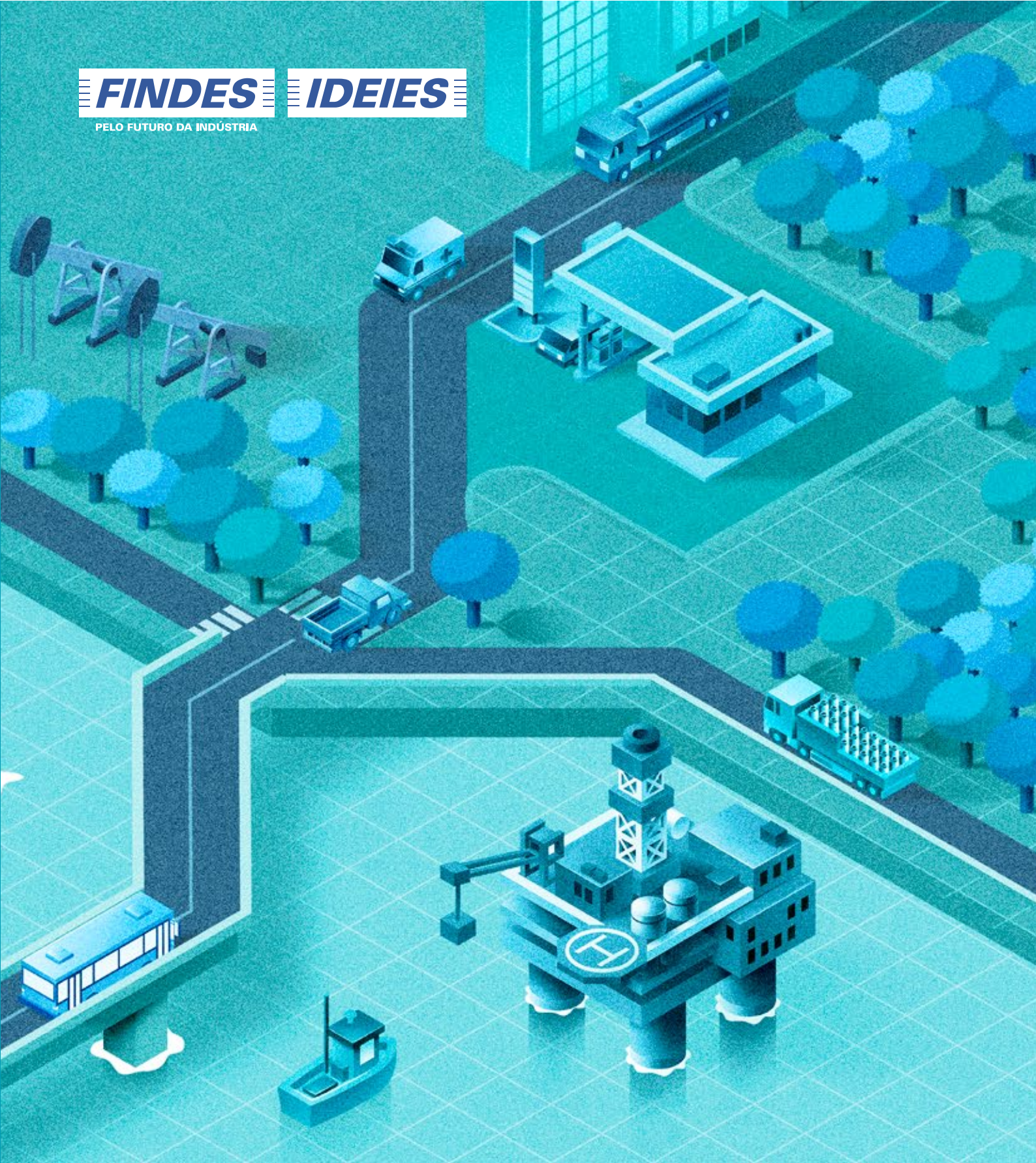
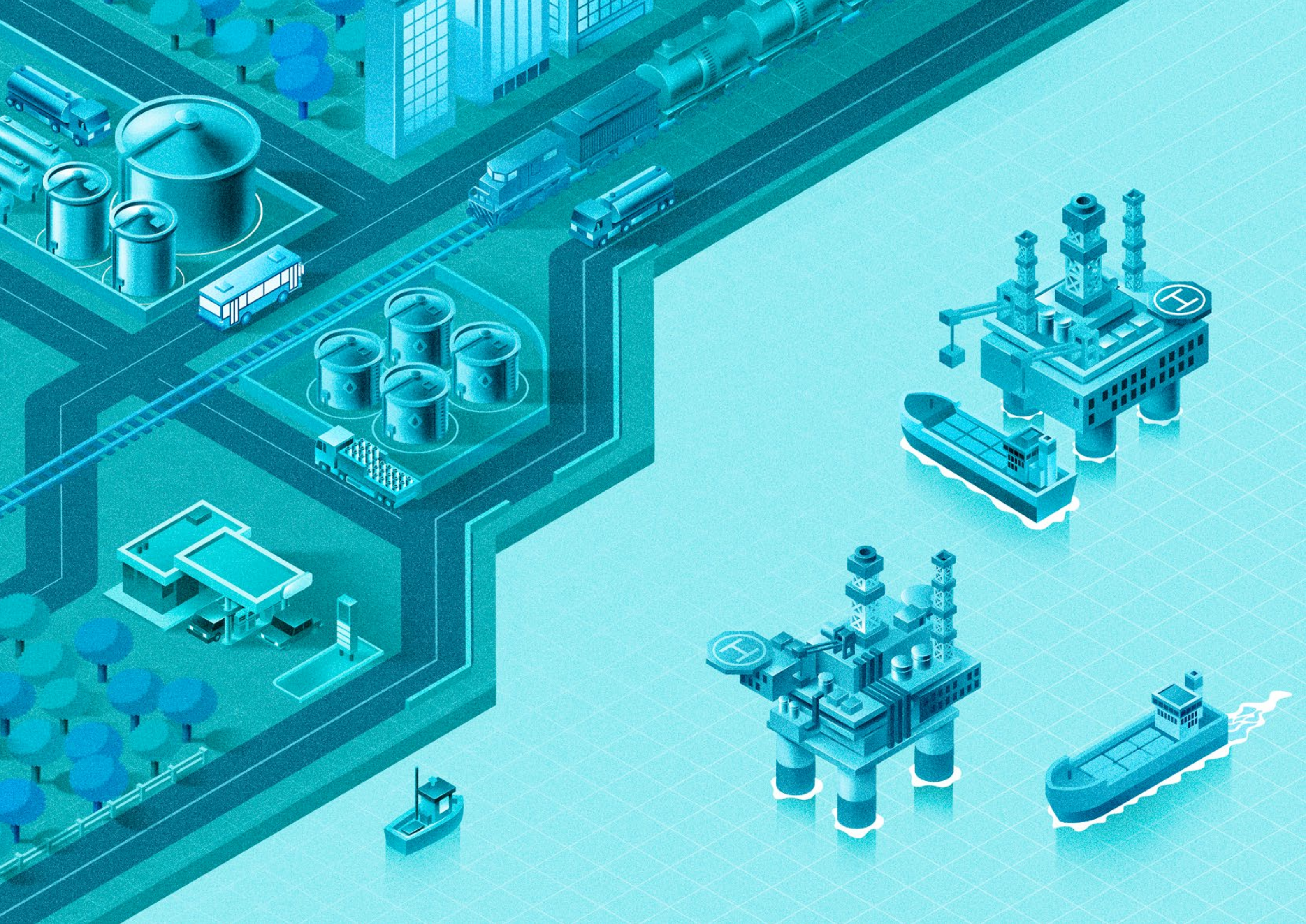


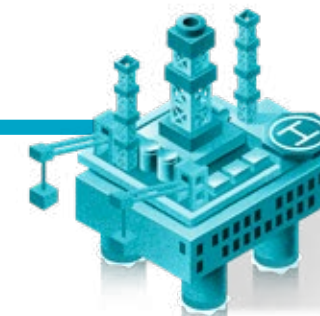
FINDES **IDEIES**

PELO FUTURO DA INDÚSTRIA



2020 ANUÁRIO DA
**INDÚSTRIA DO
PETRÓLEO NO
ESPÍRITO SANTO**





APRESENTAÇÃO

Se, em 2020, o cenário de queda no preço do barril de petróleo e o temor de um cenário lower for longer se mostrava mais provável devido à queda da demanda por combustível provocada pela pandemia do novo coronavírus, o ano de 2021 começa com expectativas de um retorno mais gradual dos preços da commodity para os níveis pré-pandemia. O sinal de fôlego parece surgir do enrijecimento da oferta do insumo pelos países produtores, ofuscando temores de uma nova queda da demanda por combustíveis. A nódoa que parece marcar essa superfície de otimismo foi a cotação do barril de petróleo que, em dezembro de 2020, situou-se em patamares iguais ao do início da pandemia.

As projeções da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) parecem dar força ao otimismo, especialmente para a produção nacional. Segundo dados da agência, espera-se que o quinquênio 2021-2025 tenha um crescimento médio anual da produção de petróleo de 4,4%, superior ao quinquênio anterior, entre 2016-2020, quando o crescimento médio da produção de petróleo foi de 3,4%.

Há, contudo, cautela. Os planos estratégicos das principais petroleiras foram revisados durante a pandemia do novo coronavírus e ainda seguem moderados. As principais características são a queda dos investimentos e a manutenção da produção em áreas prioritárias, com foco em projetos com maior eficiência. Para o Espírito Santo, o projeto mais aguardado é o Integrado Parque das Baleias. O projeto foi orçado em R\$ 5 bilhões e, atualmente, a Petrobras está na fase de contratação da FPSO (Floating Production Storage and Offloadin).

Com a saída da Petrobras de áreas menos rentáveis para a companhia, o papel desafiador do Espírito Santo é o de conduzir investidores para esses ativos. No cenário de transição energética e de busca das petroleiras por ativos com maior

eficiência, a atuação no ambiente de negócios aparece como um diferencial importante na promoção do setor no estado. Alinhado a isso, deve-se destacar a necessidade de se continuar empregando esforços para ampliar a inovação no setor, em especial pela cadeia fornecedora. Nesta edição, destacamos o desempenho de empresas capixabas em editais de desenvolvimento de soluções inovadoras voltadas ao setor de petróleo e gás.

Nesse sentido, o Anuário da Indústria do Petróleo no Espírito Santo apresenta uma relevante análise dos principais temas que norteiam a indústria de petróleo no estado, com o intuito de subsidiar o governo e os principais atores locais com informações técnicas e estratégicas.

O primeiro capítulo aborda a indústria mundial do petróleo. O capítulo 2 expõe acerca da indústria do petróleo no Espírito Santo. Os reflexos da atividade do petróleo, com destaque para as participações governamentais, são tratados no capítulo 3. O capítulo 4 discorre sobre o mecanismo de incentivo à Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação. Por fim, o capítulo 5 aponta as novas oportunidades em exploração e produção de petróleo para o Espírito Santo.

Todo o trabalho foi realizado para transformar dados públicos em informação confiável e estratégica a partir das informações disponibilizadas pela ANP, pelo Ministério da Economia (ME), pela British Petroleum (BP), pelo Fundo Monetário Internacional (FMI) e pelo Tribunal de Contas do Estado do Espírito Santo (TCE-ES). O documento completo pode ser acessado na página do Ideies, no endereço www.portaldaindustria-es.com.br

Boa Leitura

Marcelo Barbosa Saintive
Diretor Executivo do Ideies

Federação das Indústrias do Estado do Espírito Santo – Findes

Cristhine Samorini – Presidente

Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial – Senai/ES

Mateus Simões de Freitas – Diretor Regional

Serviço Social da Indústria – Sesi/ES

Mateus Simões de Freitas – Superintendente Regional

Diretoria 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 do Observatório do Ambiente de Negócios

Mayara Lyra Bertolani – Analista de Estudos e Pesquisas

Nathan Marques Diirr – Analista de Estudos e Pesquisas

Thais Maria Mozer – Analista de Estudos e Pesquisas

Colaboração

Bárbara Costa Lerbach

Projeto Gráfico, Diagramação, Revisão e Ilustração

Curumim – Vida Para Marcas

GERÊNCIA DO OBSERVATÓRIO DO AMBIENTE DE NEGÓCIOS

Av. Nossa Senhora da Penha, 2053, 3º andar, Santa Lúcia,

Vitória, ES, CEP: 29.056-913 | (27) 3334-5626

ideies@findes.org.br | www.portaldaindustria-es.com.br

Receba nossas novidades: (27) 98818-2897

Twitter @ideies LinkedIn @ideies Instagram @ideies

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

– Vol. 4, 2021 – Espírito Santo: Ideies, 1971 – Anual

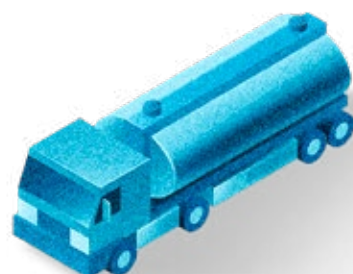
ISSN 2595-9255

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

CDU: 67(815.2)

SUMÁRIO

ÍNDICE DE GRÁFICOS	8
ÍNDICE DE QUADROS	9
ÍNDICE DE TABELAS	9
ÍNDICE DE FIGURAS	10
1. PANORAMA INTERNACIONAL	13
1.1. PREÇOS INTERNACIONAIS	13
1.2. RESERVAS	14
1.3. PRODUÇÃO	15
1.4. DEMANDA	17
1.5. REFINO	19
2. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO ESPÍRITO SANTO	23
2.1. ATIVIDADE PERFURATÓRIA	23
2.2. DECLARAÇÕES DE INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS	25
2.3. DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE	26
2.4. RESERVA DE PETRÓLEO	27
2.5. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	29
2.5.1. PRODUÇÃO OFFSHORE	30
2.5.1.1. PRODUÇÃO PRÉ-SAL CAPIXABA	32
2.5.2. PRODUÇÃO ONSHORE	33
2.6. VIDA ÚTIL DAS RESERVAS DE PETRÓLEO	35



3. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS E REFLEXOS ECONÔMICOS	37
3.1. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS	37
3.1.1. ROYALTIES	40
3.1.2. PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS (PE)	43
3.2. PAGAMENTO AOS PROPRIETÁRIOS DE TERRA	44
3.3. MERCADO DE TRABALHO	46
3.4. SETOR EXTERNO	49
4. PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO	53
4.1. REGULAMENTAÇÃO	53
4.2. PROJETOS E PROGRAMAS DESENVOLVIDOS COM O RECURSO DA CLÁUSULA DE PD&I	55
4.3. EXECUTORES DOS PROJETOS E PROGRAMAS FINANCIADOS PELA CLÁUSULA DE PD&I	59
4.3.1. INSTITUIÇÕES CADASTRADAS	60
4.3.2. EMPRESAS BRASILEIRAS	61
BOX 1 – A IMPORTÂNCIA DA SINERGIA ENTRE LABORATÓRIOS FEDERAIS E EMPRESAS INOVADORAS	64
5. OPORTUNIDADES PARA O ESPÍRITO SANTO	67
5.1. INVESTIMENTOS ANUNCIADOS	67
5.2. PRÓXIMAS RODADAS	70
5.3. OFERTA PERMANENTE	71
5.4. PLANO DE DESINVESTIMENTO DA PETROBRÁS	74
5.5. DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES	81
GLOSSÁRIO	86
ANEXOS	90
REFERÊNCIAS	95

Índice de gráficos

- 14 Gráfico 1** - Preço do barril de petróleo (US\$ por barril)
- 14 Gráfico 2** - Reservas provadas de petróleo no mundo (bilhões de barris)
- 15 Gráfico 3** - Reservas provadas de petróleo por países produtores (bilhões de barris) – 2019
- 16 Gráfico 4** - Produção de petróleo no mundo (mil barris/dia)
- 16 Gráfico 5** - Produção de petróleo por países produtores (mil barris/dia) – 2019
- 17 Gráfico 6** - Consumo de petróleo no mundo (mil barris/dia)
- 18 Gráfico 7** - Consumo de petróleo por países (mil barris/dia) – 2019
- 18 Gráfico 8** - Projeção do crescimento real do PIB (variação percentual anual %)
- 19 Gráfico 9** - Capacidade e refino de petróleo no mundo (mil barris/dia)
- 20 Gráfico 10** - Capacidade e refino de petróleo por país – 2019
- 20 Gráfico 11** - Distribuição regional da produção, consumo e refino do petróleo – 2019
- 24 Gráfico 12** - Poços perfurados onshore – Brasil, Espírito Santo e outros estados (em unidades)
- 25 Gráfico 13** - Poços perfurados offshore Brasil, Espírito Santo e outros estados (em unidades)
- 26 Gráfico 14** - Quantidade de declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo
- 27 Gráfico 15** - Quantidade de declarações de comercialidade no Espírito Santo
- 28 Gráfico 16** - Reservas totais de petróleo (em milhões de barris)
- 28 Gráfico 17** - Distribuição das reservas de petróleo por unidade federativa (em milhões de barris e %) – 2019
- 29 Gráfico 18** - Produção total de petróleo (em milhões de barris)
- 30 Gráfico 19** - Produção offshore de petróleo
- 31 Gráfico 20** - Produção mensal dos campos offshore no Espírito Santo (média diária bbl)
- 32 Gráfico 21** - Produção do pré-sal no Brasil e no Espírito Santo (média diária em Mbbl)
- 33 Gráfico 22** - Produção onshore de petróleo
- 34 Gráfico 23** - Produção mensal dos campos onshore no Espírito Santo (média diária bbl) – 2019
- 35 Gráfico 24** - Relação entre reserva (R) e produção (P) de petróleo (R/P) no Brasil e do Espírito Santo
- 38 Gráfico 25** - Evolução das participações governamentais no Brasil (% sobre o total)
- 38 Gráfico 26** - Receita das participações governamentais no Espírito Santo (R\$ milhões)

