	Petrobras	11/10/2007	03/12/2008	074/2007
Ufes	Aquisição de equipamentos para montagem de laboratórios analíticos e de suporte de pesquisa e desenvolvimento no Núcleo de Competências em Química de Óleos Pesados e Extrapesados da Ufes	Petrobras	06/06/2008	30/05/2015	064/2008
Ufes	Implantação dos laboratórios específicos do núcleo de estudos em escoamento e medição de óleo e gás - NEMOG	Petrobras	24/11/2008	21/05/2015	080/2008
Ufes	PRH 29 - Fomento à formação de recursos humanos em petróleo e gás, por meio do apoio ao PRH 29	Petrobras	07/12/2011	06/05/2016	424/2011
IFES	Fomento à formação de recursos humanos através da concessão de bolsas de estudos para alunos de cursos técnicos de interesse do setor de petróleo, gás, energia e biocombustíveis	Petrobras	16/04/2013	30/03/2016	396/2013
Ufes	Caracterização e monitoramento ambiental marinho na Bacia do Espírito Santo (Oceanografia Biológica e Química).	Petrobras	09/12/2014	07/12/2017	341/2014
Ufes	Programa institucional da Universidade Federal do Espírito Santo em petróleo e gás	Queiroz Galvão	27/09/2016	31/08/2017	-

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.