- 39 Gráfico 27** - Distribuição dos valores de royalties e participações especiais nas unidades federativas (R\$ bilhões) – 2019
- 40 Gráfico 28** - Receita de royalties no Espírito Santo (R\$ milhões)
- 42 Gráfico 29** - Municípios do Espírito Santo que mais receberam royalties – 2019
- 42 Gráfico 30** - Municípios do Espírito Santo com maior participação de royalties no total nas suas receitas (%) - 2019
- 44 Gráfico 31** - Receita de Participações Especiais no Espírito Santo em valores constantes (em R\$ milhões)
- 45 Gráfico 32** - Quantidade de proprietários da terra com participação sobre a produção de petróleo no Espírito Santo
- 45 Gráfico 33** - Pagamento aos proprietários da terra de participação sobre a produção de P&G no Espírito Santo (R\$ mil)
- 46 Gráfico 34** - Distribuição dos empregados formais no encadearamento produtivo do setor de P&G – Espírito Santo
- 49 Gráfico 35** - Total das exportações de petróleo e total das exportações no Espírito Santo
- 55 Gráfico 36** - Obrigações geradas pela cláusula de PD&I no Brasil (em R\$ bilhões)
- 55 Gráfico 36** - Obrigações geradas pela cláusula de PD&I no Brasil
- 57 Gráfico 37** - Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Brasil (nº de projetos)
- 58 Gráfico 38** - Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Espírito Santo
- 61 Gráfico 39** - Projetos desenvolvidos por empresas brasileiras com os recursos da cláusula de PD&I
- 67 Gráfico 40** - Investimento no setor de petróleo no mundo (em bilhões US\$)
- 82 Gráfico 41** - Distribuição de Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) aprovados pela ANP, por Bacia
- 84 Gráfico 42** - Investimentos Previstos para o Programas de Descomissionamento (PDI) no Brasil – 2021-2025

Índice de quadros

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

Índice de tabelas

- 39 Tabela 1** - Arrecadação de royalties e de participação especial no estado e nos municípios do Espírito Santo (R\$ milhões)
- 41 Tabela 2** - Royalties pagos por campos produtores no Espírito Santo – 2019
- 43 Tabela 3** - Participações governamentais (royalties e participações especiais) pagas por campo offshore – 2019
- 47 Tabela 4** - Empregos formais no encadearamento produtivo do setor de P&G no Espírito Santo

- 48 Tabela 5** - Características do mercado de trabalho da cadeia de P&G no Espírito Santo - 2019
- 50 Tabela 6** - Exportações de petróleo do Espírito Santo (US\$ milhões)
- 51 Tabela 7** - Importações de petróleo do Espírito Santo (US\$ milhões)
- 53 Tabela 8** - Percentual aplicado na receita bruta das concessionárias para cláusula de PD&I, por modalidade contratual dos campos em produção
- 59 Tabela 9** - Investimentos em PD&I autorizados pela ANP no Brasil pelas principais concessionárias - Acumulado de novembro/2005 até junho/2020
- 60 Tabela 10** - Número de Linhas de Pesquisa por área
- 61 Tabela 11** - Instituições do Espírito Santo que receberam recursos da cláusula de PD&I - 1998 - 2019
- 63 Tabela 12** - Desempenho das empresas capixabas nos processos e programas de ampla concorrência
- 69 Tabela 13** - Principais investimentos anunciados no setor de Petróleo e Gás no Espírito Santo para os próximos 5 anos
- 74 Tabela 14** - Acompanhamento das áreas em oportunidade para Oferta Permanente (OP) no Espírito Santo
- 75 Tabela 15** - Acompanhamento das áreas em processo de venda pela Petrobras

83 Tabela 16 - Relação de Programas de Descomissionamento (PDI) da Bacia do Espírito Santo, aprovados e em análise

90 Tabela 17 - Projetos financiados com os recursos da cláusula de PD&I no Espírito Santo - 2000-2019

Índice de figuras

51 Figura 1 - Principais destinos das exportações de óleo bruto de petróleo do Espírito Santo em 2019

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

65 Figura 3 - Principais competências dos laboratórios da UFES

70 Figura 4 - Agenda de rodadas autorizada e anunciada pela ANP para o Espírito Santo

71 Figura 5 - Áreas em oferta na 17ª rodada da ANP - Espírito Santo

73 Figura 6 - Áreas arrematadas no 2º Ciclo da Oferta Permanente no Espírito Santo

76 Figura 7 - Oportunidades com a venda de ativos da Petrobras no Espírito Santo

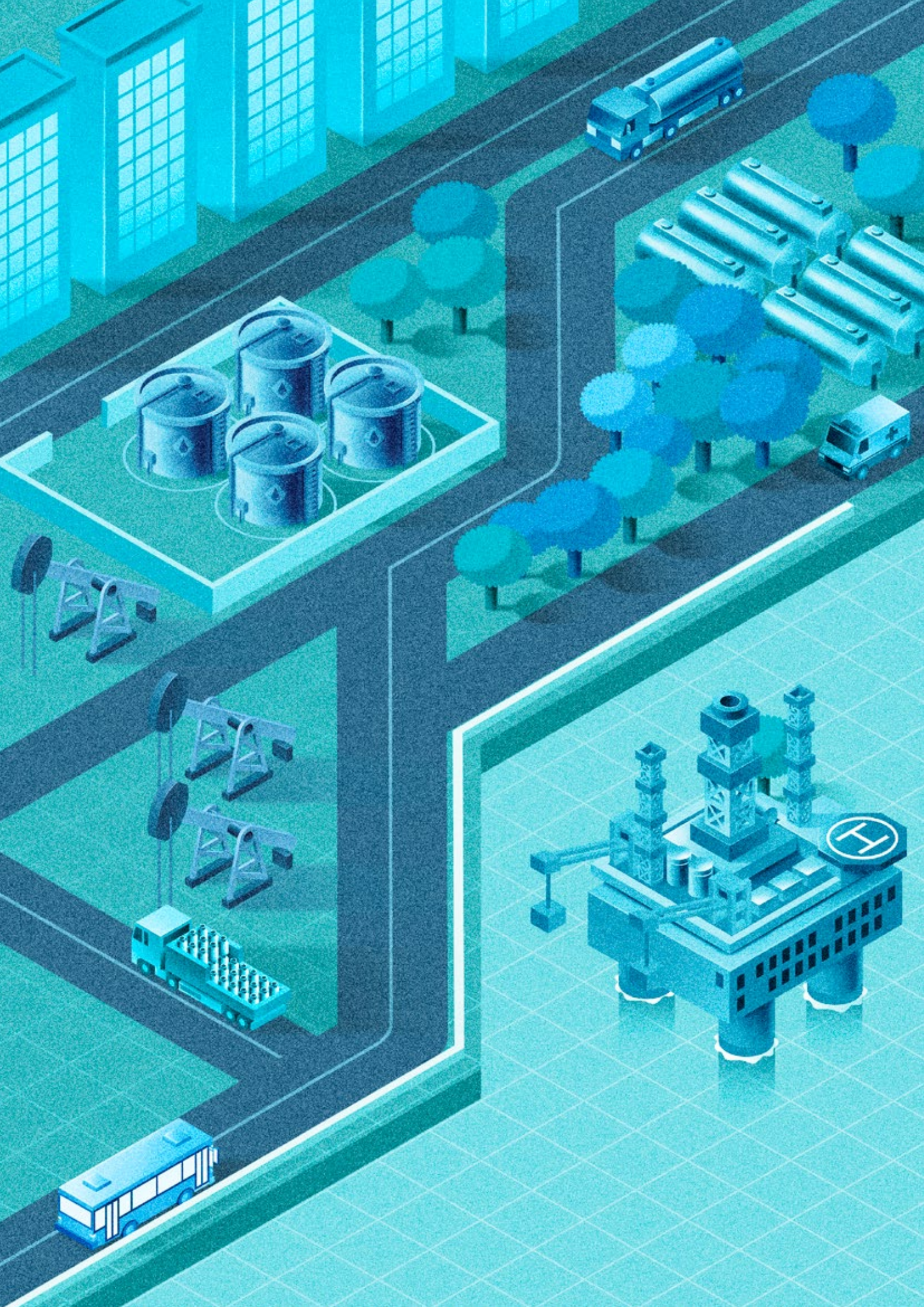
77 Figura 8 - Polo Norte Capixaba

78 Figura 9 - Blocos exploratórios ES-T-506 e ES-T-516

79 Figura 10 - Polo Golfinho e Polo Camarupim

81 Figura 11 - Blocos exploratórios





Capítulo 1

PANORAMA INTERNACIONAL

A cadeia de petróleo e gás natural possui dimensões globais. Para entender o setor em nível local é importante compreender como essa região se posiciona no mundo, em termos de influência sobre a demanda e a oferta mundial do insumo. Este mecanismo vai determinar os preços internacionais do petróleo,

que serão utilizados como referência por todos os países. Neste contexto, este capítulo apresenta o comportamento dos preços internacionais nas duas últimas décadas e quais são os principais países e regiões em termos de reservas de petróleo, oferta (produção), demanda e refino do insumo.

1.1 Preços internacionais

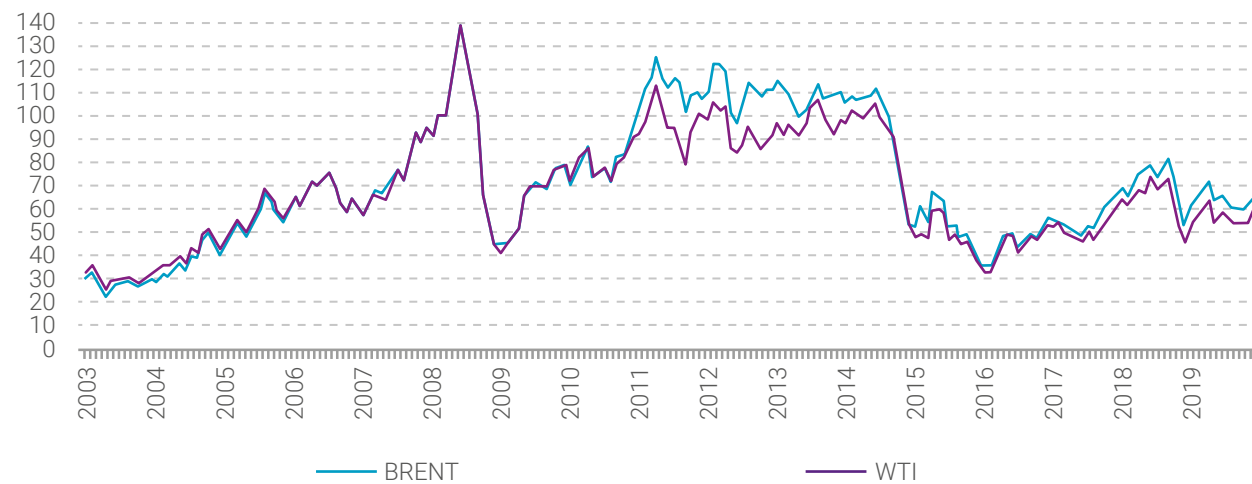
Em 2019, o preço do petróleo aumentou no primeiro semestre, alcançando valores superiores à média histórica. Contudo, no segundo semestre, a cotação média do barril de petróleo se aproximou da média histórica do período (gráfico 1), explicado principalmente pelas incertezas com relação à demanda global e às questões políticas. Em 2019, o WTI, referência do petróleo onshore no Texas, na Louisiana e na Dakota do Norte, foi cotado em US\$ 60,23 o barril. Já o Brent, referência do petróleo produzido no Mar do Norte, foi cotado em US\$ 53,50 o barril, também em 2019.

Em paralelo, estima-se que, em 2020, a economia mundial terá uma retração de 4,4%, de acordo com as projeções do Fundo Monetário Internacional (FMI). A justificativa está concentrada na crise econômica provocada pela pandemia do novo coronavírus. A queda da produção em todo o mundo provocou uma redução da demanda global por petróleo.

A desaceleração econômica global acarretou uma oferta maior do que a demanda por petróleo e, com isso, uma queda acentuada na cotação internacional do barril de petróleo. Em janeiro de 2020 o WTI foi cotado em US\$ 58,16 por barril de petróleo e em abril atingiu o menor valor da série histórica, US\$ 19,33 por barril de petróleo. Já o Brent, iniciou o ano de 2020 com a cotação US\$ 51,56 por barril de petróleo, e em junho também teve sua menor cotação da série histórica, ao registrar US\$19,56 por barril de petróleo.

No tocante às expectativas, o FMI espera que, para 2020, o preço do barril do petróleo alcance uma média anual de US\$ 36,20 e para 2021, US\$ 37,50. O órgão avalia ainda que os preços devem aumentar depois de 2021, com um preço médio de US\$ 46,00, inferior em 25% ao que foi registrado em 2019.

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



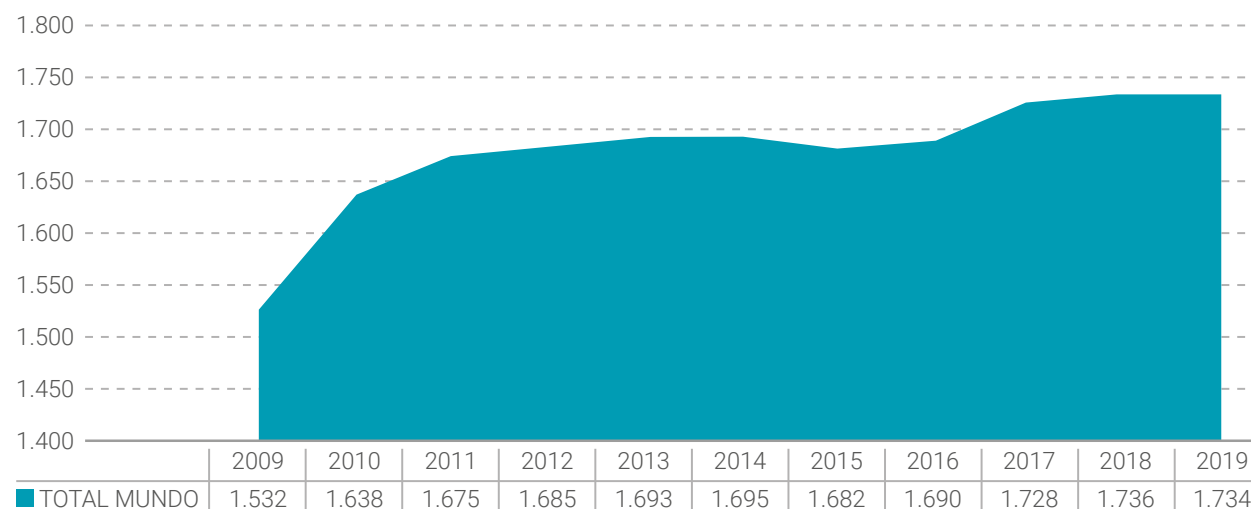
Fonte: Investing.com. Elaboração: Ideies/Findes

1.2 Reservas

O total de reservas de petróleo do mundo¹, em 2019, foi 1,73 trilhões de barris de petróleo, praticamente estável em relação a 2018, com uma leve queda de 0,1%, em termos absolutos a redução foi de 2,1 bilhões de barris. Cabe ressaltar que foi a primeira variação negativa

de petróleo nos últimos quatro anos. A divisão de reservas entre as regiões no mundo foram: Oriente Médio (48,1%), América do Sul e Central (18,7%), América do Norte (14,1%), Comunidade dos Estados Independentes² (8,4%), África (7,2%), Ásia (2,6%) e Europa (0,8%).