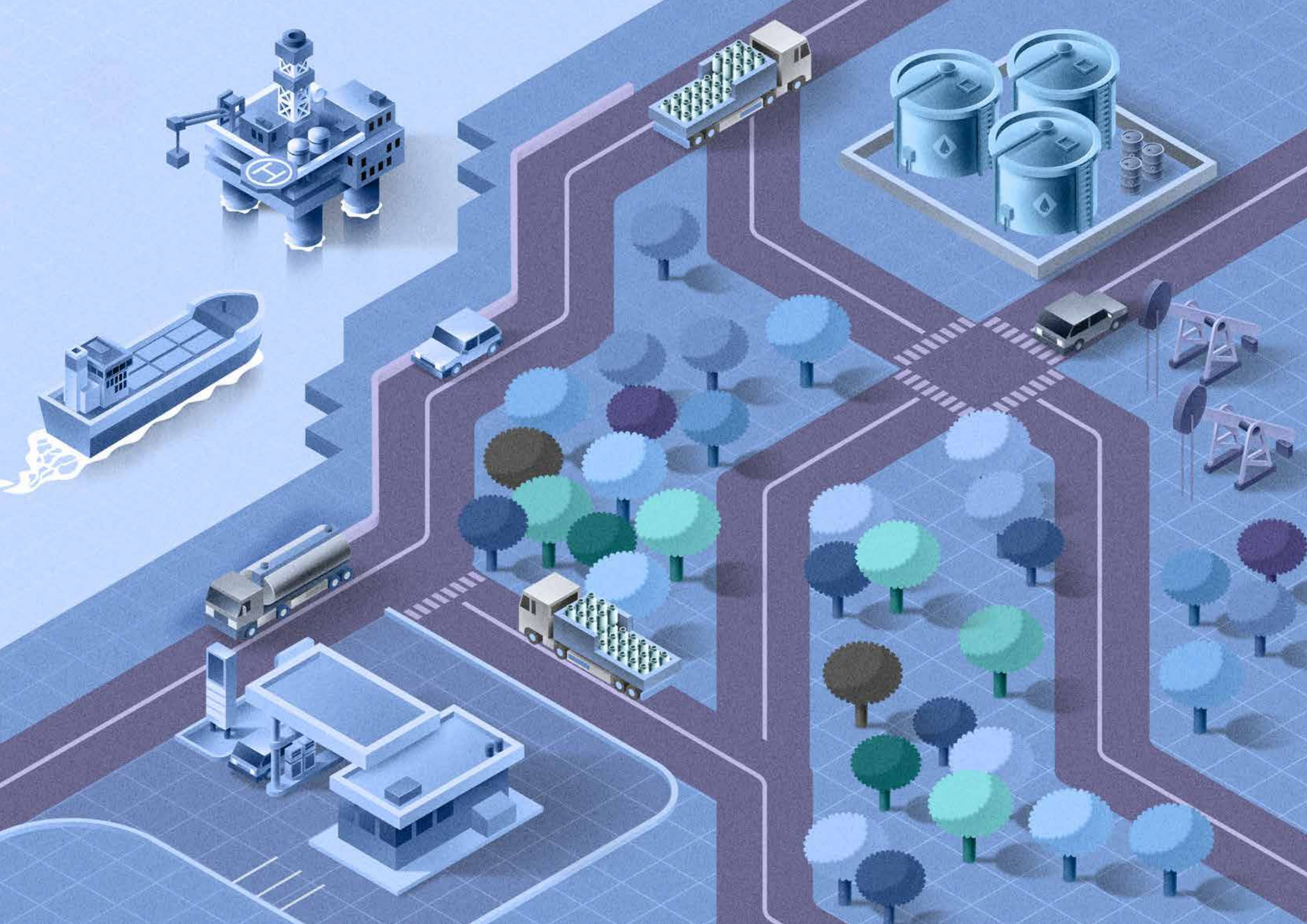
Quadro A5– Regulação da ANP

Documento ANP	Ano	Princípio	Alteração/ação	Observação
-	2017	Previsibilidade	Calendário de rodadas	O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleceu, pela primeira vez, um calendário plurianual de rodadas de licitação para exploração e produção de petróleo e gás natural
Resolução nº 726 2017 - ANP	2017	Aprimoramento de contratos	Conteúdo local	Os compromissos de conteúdo local foram definidos nas cláusulas específicas do contrato, sem sua adoção como critério de apuração das ofertas na licitação
Editais das rodadas	2017	Soluções via mercado	Aprimoramento de contratos	Atuação de fundos de investimento
Editais das rodadas	2017	Coerência	Aprimoramento de contratos	Adoção da fase de exploração única
Editais das rodadas	2017	Adaptabilidade	Aprimoramento de contratos	Retirada do conteúdo local como critério de oferta na licitação
Editais das rodadas	2017	Coerência	Aprimoramento de contratos	Royalties diferenciados para áreas de nova fronteira e bacias maduras
Editais das rodadas	2017	Soluções via mercado	Aprimoramento de contratos	Redução do patrimônio líquido mínimo para não operadoras
Editais das rodadas	2017	Soluções via mercado	Aprimoramento de contratos	Incentivo para o aumento da participação de pequenas e médias empresas
Resolução CNPE nº 17 2017	2017	Soluções via mercado e coerência	Oferta permanente de áreas	Oferta permanente de áreas devolvidas
Resolução nº 703 2017 - ANP	2017	Transparência e adaptabilidade	Revisão do preço de referência do petróleo	Estabelece os critérios para fixação do preço de referência do petróleo produzido mensalmente em cada campo.
Resolução nº 698 2017 ANP	2017	Simplicidade	Individualização da produção	Mudanças na regulação dos procedimentos de individualização da produção em situações em que as jazidas de petróleo e gás natural se estendam para áreas não contratadas
Resolução nº 708 2017 ANP	2017	Simplicidade	Extensão da fase exploratória	Regulamenta a prorrogação da fase de exploração, pelo prazo de dois anos, dos contratos de concessão da 11ª e 12ª Rodadas de Licitações. Essa extensão permitirá que investimentos sejam aplicados na continuidade da execução do programa exploratório mínimo (PEM).
-	2016	Solução via mercado	Aumentar o fator de recuperação	Aplicação do Reserve Based Lending (RBL)
-	2017	Simplicidade e coerência	Aumentar o fator de recuperação	Estimular cessões de direitos no caso de operadores que não estejam aplicando os recursos necessários à maximização de volumes descobertos
Condicionada a aprovação pela ANP	2017	Coerência, adaptabilidade e previsibilidade	Aumentar o fator de recuperação	Prorrogação da fase de produção dos contratos.

Quadro A6 - Projetos em desenvolvimento por empresas capixabas que ainda não recebem recursos da cláusula de PD&I mas se enquadram na RT nº 03/2015 da ANP

Empresa	Lista de projetos
2 Solve	Aplicativo "IHM Móvel" em poços terrestres
BJ e Seisa	Cabeçal de Poços
BJ e Seisa	Dispositivo auxiliar de acesso para espaço confinado
Borges Tecnologia	Módulo/dispositivo com eletrônica para checar alinhamento e excentricidades de haste para bombeio mecânico
Borges Tecnologia	Unidade compactada para intervenção em poços
Borges Tecnologia	Roving Bat
Endserv	Reparo de tubulações através deposições de sobre espessura utilizando processo MIG/MAG com curto circuito controlado (STT e CMT) e TIG
HKM	Fabricação de Revestimentos Isolados para Poços de Petróleo
Metacon	Sistema de coleta e transferência de resíduo oleoso durante a limpeza de tanque de carga
Metacon	Dispositivo auxiliar de acesso para espaço confinado
Metacon	Equipamentos de aproximação
Qualimec	Espaçador Hidráulico de Bombeio Mecânico
SPG	Aplicativo "IHM Móvel" em poços terrestres
Tecmark	Hastes polidas e convencionais para unidades de bombeio
Tecvix	Centralizador para tubo de revestimento
Tecvix	Bombas Alternativas Terrestres para Poços de Petróleo (BM)
Tecvix	Recuperação de tubulações de aços superduplex (e outros), pelo processo GMAW com C.A. e alimentação secundária
Tecvix	Luvas Isoladas
Tecvix	Sistema móvel para inspeção de tubos em poços
Tecvix	Cabeçal de Poços
Tecvix	Unidade compactada para intervenção em poços
Tecvix	Niple Estendido
Vix Fly	Adaptação de drones para vigilância de poços terrestres e monitoramento de dutos
VixSystem	Técnicas Otimizadas de Inspeção e Limpeza em Tanques, Vasos e Cascos de Embarcações

Fonte: Fórum Capixaba de Petróleo e Gás. Elaboração: Ideies/Sistema Findes.





[www.ideies.org.br](http://www.ideies.org.br)

 @ideies