Gráfico 2 - Reservas provadas de petróleo no mundo (bilhões de barris)

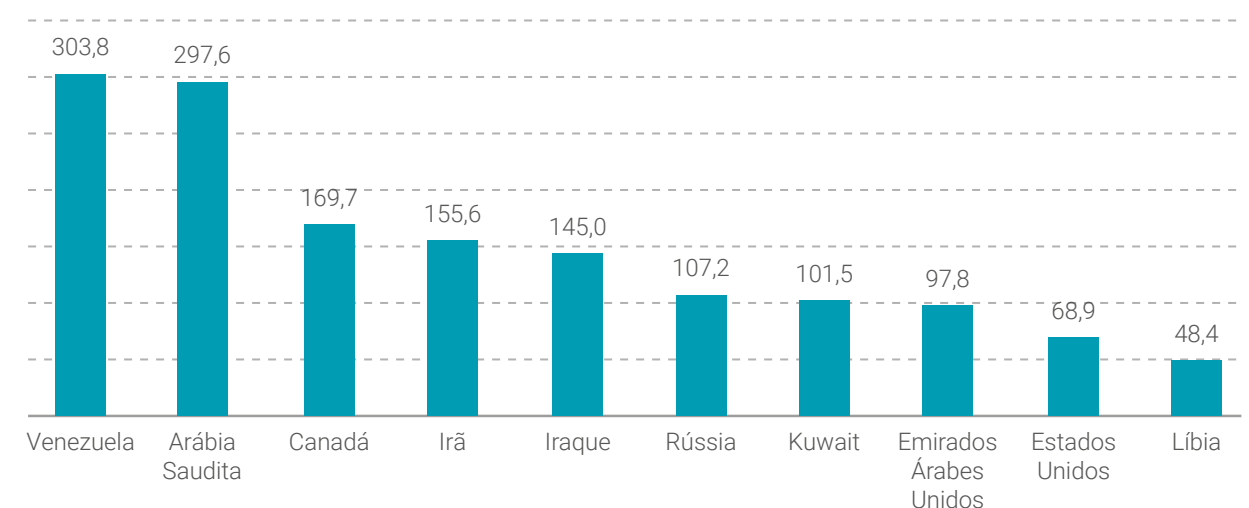


Fonte: BP Statistical Review of World. Elaboração: Ideies/Findes

Com relação às reservas dos países, a Venezuela e a Arábia Saudita são os dois países com a maior dotação do recurso, ambos com 303,8 e 297,6 bilhões de barris de petróleo, respectivamente (gráfico 3). O Brasil é o 15º país com a maior reserva do mundo, com 12,7 bilhões de barris de petróleo.

O Canadá foi o país que mais perdeu reservas em 2019, 1,08 bilhão de barris de petróleo, seguido do Brasil, com perda de 720 milhões de barris de petróleo. Já a Índia, foi o país que mais auferiu reservas de petróleo em 2019, foram 184,0 milhões de barris de petróleo, seguido da Colômbia que aumentou suas reservas em 177,8 milhões de barris.

Gráfico 3 - Reservas provadas de petróleo por países produtores (bilhões de barris) – 2019



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

1.3 Produção

Em 2019, a produção mundial de petróleo foi de 95,2 milhões de barris por dia, 0,1% inferior à registrada em 2018 (gráfico 4). Houve decréscimo de 2,1 milhões de barris por dia na produção, comparada com o ano anterior, o que provocou a primeira variação negativa na oferta de petróleo, desde 2009. A divisão entre as regiões no mundo foram: Oriente Médio (33,5%), América do Norte (31,9%), Comunidade dos Estados In-

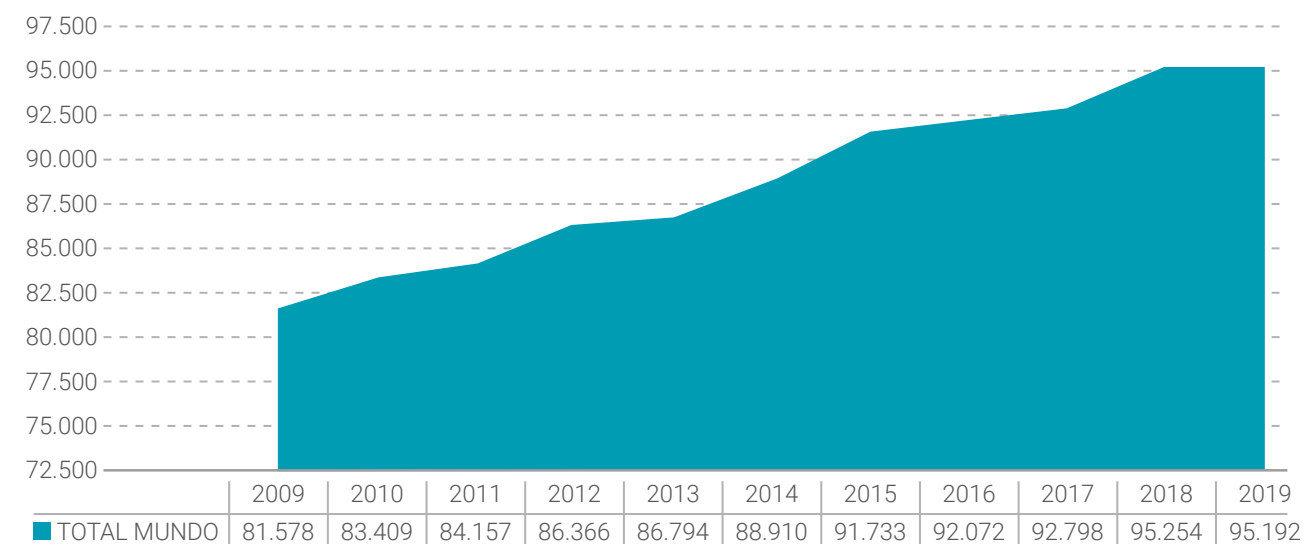
dependentes (15,4%), África (8,8%), Ásia (8,0%), América do Sul e Central (6,5%) e Europa (3,6%).

Os principais países produtores foram os Estados Unidos e a Arábia Saudita, com 17,9% e 12,4% de participação na produção de petróleo mundial, respectivamente (gráfico 5). O Brasil é o 10º país com a maior produção do insumo no mundo, com 2,9 milhões de barris por dia.

¹ O conceito utilizado foi o de Reservas Provadas de petróleo. As reservas provadas são aquelas que podem ser produzidas com alto nível de garantia.

² Países membros: Armênia, Azerbaijão, Bielorrússia, Cazaquistão, Moldávia, Quirguistão, Rússia, Tadjiquistão, Turcomenistão, Ucrânia e Uzbequistão.

Gráfico - 4 Produção de petróleo no mundo (mil barris/dia)

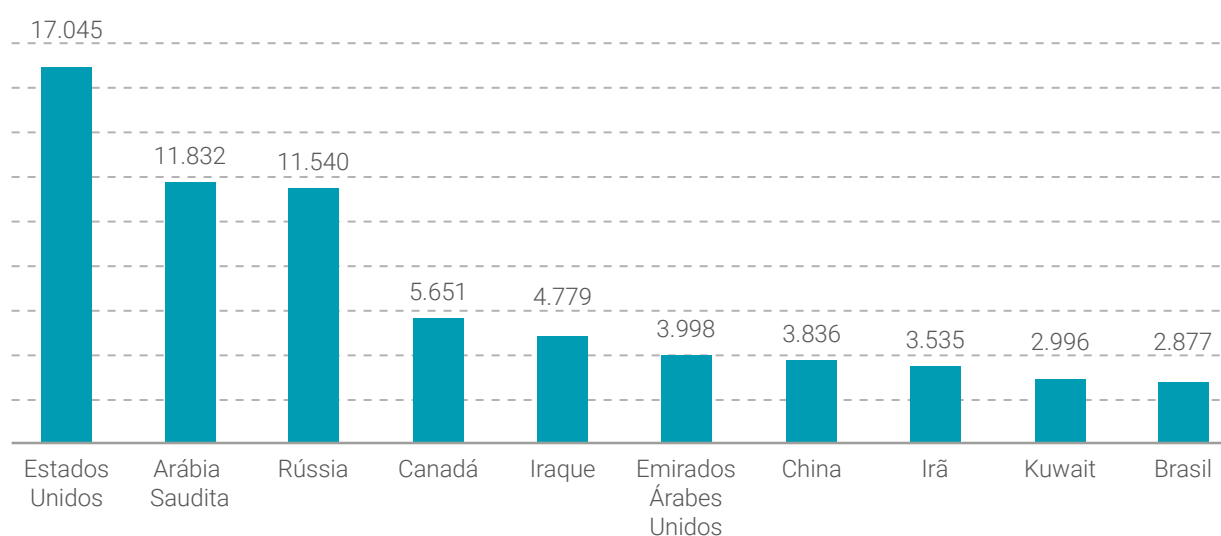


Fonte: BP Statistical Review of World. Elaboração: Ideies/Findes

Os Estados Unidos foi o país que mais aumentou a produção em 2019, 1,7 milhão de barris de petróleo por dia e o Irã foi o que mais reduziu a produção de petróleo, com perda de 1,3 milhão de barris por dia. Com relação aos países da Organização dos Países Produtores de Petróleo

(OPEP), a produção caiu 5,3% em 2019, alcançando a produção de 35,6 milhões de barris de petróleo por dia. Em contrapartida, a produção dos países não OPEP aumentou 3,4%, alcançando a produção de 59,6 milhões de barris de petróleo diários.

Gráfico 5 - Produção de petróleo por países produtores (mil barris/dia) – 2019



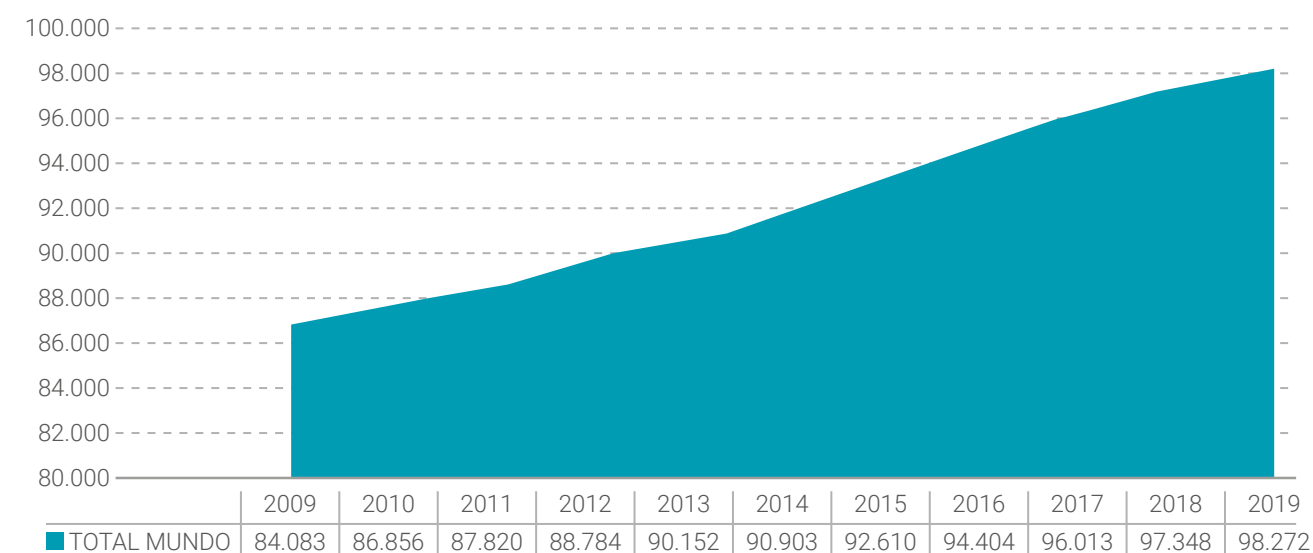
Fonte: BP Statistical Review of World. Elaboração: Ideies/Findes

1.4 Demanda

O consumo mundial de petróleo, em 2019, foi de 98,3 milhões de barris por dia, 0,9% superior ao registrado em 2018 (gráfico 6). Houve acréscimo de 924,1 mil barris, comparado com o ano anterior. A divisão entre as regiões no

mundo que mais consumiram petróleo foram: Ásia (36,8%), América do Norte (23,9%), Europa (15,2%), Oriente Médio (9,6%), América do Sul e Central (6,0%), Comunidade dos Estados Independentes (4,3%) e África (4,2%).

Gráfico 6 - Consumo de petróleo no mundo (mil barris/dia)



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

Os principais países consumidores foram os Estados Unidos (19,7%), China (14,3%) e Índia (5,4%), gráfico 7. O Brasil é o 9º país com a maior consumo do insumo no mundo, com 2,4 milhões de barris por dia. O consumo dos países pertencentes à OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico) foi de 45,8 milhões de barris de petróleo diariamente, inferior ao registrado pelos países não OCDE, de 52,5 milhões de barris diários. Desde 2013, os países pertencentes a esta organização consomem menos petróleo do aqueles de fora dela.

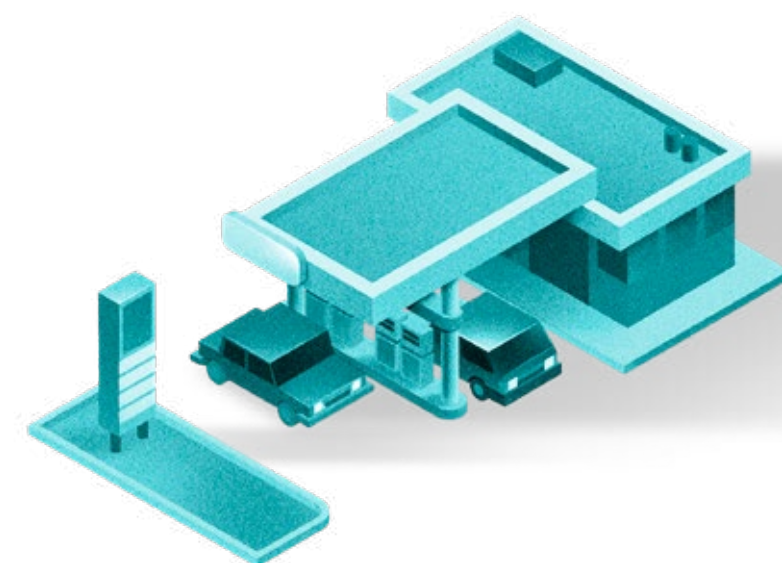
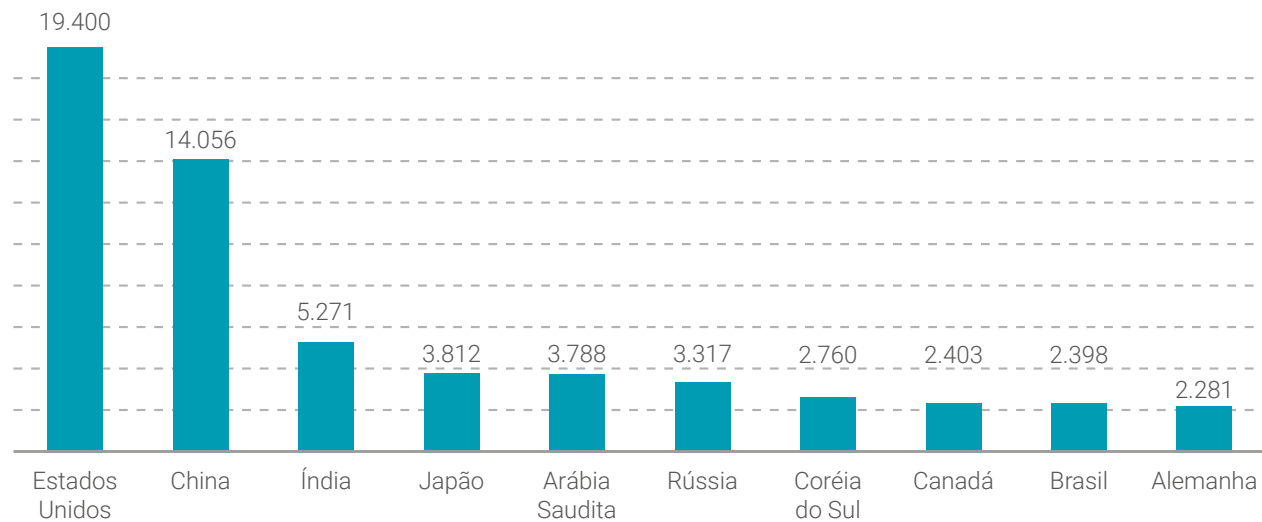


Gráfico 7 - Consumo de petróleo por países (mil barris/dia) – 2019

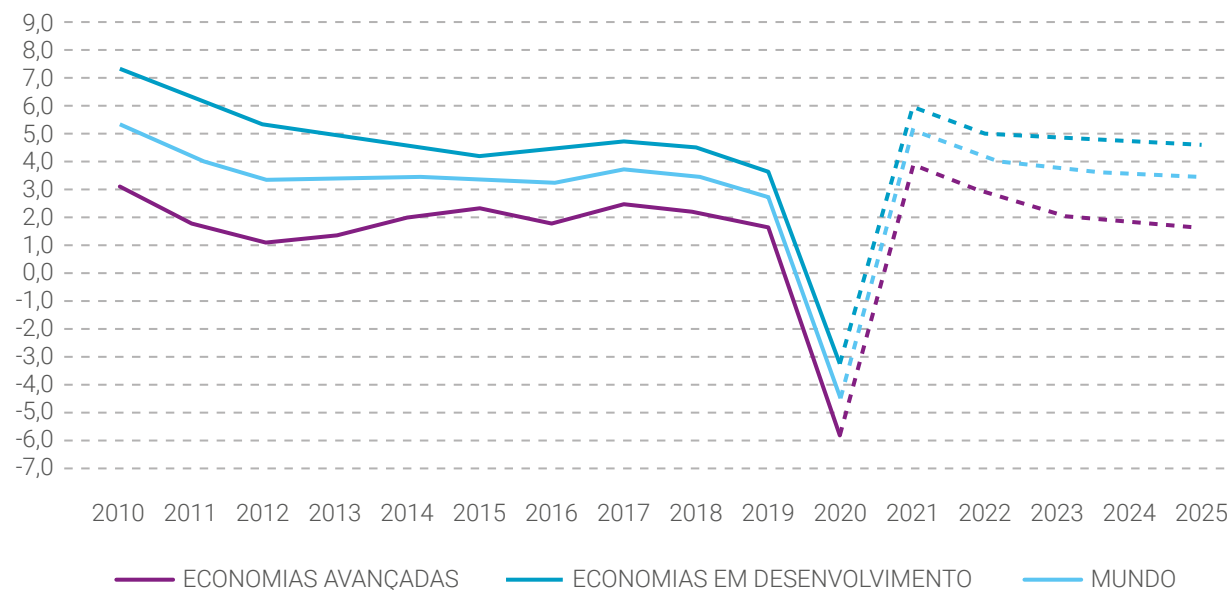


Fonte: BP Statistical Review of World. Elaboração: Ideies / Findes.

O consumo de petróleo possui forte relação com o crescimento da produção global. O gráfico 8 apresenta a projeção de crescimento do PIB mundo. De acordo com as projeções do FMI, a queda da produção devido à crise sanitária do novo coronavírus será oriunda, principalmente, das econo-

mias avançadas (-5,8%) e, em menor intensidade, das economias em desenvolvimento (-3,3%). Para 2021, as projeções consolidam um retorno mais rápido para as economias em desenvolvimento (6,0%) puxado, principalmente pelo crescimento da Índia (8,8%) e da China (8,2).

Gráfico 8 - Projeção do crescimento real do PIB (variação percentual anual %)



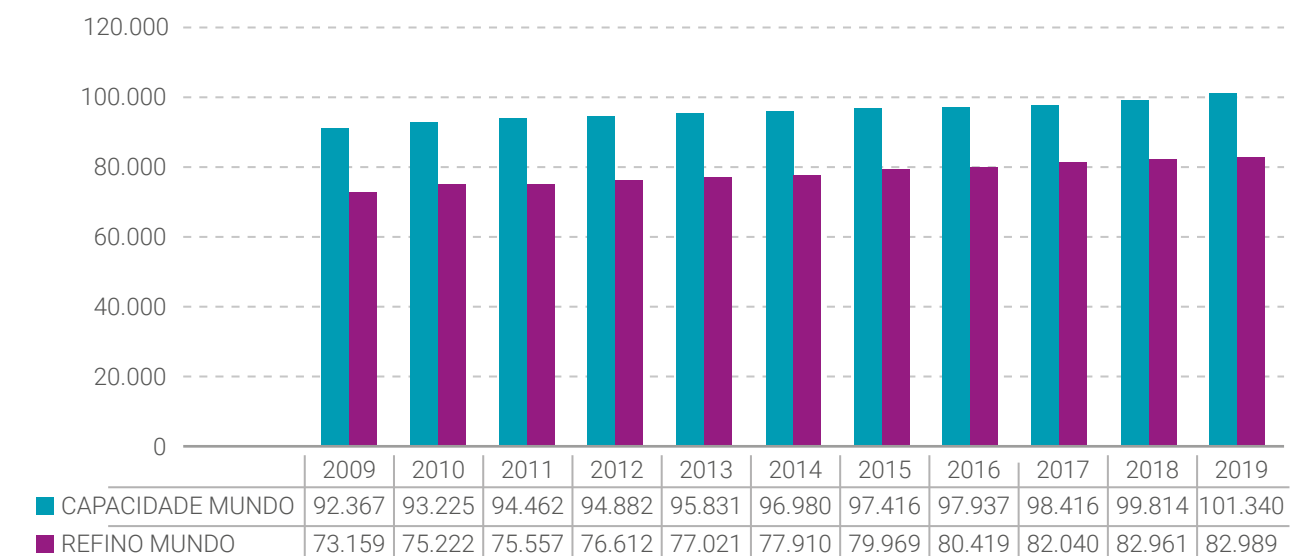
Fonte: Fundo Monetário Internacional (FMI). Elaboração: Ideies/Findes.

1.5 Refino

A capacidade instalada de refino mundial foi de 101,3 milhões barris por dia, em 2019. Houve um acréscimo de 1,5 milhões de barris por dia, comparado com o ano anterior. A divisão entre as regiões no mundo foram: Ásia (35,0%), América do Norte (22,3%), Europa (15,4%), Oriente médio (9,9%), Comunidade dos Estados Independentes (8,2%), América do Sul e Central (5,9%) e África (3,2%).

Já o refino de petróleo foi de 83,0 milhões de barris por dia, em 2019. Houve acréscimo de 28 mil barris de petróleo refinado no mundo, 0,03% a mais do que o registrado no ano anterior (gráfico 9). A divisão entre as regiões no mundo foi: Ásia (36,5%), América do Norte (22,9%), Europa (15,4%), Oriente médio (10,3%), Comunidade dos Estados Independentes (8,3%), América do Sul e Central (4,2%) e África (2,5%).

Gráfico 9 - Capacidade e refino de petróleo no mundo (mil barris/dia)

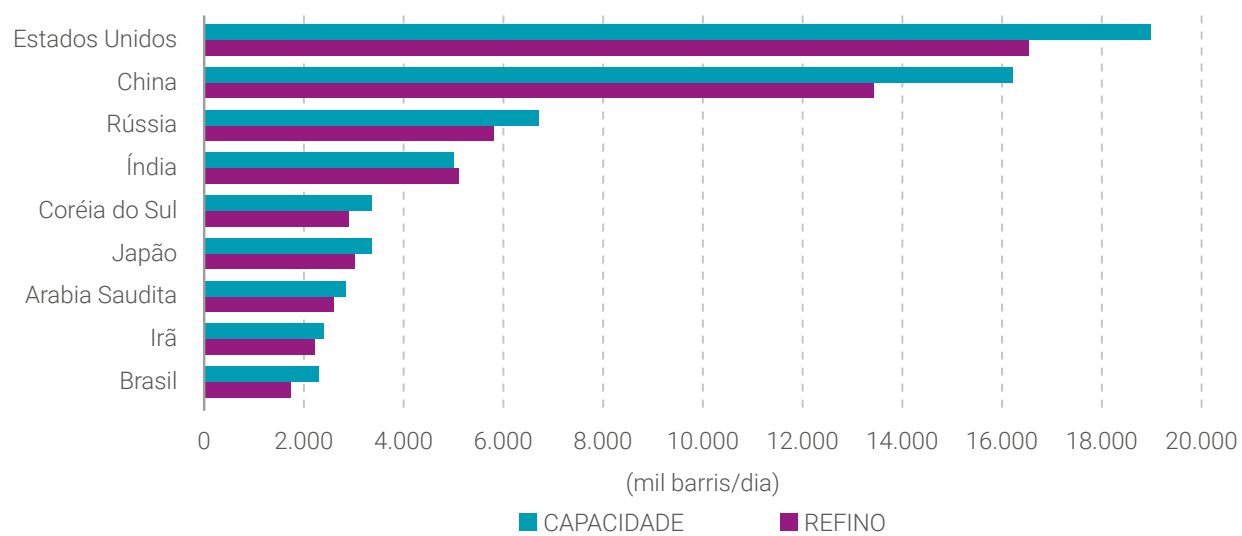


Fonte: BP Statistical Review of World. Elaboração: Ideies / Findes.

Os países com a maior capacidade de refino são Estados Unidos (18,7%), China (16,0%) e Rússia (6,6%), gráfico 10. O Brasil é o 9º país com a maior capacidade de refino do mundo, com 2,3 milhões de barris por dia. O parque de refino dos países pertencentes à OCDE foi de 45,1 milhões de barris de petróleo diariamente, inferior ao registrado pelos países não permanentes a esta organização, de 56,2 milhões de barris diários. Desde 2009, os países não pertencentes à OCDE possuem o parque do refino com maior capacidade do que os países pertencentes à OCDE.

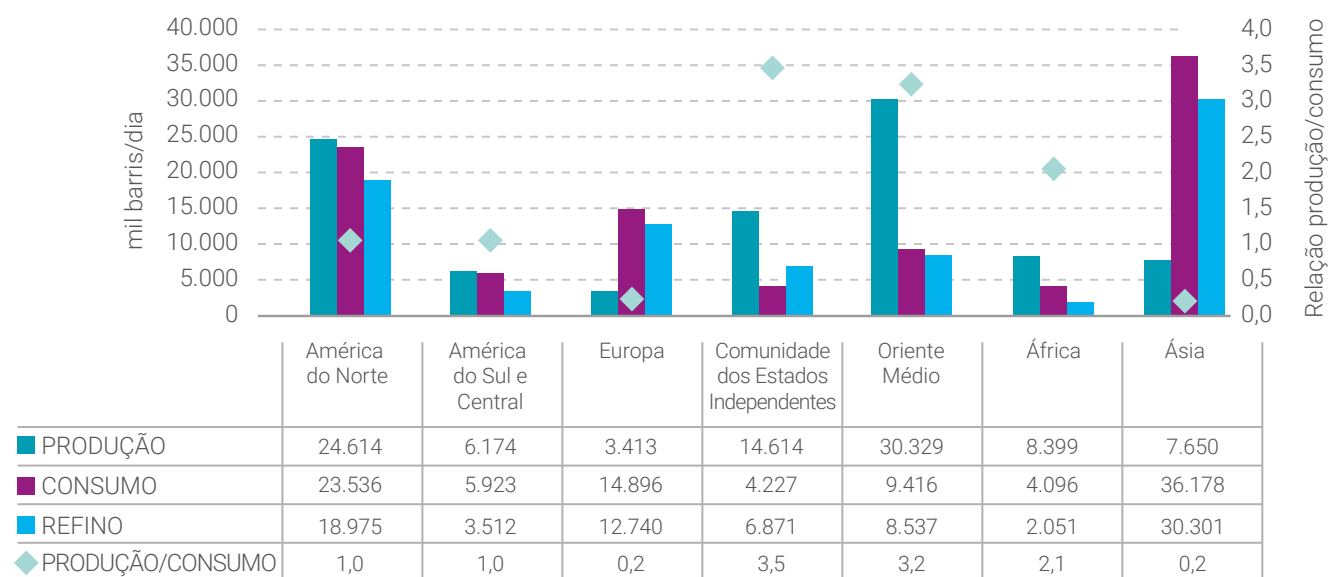
Os países que mais refinaram petróleo no mundo foram Estados Unidos (20,0%), China (16,2%) e Rússia (7,0%), gráfico 10. O Brasil é o 11º país com o maior refino de petróleo no mundo, com 1,8 milhão de barris por dia. Os Estados Unidos foi o país que mais reduziu o refino de petróleo em 2019, com queda de 400 mil barris de petróleo não refinado por dia. Já a China, foi o país que mais refinou o petróleo, com aumento de 949 mil barris de petróleo refinado, em 2019.

Gráfico 10 - Capacidade e refino de petróleo por país – 2019



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

Gráfico 11 - Distribuição regional da produção, consumo e refino do petróleo – 2019

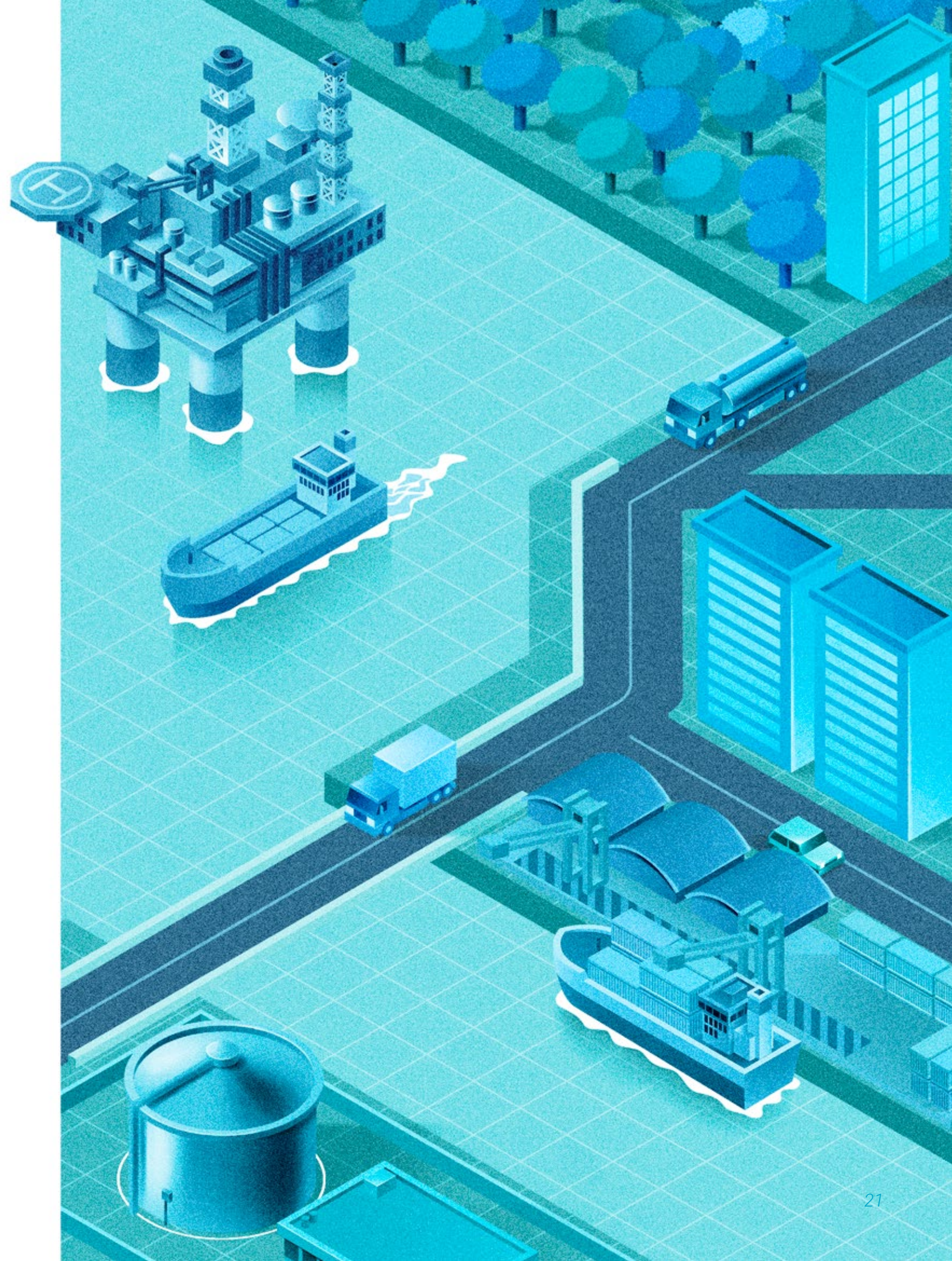


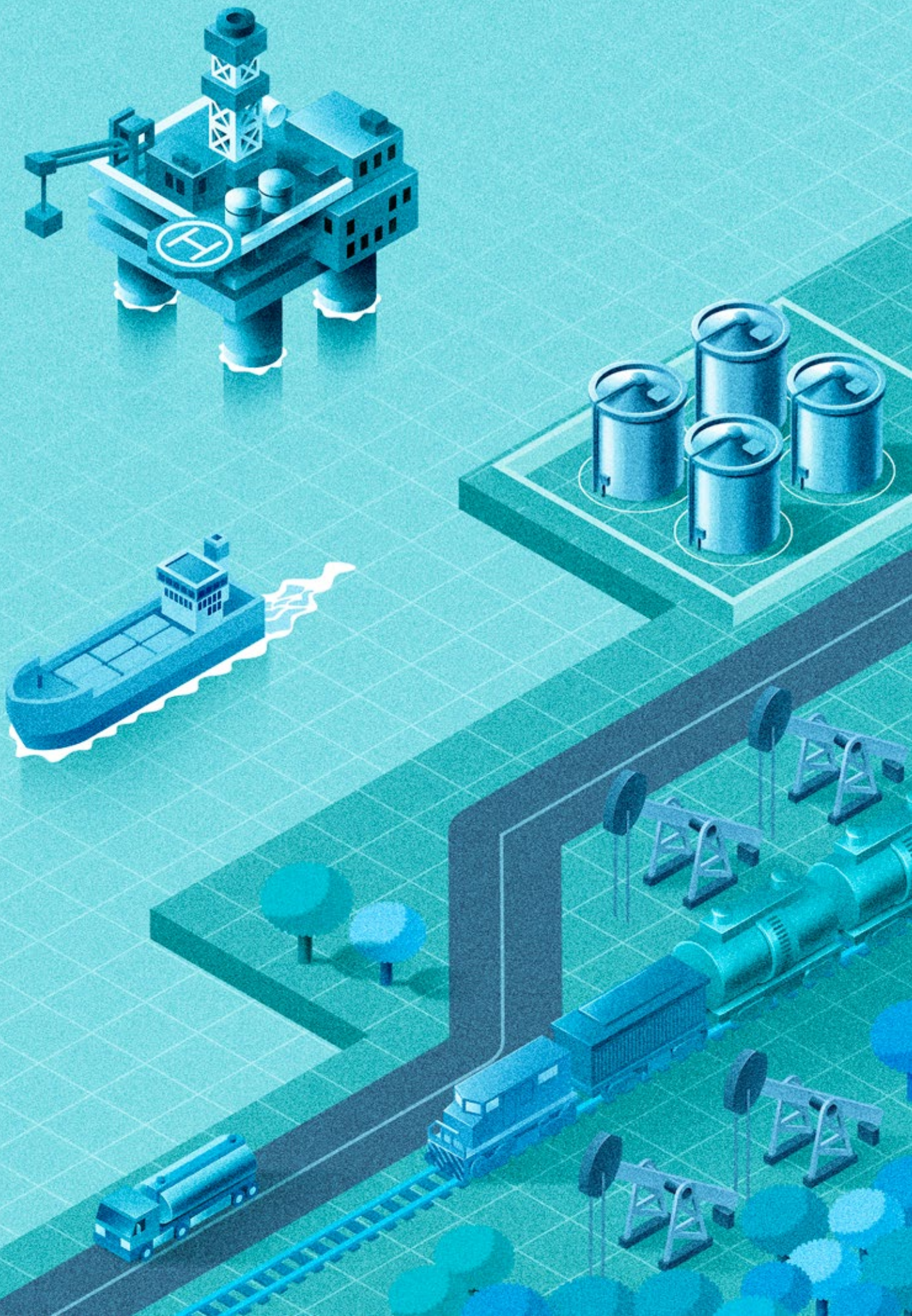
Fonte: BP Statistical Review of World. Elaboração: Ideies / Findes.

O gráfico 11 resume a distribuição mundial da produção, do consumo e do refino de petróleo em 2019. Em síntese, a produção está concentrada no Oriente Médio e nos Estados Unidos. O refino e o consumo centralizados na Ásia e na América do Norte.

O indicador produção sobre consumo quantifica o quanto uma região produz em relação ao seu

consumo. Quando o indicador é maior que 1, significa que a região produz mais petróleo do que consome. De forma inversa, quando o indicador é menor que 1, significa que a região produz menos petróleo do que consome. A Comunidade dos Estados Independentes (3,5) e o Oriente Médio (3,2 pontos) são as regiões com a maior relação produção e consumo e a Europa (0,2) e a Ásia (0,2) são as regiões com a menor relação.





Capítulo 2

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO ESPÍRITO SANTO

O Estado do Espírito Santo possui 67 campos produtores de petróleo e 26 blocos exploratórios divididos em duas bacias sedimentares: parte da bacia de Campos e a totalidade da bacia do Espírito Santo. Na confrontação com a bacia de Campos, o estado possui 7 campos em produção e 5 blocos exploratórios. Já na bacia do Espírito Santo são 60 campos em produção, sendo 7 na parte offshore e 53 na parte onshore. Ainda nessa última bacia, são 21 blocos exploratórios, 10 na parte offshore e 11 na parte onshore.

Cabe destacar que 15 campos produtores onshore estão em processo de devolução à ANP. São 14 campos devolvidos pela Petrobras e 1 campo devolvido pela Petrosynergy. Além disso, dois campos possuem acumulações marginais: Crejoá, operada pela Central Resources e o campo de Rio Ipiranga, operada pela Imetame e pela IPI. Atuam no estado 10 petroleiras com campos produtores, sendo 4 empresas estrangeiras (Shell Brasil, ONGC, QPI Brasil e Central Resources) e 6 empresas nacionais (Petrosynergy, OPEnergia, Vipetro, IPI, Imetame e Petrobras). A Petrobras possui a concessão dos campos com maior produtividade do estado.

2.1 Atividade perfuratória

As petroleiras estão sujeitas aos contratos de exploração e produção de uma determinada área arrematada em um leilão. A fase exploratória possui como objetivo o descobrimento de jazidas de petróleo e/ou gás natural, bem como a avaliação da comercialidade para depois iniciar a fase de produção do campo. É na fase exploratória que a petroleira precisa realizar o Programa Exploratório Mínimo (PEM), acordado em contrato. Nessa etapa são realizadas a aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magnetométricos, geoquímicos e a perfuração dos poços. O acompanhamento da perfuração de poços é um importante

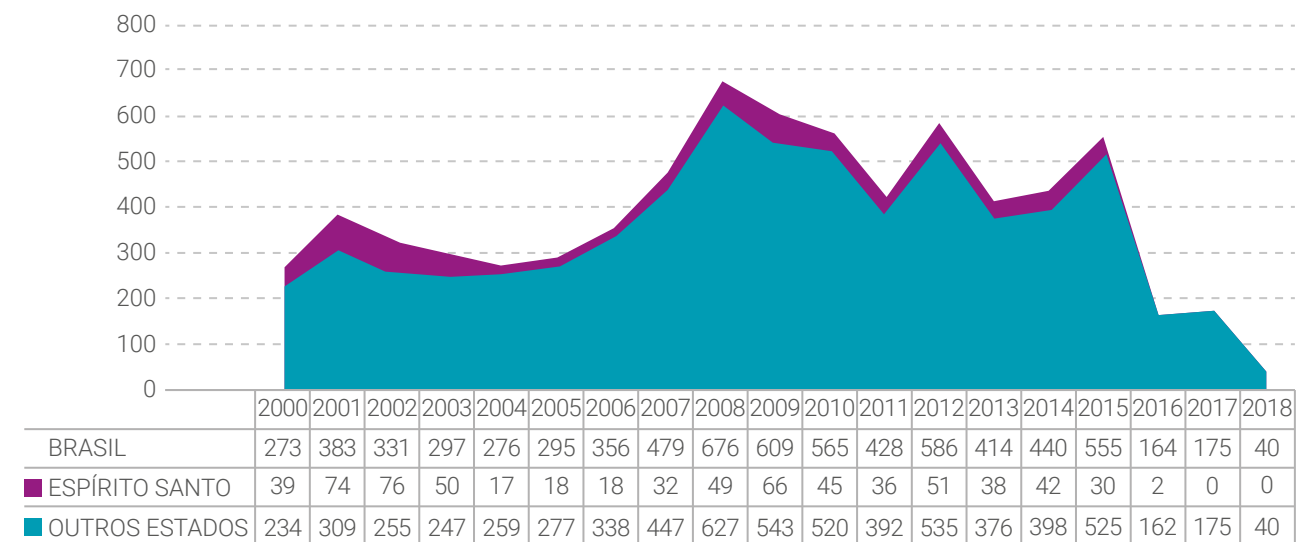
indicador da indústria do petróleo por ser um termômetro da atividade que antecede a produção.

Entre 2000 e 2018, foram perfurados 10.277 poços em todo o Brasil, 71,4% no onshore e 28,6% no offshore. No Espírito Santo foram perfurados 1.116 poços, 61,2% no onshore e 38,8% no offshore. A análise de dados revelou que a expansão e retração da atividade perfuratória entre o onshore e o offshore ocorreram em diferentes períodos. A ascensão da perfuração onshore foi entre 2000 e 2009, enquanto a no offshore foi de 2007 a 2010.

Na atividade onshore, foram perfurados 7.342 poços entre 2000 e 2018 em todo o Brasil. Desse total, 47,2% estão produzindo e 17,2% foram fechados³. No período entre 2000 e 2009 foram perfurados 3.975 poços em todo o Brasil, um crescimento médio anual de 8,4%. No período entre 2010 e 2015, registrou estabilidade no número de perfurações, com queda média anual de 0,3%. Já entre 2016 e 2018, essa atividade teve queda média anual de 37,5%. A atividade perfuratória brasileira no onshore

perdeu dinamismo após o ano de 2015 (gráfico 12). Já no Espírito Santo, foram perfurados 683 poços onshore entre 2000 e 2018. Desse total, 33,2% estão produzindo e 17,0% foram abandonados permanentemente⁴. O último registro de perfuração onshore no estado foi em 2016, quando foram perfurados dois poços pela Petrobras no campo de Fazenda São Rafael, localizado em Linhares. Atualmente, esses poços foram abandonados.

Gráfico 12 - Poços perfurados onshore – Brasil, Espírito Santo e outros estados (em unidades)



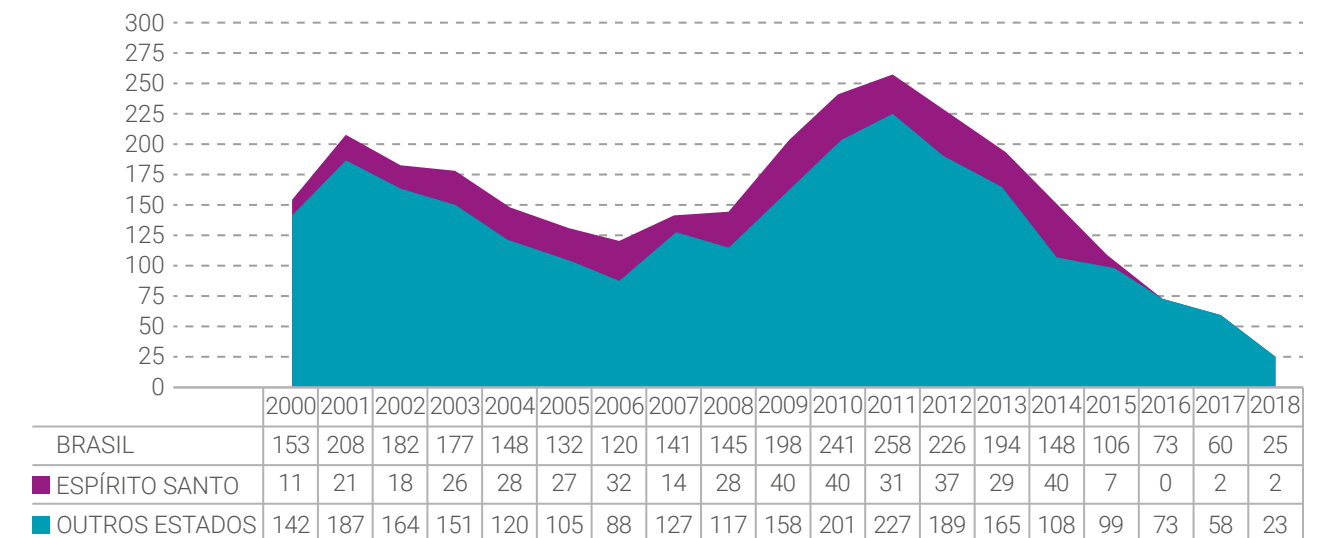
Elaboração: Ideies/Findes
Fonte: ANP

Já na atividade offshore, foram perfurados 2.935 poços entre 2000 e 2018 em todo o Brasil. Desse total, 49,5% foram abandonados permanentemente e 14,3% estão produzindo⁵. No período entre 2000 e 2006 foram perfurados 1.120 poços em todo o Brasil, com decréscimo médio de 3,0% ao ano. Já no período entre 2007 e 2011, as perfurações cresceram 12,8% em média anual. Porém, entre 2011 e 2018, essa atividade teve queda média anual de 27,0%. A atividade perfuratória brasileira

no offshore perdeu dinamismo após o ano de 2011 (gráfico 13).

Já no Espírito Santo, foram perfurados 433 poços offshore entre 2000 e 2018. Desse total, 67,4% foram abandonados permanentemente e 14,1% estão produzindo⁶. O último registro de perfuração offshore no estado foi em 2018 quando foram perfurados dois poços pela Petrobras, uma perfuração no bloco C-M-596 e outra no campo de Jubarte, ambos abandonados.

Gráfico 13 - Poços perfurados offshore Brasil, Espírito Santo e outros estados (em unidades)



Elaboração: Ideies/Findes
Fonte: ANP

2.2 Declarações de indícios de hidrocarbonetos

As declarações de hidrocarbonetos são emitidas pela petroleira quando há a ocorrência de hidrocarbonetos ou quaisquer outros recursos naturais na área explorada. A análise das declarações pode ser utilizada como um termômetro da atividade exploratória e da produção futura em determinada região. No Espírito Santo, as decla-

rações de hidrocarbonetos foram desacelerando ao longo do tempo. Por exemplo, no período mais recente, entre 2016 e 2020, houve oscilações entre 0 e 3 declarações por ano (gráfico 14).

Entre 2000 e 2008, foram emitidas um total de 251 declarações de hidrocarbonetos, sendo 43,4% em

³ O restante dos poços onshore no Brasil estão classificados como: abandonado temporariamente com monitoramento (10,7%), abandonado permanentemente (5,7%), arrasado (4,7%), injetando (4,6%), abandonado aguardando abandono definitivo/arrasamento (3,1%), abandonado temporariamente sem monitoramento (2,5%), em intervenção (1,3%), devolvido (1,2%) e outros (1,7%).

⁴ O restante dos poços onshore no Espírito Santo estão classificados como: fechado (13,3%), abandonado temporariamente com monitoramento (8,8%), devolvido (7,8%), abandonado temporariamente sem monitoramento (6,3%), abandonado aguardando abandono definitivo/arrasamento (4,8%), arrasado (3,5%), operando para descarte (2,0%), em intervenção (1,2%) e outros (2,0%).

⁵ O restante dos poços offshore no Brasil estão classificados como: fechado (9,0%), abandonado temporariamente sem monitoramento (6,9%), injetando (6,5%), abandonado por logística exploratória (4,0%), abandonado aguardando abandono definitivo/arrasamento (1,6%), arrasado (1,6%), abandonado temporariamente com monitoramento (1,3%) e outros (3,4%).

⁶ O restante dos poços offshore no Espírito Santo estão classificados como: fechado (5,5%), injetando (4,8%), abandonado temporariamente sem monitoramento (4,2%), abandonado por logística exploratória (1,2%), abandonado aguardando abandono definitivo/arrasamento (1,2%) e outros (1,6%).

terra e 56,6% em mar. Já no período que compreende os anos entre 2009 e 2015, foram emitidas um total de 161 declarações, sendo 55,3% em terra e 44,7% em mar. Por fim, na fase mais recente da indústria, que compreende os anos entre 2017 e 2020, foram emitidas um total de 5 declarações de hidrocarbonetos, sendo 4 declarações em terra e apenas 1 declaração em mar. Em terra, as declarações de hidrocarbonetos foram emitidas para os

campos no bloco ES-T-476 (3 declarações) e ES-T-487 (1 declaração). Em mar, houve 1 declaração no campo de Golfinho.

Com relação aos fluidos encontrados, durante o período compreendido entre 2000 e 2020, 69,6% foi petróleo, 9,1% foi gás natural, 16,7% foi petróleo conjugado com gás e 4,6% não identificado.

Gráfico 14 - Quantidade de declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

2.3 Declarações de comercialidade

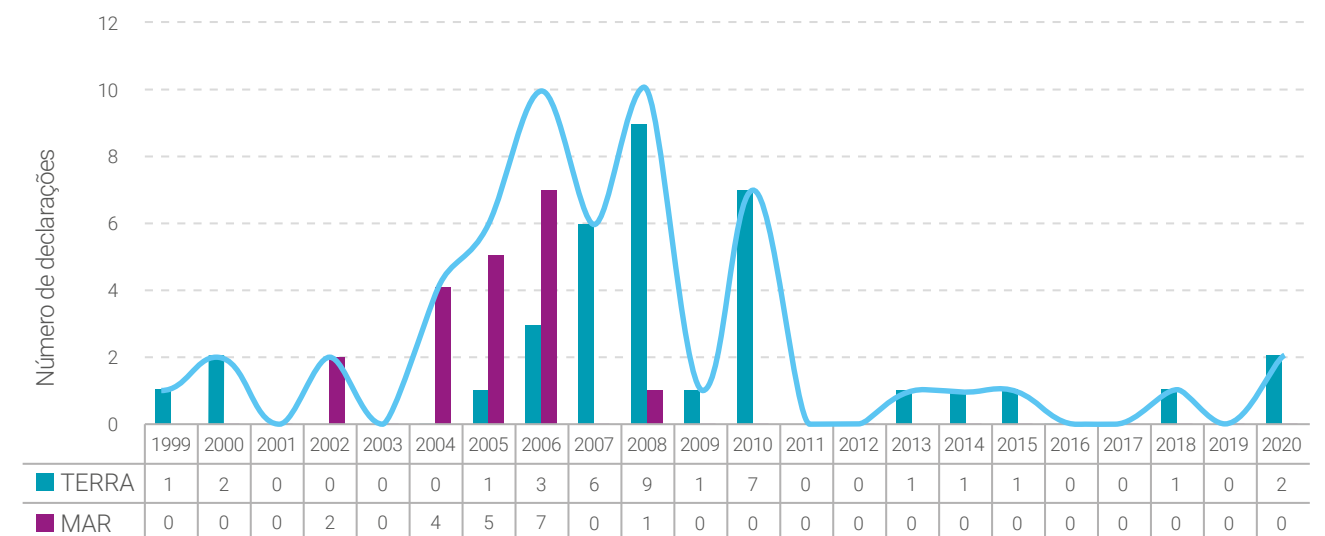
Após a notificação de indícios de hidrocarbonetos, é verificado se há viabilidade comercial para a produção das jazidas. Caso positivo, a empresa operadora deve emitir a declaração de comercialidade junto à ANP. Entre 2000 e 2010, o estado registrou um total de 48 declarações de comercialidade, sendo 39,6% no mar e 22,9% em terra. Já no período seguinte, entre 2011 e 2020, o Espírito Santo registrou 6 novas declarações de comercialidade, todos em terra (gráfico 15).

O destaque onshore foi a comercialidade de áreas com acumulações marginais. O bloco ES-T-486 no campo de Cancã emitiu declaração de comercialidade em 2018. O campo é operado pela Petrobras e atualmente consta no plano de desinvestimento da companhia na fase não vinculante. A proposta é que outras empresas de pequeno e médio porte possam operar em áreas que, atualmente, não são rentáveis para a Petrobras.

Além desse, em 2020 o bloco GB_AM4 no campo de Garça Branca e o bloco RM_AM4 no campo de Rio Mariricu registraram comercialidade. O campo de Garça Branca é operado pela Petromais Exploração e Produção, empresa que arrematou o campo na 4ª rodada de acumulações marginais da ANP, em

2017. Já o campo de Rio Mariricu é operado pela Ubuntu Engenharia, que também foi arrematado na 4ª rodada de áreas marginais. As duas empresas são exemplos de como a abertura do mercado no onshore para pequenas e médias empresas podem diversificar a produção em terra no Espírito Santo.

Gráfico 15 - Quantidade de declarações de comercialidade no Espírito Santo



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

2.4 Reserva de petróleo

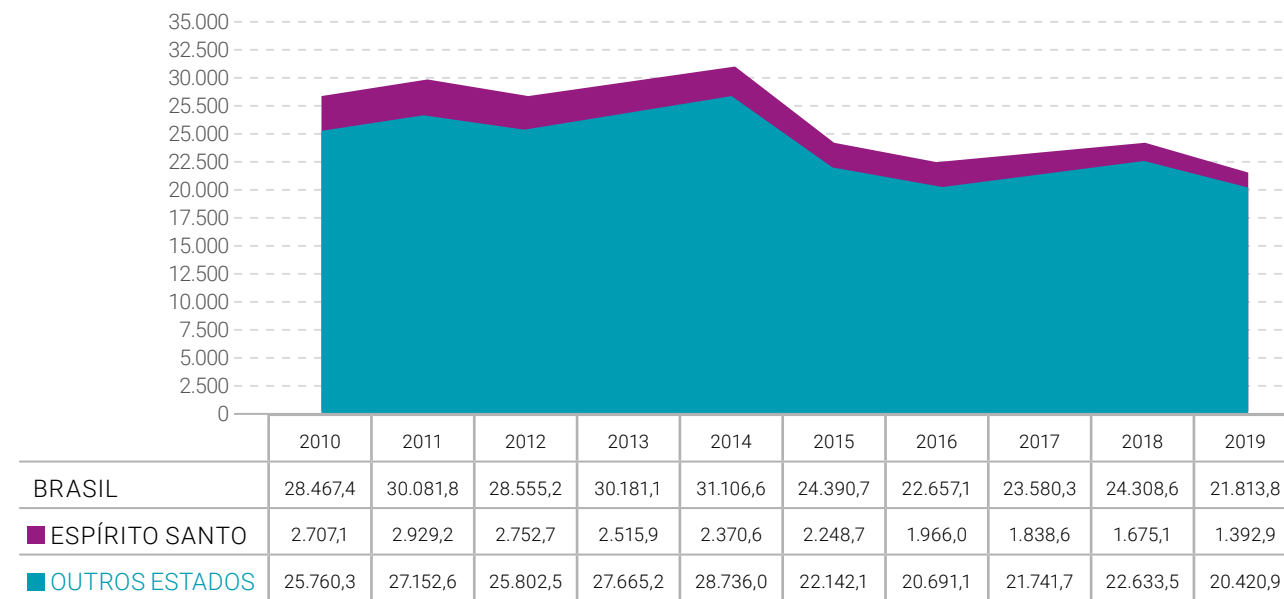
Em 2019, as reservas brasileiras de petróleo alcançaram 21,8 bilhões de barris⁷, 10,3% inferior ao registrado em 2018 (gráfico 16). O Espírito Santo alcançou, em 2019, uma reserva total de 1,4 bilhão de barris de petróleo, 16,8% inferior

ao que foi registrado no ano anterior. Apesar da queda, o estado é o segundo maior detentor de reservas entre as unidades federativas (6,4%), atrás apenas do Rio de Janeiro (85,7%).

⁷ O conceito utilizado foi o de Reservas Totais de petróleo. As reservas totais de petróleo são classificadas pela soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.



Gráfico 16 - Reservas totais de petróleo (em milhões de barris)

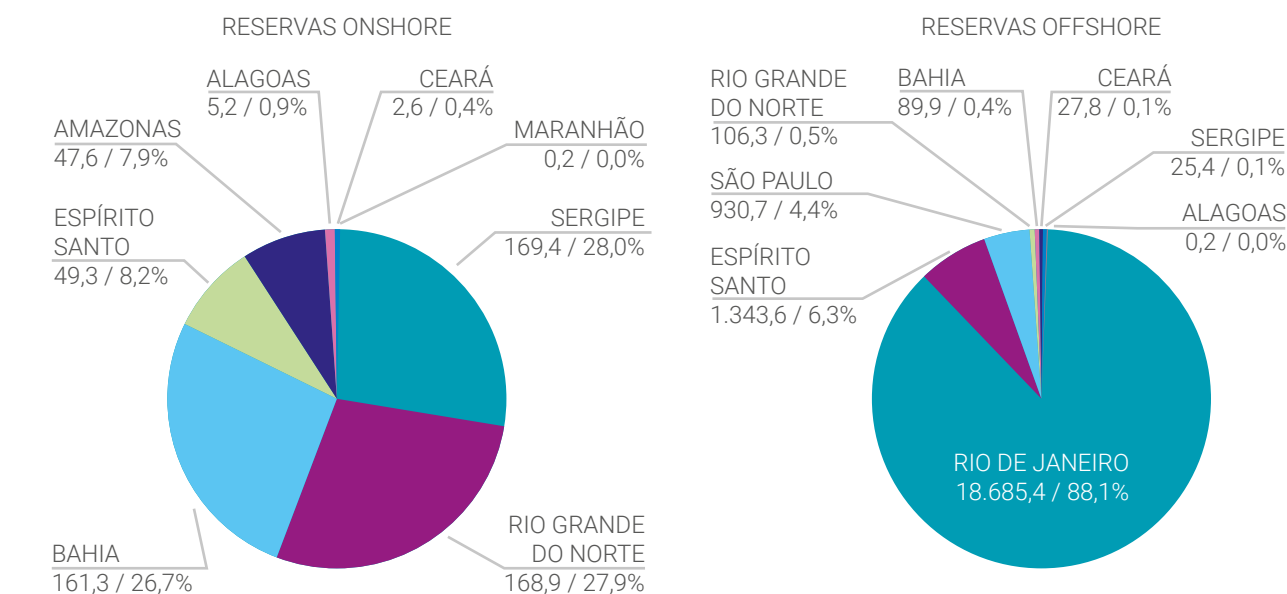


Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Com relação a distribuição das reservas entre onshore e offshore, 604,5 milhões de barris de petróleo estão localizados em terra (2,8%) e 21,2 bilhões de barris de petróleo na parte offshore (97,2%). Com relação à distribuição regional, 90,8% de toda a reserva onshore está

concentrada em quatro estados brasileiros: Sergipe (28,0%), Rio Grande do Norte (27,9%), Bahia (26,7%) e Espírito Santo (8,2%). Na parte offshore, 98,8% das reservas estão localizadas em três estados brasileiros: Rio de Janeiro (88,1%), Espírito Santo (6,3%) e São Paulo (4,4%).

Gráfico 17 - Distribuição das reservas de petróleo por unidade federativa (em milhões de barris e %) – 2019



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

O último registro de aumento de reservas de petróleo no Espírito Santo foi em 2011, quando o Estado registrou 2,9 bilhões de barris de petróleo, 47,6% superior ao atual nível de reserva. O

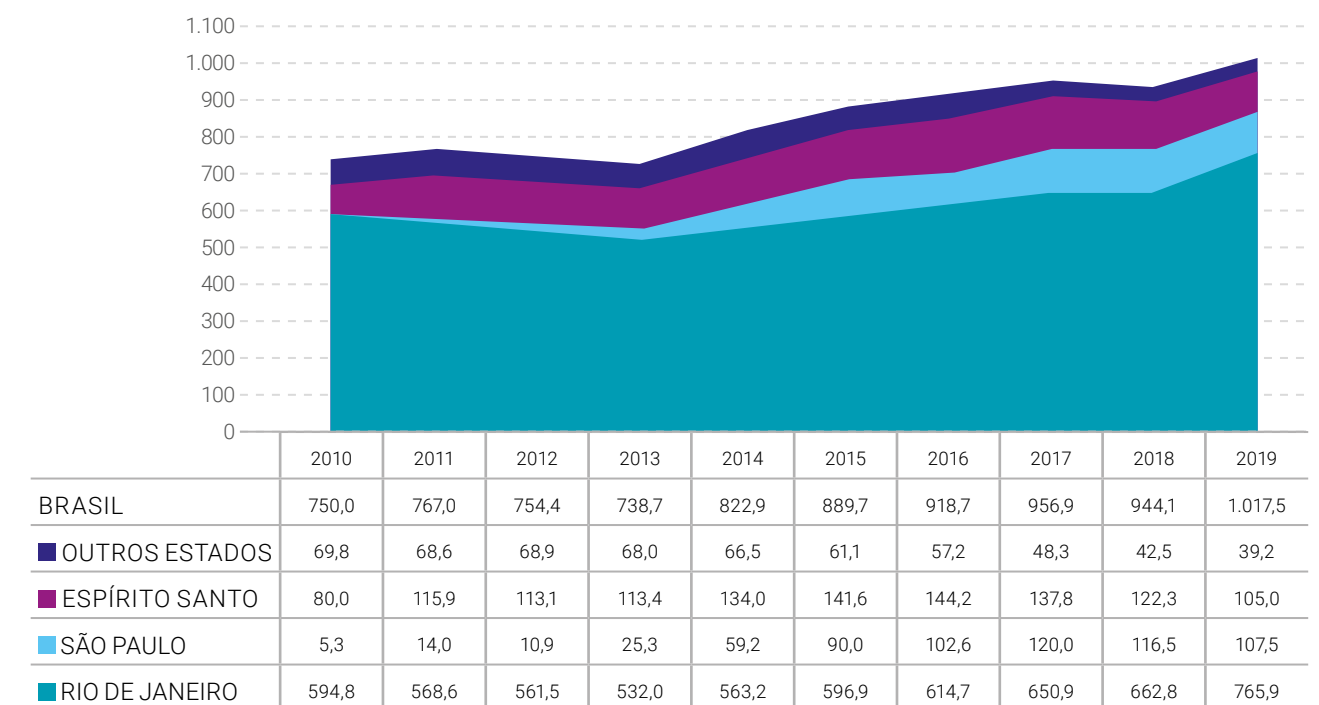
resultado atual pode ser explicado pela queda da atividade de exploratória no estado devido a maior atratividade das petroleiras nas áreas do pré-sal da bacia de Campos e Santos.

2.5 Produção de Petróleo

Em 2019, a produção de petróleo no Brasil alcançou 1,0 bilhão de barris de petróleo, 7,8% superior ao ano anterior. A produção nacional cresceu em média anual 3,1% entre os anos de 2010 e 2019. No Espírito Santo, a produção alcançou, em 2019, 105,0 milhões de barris de petróleo, registrando queda de 14,2% na comparação com o ano anterior, a maior queda na produção em 10 anos. Com a redução, o

estado obteve 10,3% de participação na produção nacional e, com isso, deixou de ser segundo estado com maior produção de petróleo. O estado de São Paulo assumiu como segundo maior produtor de petróleo, com 107,5 milhões de barris⁸ (10,6% da produção nacional), atrás apenas do Rio de Janeiro que produziu 765,9 milhões de barris de petróleo (75,3% da produção nacional) (gráfico 18).

Gráfico 18 - Produção total de petróleo (em milhões de barris)



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

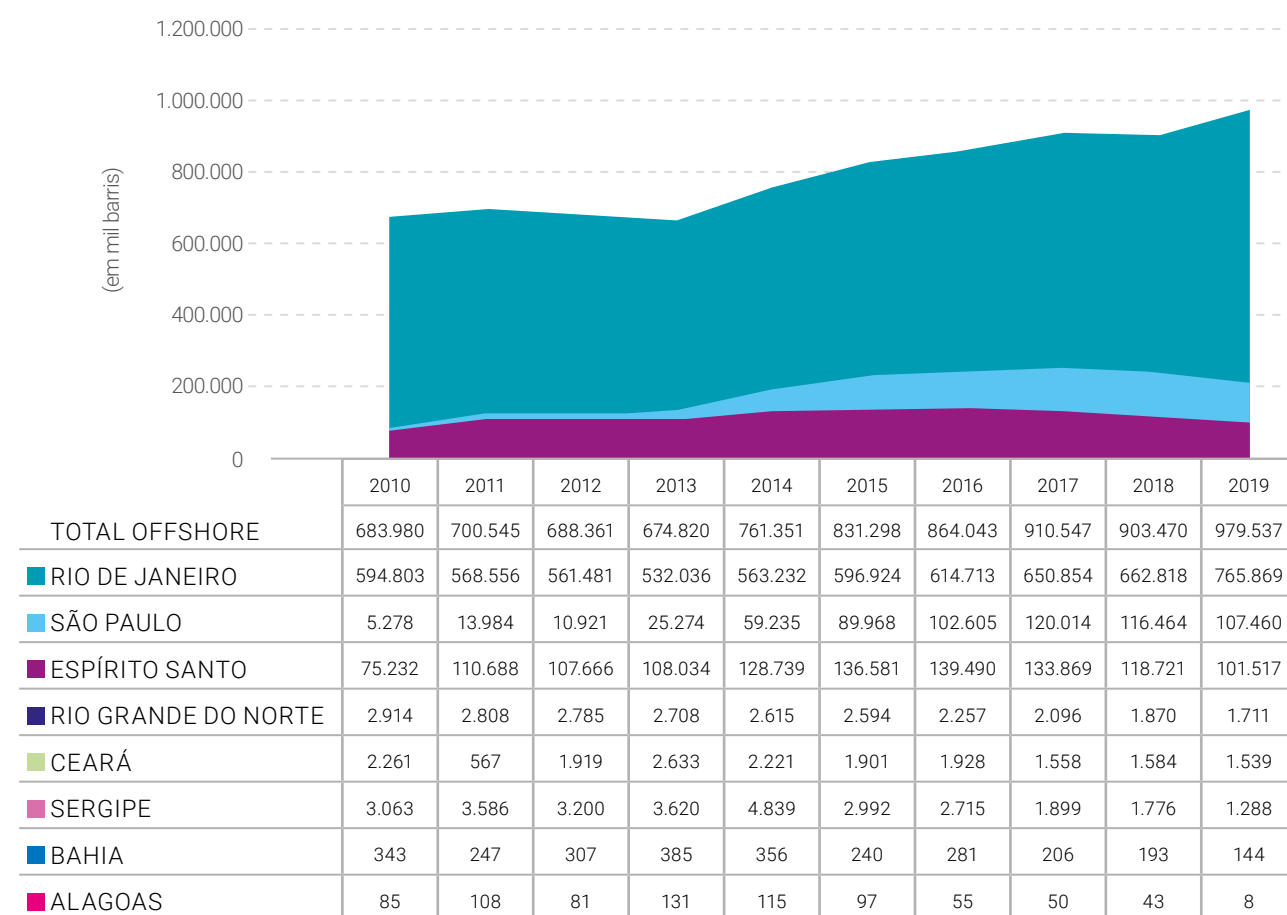
⁸ Em São Paulo, o campo de Sapinhoá foi o responsável pelo atual nível de produção da Bacia de Santos.

2.5.1 Produção Offshore

Com relação a produção de petróleo em mar, o Brasil produziu, em 2019, 979,5 milhões de barris de petróleo, 8,4% superior ao nível de produção do ano anterior. A produção offshore cresceu em média anual 3,7% entre 2010 e 2019. O Rio de Janeiro produziu 765,9 milhões de barris

de petróleo (78,2%), seguido de São Paulo que produziu 107,5 milhões de barris (11,0%) e do Espírito Santo, que totalizou 101,5 milhões de barris (10,4%). O gráfico 19 apresenta a evolução da produção offshore nestes estados.

Gráfico 19 - Produção offshore de petróleo



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Segundo o Painel Dinâmico da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, a parte offshore da bacia do Espírito Santo produziu uma média de 9,8 mil bbl/dia em 2019, 52,5% inferior ao nível produzido no mesmo período do ano anterior. A queda da produção foi oriunda do campo de Golfinho que reduziu a produção em 52,8%, em 2019

(gráfico 20). O campo que já produziu em média 50,2 mil barris de petróleo em 2010, não possui o mesmo nível de interesse da concessionária Petrobras. De acordo com a escala da American Petroleum Institute, o grau de API⁹ do óleo produzido no campo de 30,6 pontos é considerado um óleo leve em relação a sua densidade.

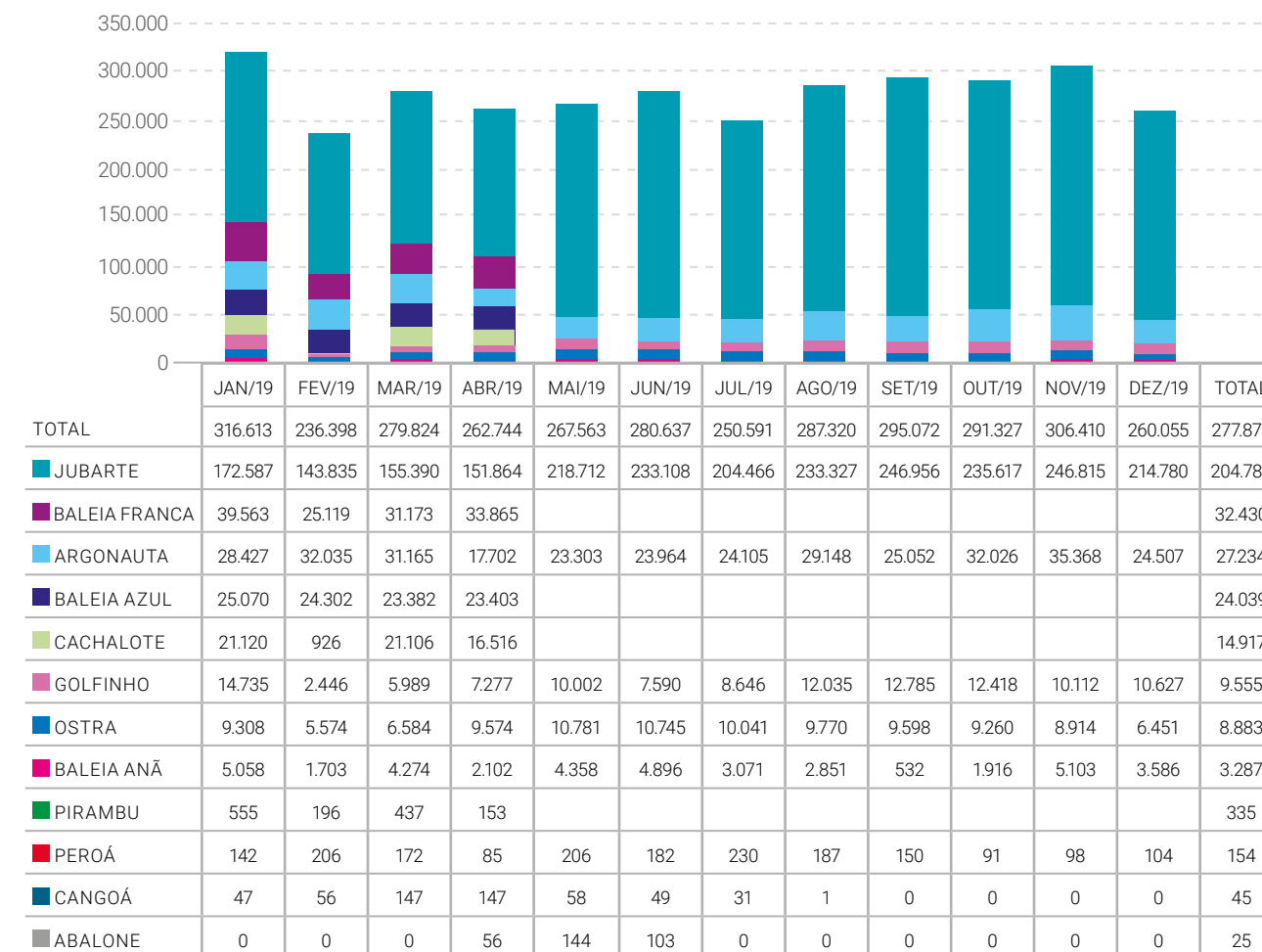
Já na parte capixaba da bacia de Campos, de acordo com o Painel Dinâmico da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, a produção foi em média 268,1 mil bbl/dia, em 2019. A produção esteve 12,0% inferior se comparado com o nível do ano anterior.

Em 2018, o Parque das Baleias sofreu modificações entre os limites dos campos produtores devido à solicitação do Governo do Estado do Espírito Santo à ANP. A proposta foi a consideração

de apenas um reservatório para fins de cálculo de Royalties e Participações Especiais¹⁰.

O reservatório, denominado Novo Campo de Jubarte, inclui as áreas compreendidas entre Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote, Mangangá e Pirambu. Na edição anterior deste Anuário foi apresentado a evolução mensal desses campos. Nesta edição as observações de produção destes campos estão disponíveis até abril (gráfico 20).

Gráfico 20 - Produção mensal dos campos offshore no Espírito Santo (média diária bbl)



Fonte: Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural - ANP
Elaboração: Ideies/Findes

⁹ O grau API é uma escala criada pela American Petroleum Institute (API). O grau mede a densidade dos líquidos derivados de petróleo. Quanto mais denso for o óleo, menor o seu grau API e menor é o seu valor no mercado internacional.

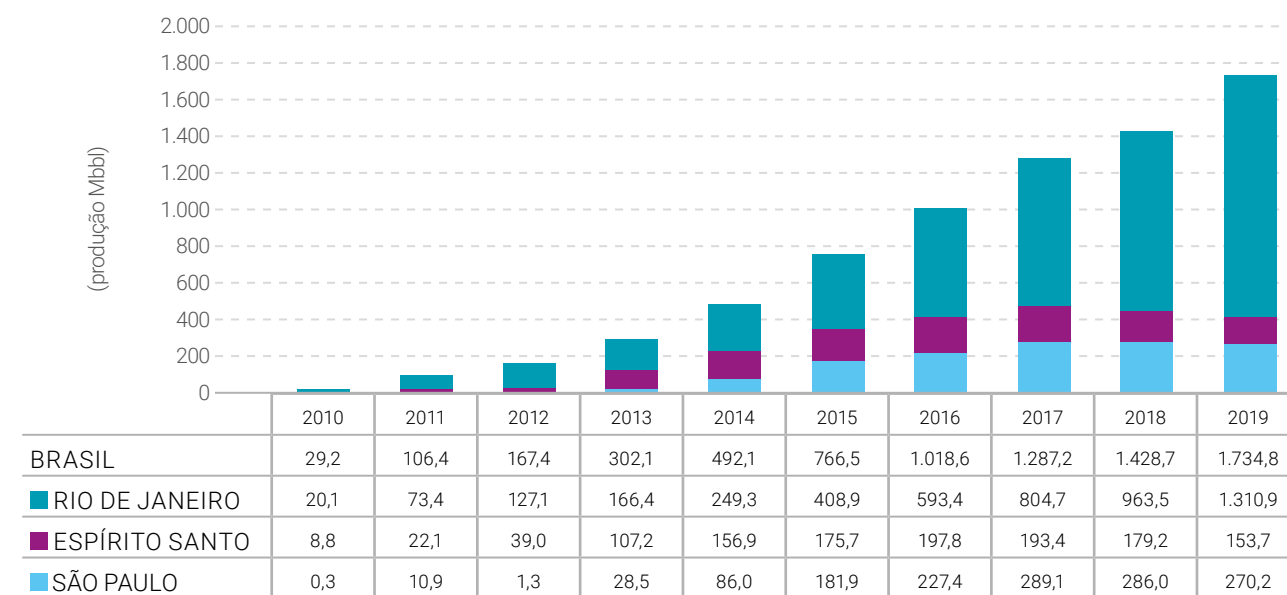
¹⁰ Para mais informações acessar Destaque 2 da edição 2019 do Anuário da Indústria do Petróleo no Espírito Santo, disponível em: <https://portaldaindustria-es.com.br/categorias/anuario-do-petroleo/arquivos>.

2.5.1.1 Produção Pré-Sal Capixaba

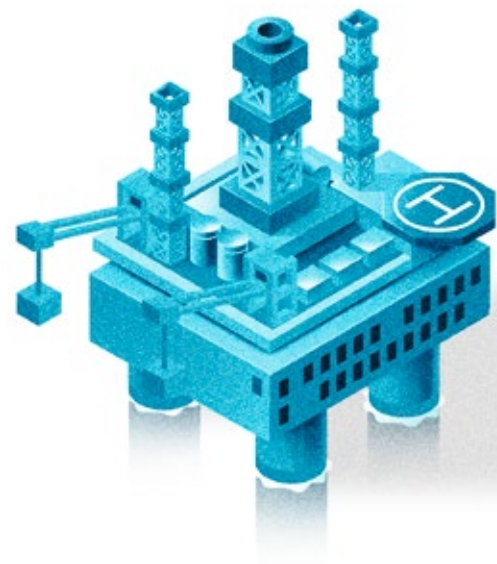
A produção na camada no pré-sal capixaba atingiu, em 2019, 153,7 mil bbl/dia, uma redução de 14,3% em relação ao ano anterior. Na contramão, a produção nacional na camada do pré-sal aumentou 21,4% alcançando 1,7 milhões de bbl/dia. É o terceiro ano consecutivo que a produção do pré-sal no Espírito Santo registrou queda. Na passagem de 2017 para 2018, a produção caiu 7,3% (gráfico 21).

A produção do pré-sal no Estado do Rio de Janeiro (que abarca parte da bacia de Campos e parte da bacia de Santos), registrou aumento de 36,1%, em 2019. A produção registrada na área alcançou 1,3 milhões de bbl/dia, o maior patamar da série histórica. Já na parte de São Paulo da bacia de Santos, houve queda de 5,5% na produção, em 2019. A produção do pré-sal em São Paulo alcançou 270,2 mil barris/dia (gráfico 21).

Gráfico 21 - Produção do pré-sal no Brasil e no Espírito Santo (média diária em Mbbbl)



Fonte: Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural - ANP
Elaboração: Ideies/Findes



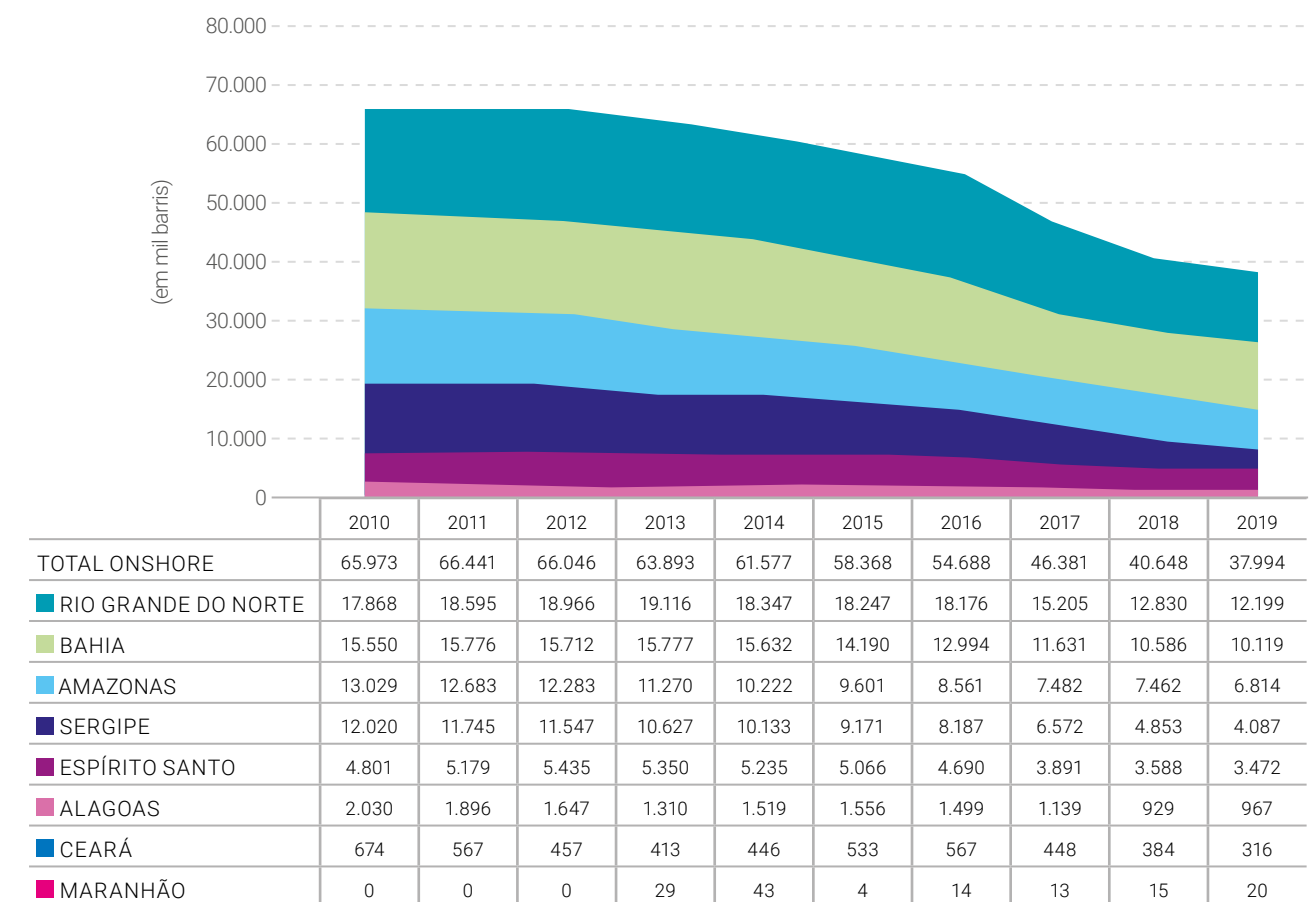
De acordo com a escala da American Petroleum Institute, o grau de API do óleo produzido nos campos do pré-sal é de 29,4 pontos, considerado um óleo médio em relação a sua densidade. Na parte capixaba, o grau de API é de 27,1 pontos, na parte fluminense é de 26,7 pontos e na parte paulista é de 29,8 pontos.

2.5.2 Produção Onshore

Com relação a produção de petróleo em terra, o Brasil produziu, em 2019, 38,0 milhões de barris de petróleo, 6,5% inferior ao nível de produção do ano anterior. A produção onshore teve queda média anual de 5,4% entre 2010 e 2019. Em 2019, o Rio Grande do Norte produziu 12,2 milhões de barris de petróleo (32,1%), seguido

da Bahia que produziu 10,1 milhões de barris (26,6%), do Amazonas que produziu 6,8 milhões de barris (17,9%), do Sergipe que produziu 4,1 milhões de barris (10,8%) e do Espírito Santo, que totalizou a produção de 3,5 milhões de barris (9,1%). O gráfico 22 apresenta a evolução da produção onshore nestes estados.

Gráfico 22 - Produção onshore de petróleo



Fonte: Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural - ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Com relação à produção no Espírito Santo, os campos de Fazenda Alegre e Cancã, ambos com 40,5% e 18,8%, respectivamente, de participação na produção onshore capixaba, tiveram aumento da produção, em 2019. A Fazen-

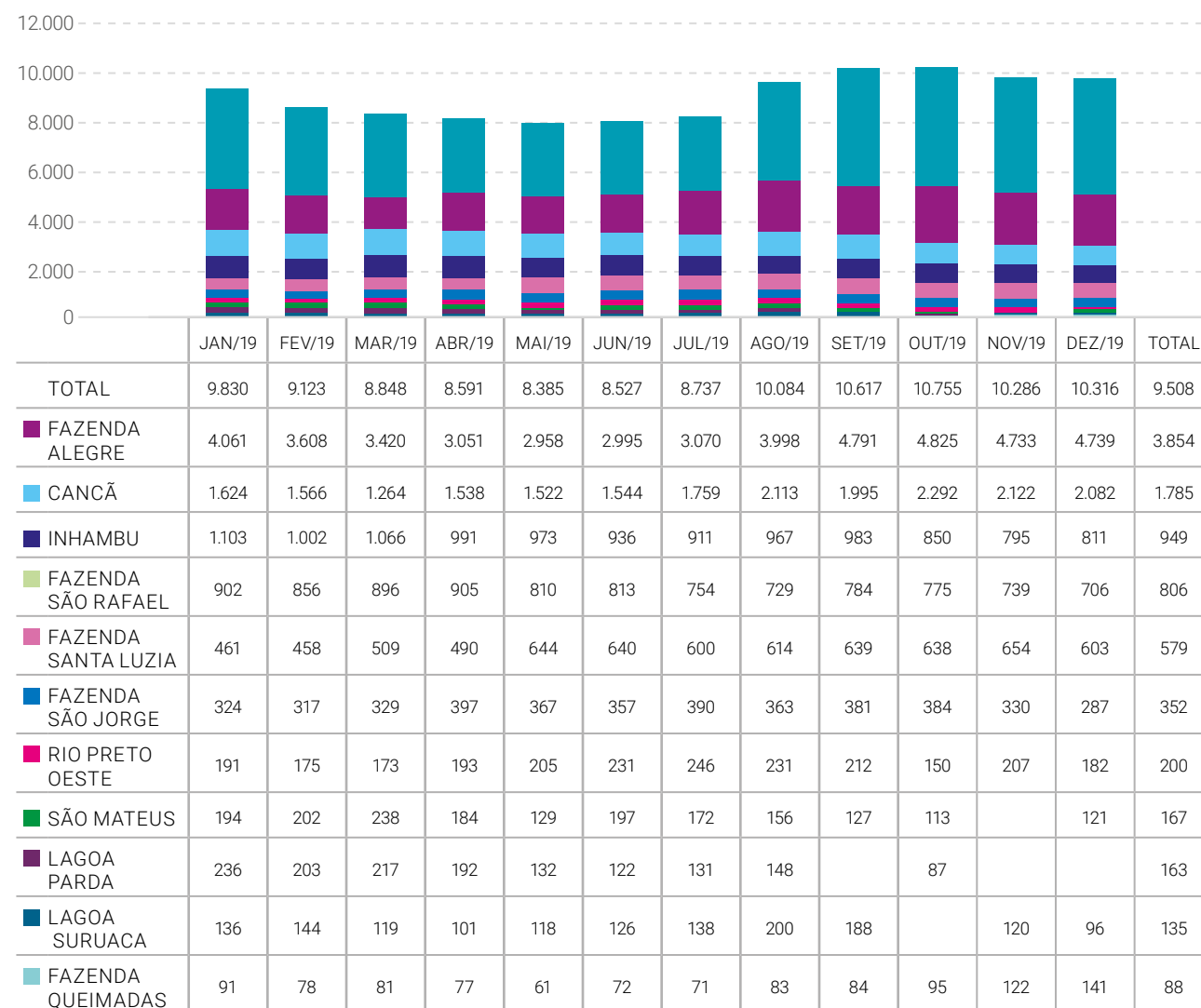
da Alegre produziu uma média anual de 3,9 mil bbl/dia, 8,7% superior ao nível do ano anterior. Já Cancã produziu uma média anual de 1,8 mil bbl/dia, com crescimento de 15,5% do nível de produção de 2018 (gráfico 23).

No campo de Fazenda Alegre, concentra-se a Estação de Fazenda Alegre (EFAL), no município de Jaguaré, no norte do Espírito Santo. A estação processa a produção do campo de Fazenda Alegre e recebe (por carreta ou duto) o petróleo produzido em 12 campos da região¹¹. Após o processamento, o óleo é destinado por dutos até o Terminal Norte Capixaba (TNT), onde segue de navio para o refino. O TNT recebe ainda o óleo

de outras três estações: Estação de Fazenda São Rafael (FSR), Estação Santa Luzia (FSL) e Estação de São Mateus (SM-08).

O gráfico 23 apresenta a evolução mensal da produção dos 12 campos que concentraram 97,8% da produção onshore, em 2019. Em 2008, esse grupo concentrava 92,6% da produção, um aumento de 5,2 pontos percentuais em doze anos.

Gráfico 23 - Produção mensal dos campos onshore no Espírito Santo (média diária bbl) – 2019



Fonte: Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural - ANP
Elaboração: Ideies/Findes

¹¹ Cancã, Inhambu, Fazenda São Jorge, Córrego Dourado, Córrego Cedo Norte, Jacutinga, Seriema, Campo Grande, Fazenda Cedro Norte, Cancã Leste, Tabuiaíá e Fazenda Cedro.

2.6 Vida útil das reservas de Petróleo

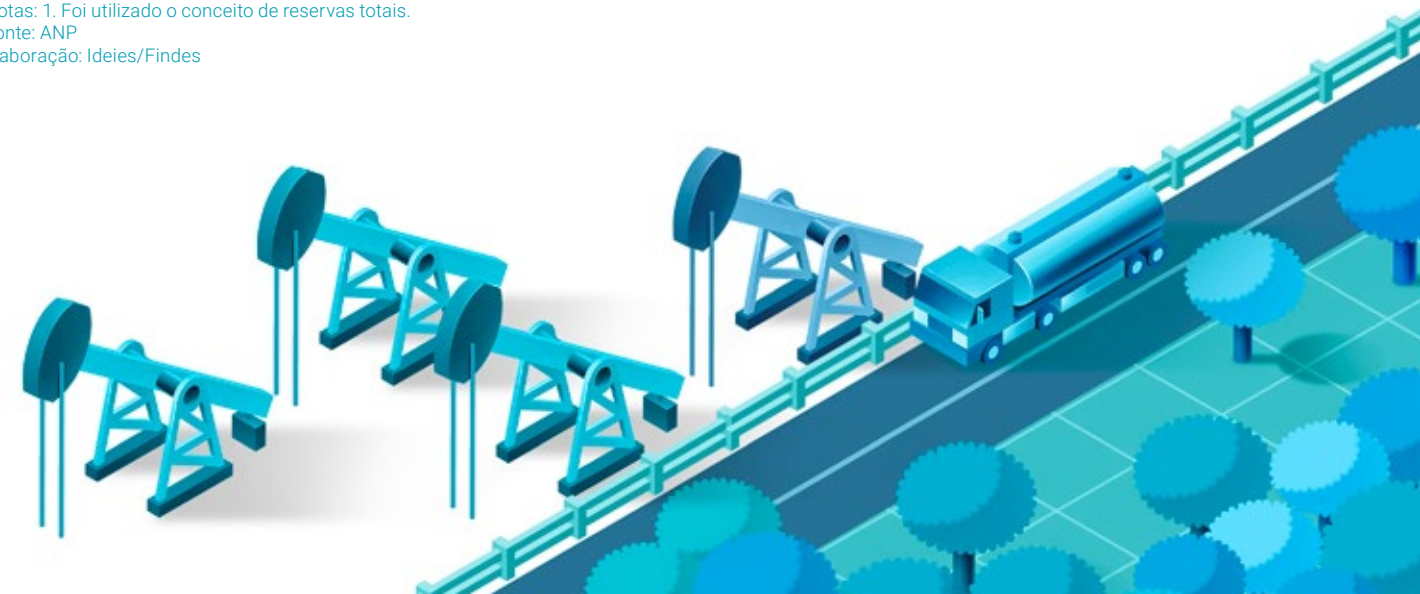
A vida útil das reservas de petróleo avalia o tempo (em anos) que se sustentará a produção, dado o volume de reservas. Quanto maior o indicador, maior o tempo disponível de produção de petróleo. Em 2019, a vida útil das reservas brasileiras foi de 21 anos, menor valor desde 2010 e queda de 5 anos em relação a 2018. A explicação foi o aumento da produção no último ano e a consequente queda das reservas totais do país.

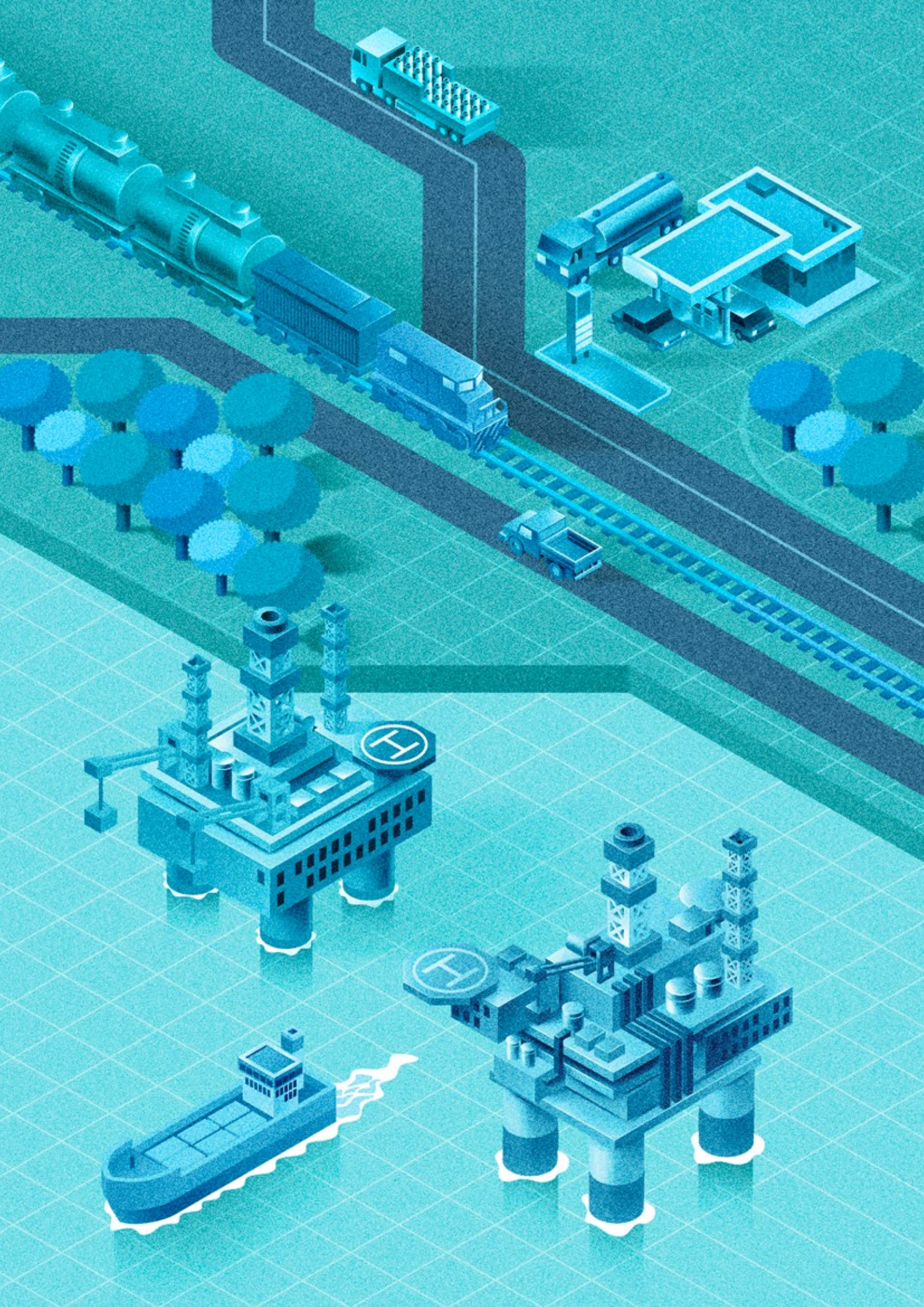
No Espírito Santo, o indicador de vida útil das reservas registrou, em 2019, 13 anos de produção, com uma diferença de 1 ano se comparado com 2018, quando o indicador registrou 14 anos. A queda de 14,2% na produção de petróleo no estado, em 2019, não foi suficiente para manter o indicador estável, dado que as reservas caíram com maior intensidade, -16,8%. A manutenção da capacidade na produção de petróleo depende do investimento em pesquisas geológicas e em exploração e desenvolvimento para verificação de novas reservas de petróleo.

Gráfico 24 - Relação entre reserva (R) e produção (P) de petróleo (R/P) no Brasil e do Espírito Santo



Notas: 1. Foi utilizado o conceito de reservas totais.
Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes





Capítulo 3

PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS E REFLEXOS ECONÔMICOS

As demandas da indústria do petróleo e gás natural criam ao seu redor um significativo mercado especializado para a realização de sua atividade. Isto, conseqüentemente, leva à expansão da quantidade de empregos, de empresas fornecedoras e de abastecimento, bem como os pagamentos de compensações financeiras e tributos ligados à atividade de produção e distribuição. Esses transbordamentos positivos ocasionam o aumento da renda local, e podem ser utilizados para impulsionar o desenvolvimento socioeconômico regional.

O objetivo desse capítulo é analisar parte desses reflexos econômicos da indústria do petróleo e gás no Espírito Santo, que são: 1) compensações financeiras pagas ao exercer a atividade de E&P de petróleo e gás natural, denominadas de participações governamentais; 2) o pagamento ao proprietário da terra onde há um poço em atividade; 3) geração de emprego e renda pela cadeia de P&G; 4) e as relações comerciais externas desta cadeia.

3.1 Participações Governamentais

As jazidas de petróleo e gás natural brasileiras são de propriedade da União (art. 20 da Constituição Federal), e o desenvolvimento e a exploração desses hidrocarbonetos são concedidos às empresas vencedoras de rodadas de leilões de licitação realizados pela ANP (Lei nº 9.478/1997). Como contrapartida da E&P, as petroleiras precisam compensar financeiramente a União, os estados e os municípios por explorarem um patrimônio nacional.

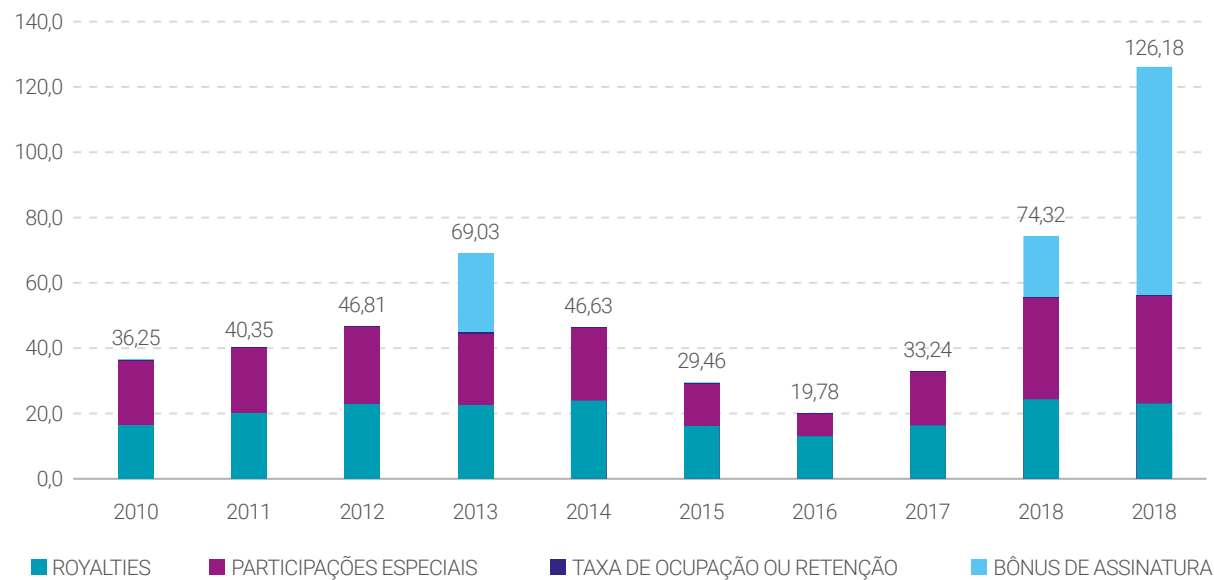
Em 2019, a atividade de exploração de petróleo e gás natural brasileira pagou R\$ 126,2 bilhões em participações governamentais, valor distribuído entre a União, os estados e os municípios. Esse valor foi 69,8% maior que o registrado em 2018, resultado influenciado pelo pagamento de R\$ 69,9 milhões

em bônus de assinatura por parte das empresas vencedoras das rodadas de licitação¹² e da rodada da oferta permanente. Em 2019, esse total pago em participações governamentais foi distribuído: 55,4% em bônus de assinatura¹³; 25,8% em participações especiais; 18,6% em royalties; e 0,2% em taxa de ocupação ou retenção de áreas (gráfico 25).

¹² Em 2019, foi realizada a 16ª rodada de licitações de blocos sob o regime de concessão (blocos nas Bacias de Campos, Camamu-Almada, De Jacuípe, Pernambuco-Paraíba e Santos) e a 6ª rodada de partilha de produção do pré-Sal (áreas de Aram, Bumerangue, Cruzeiro do Sul, Norte de Brava e Sudoeste de Sagitários). Nenhuma delas eram confrontantes ao estado do Espírito Santo. Saiba mais em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/>

¹³ O bônus de assinatura é uma participação governamental que é destinada apenas a União.

Gráfico 25 - Evolução das participações governamentais no Brasil (% sobre o total)

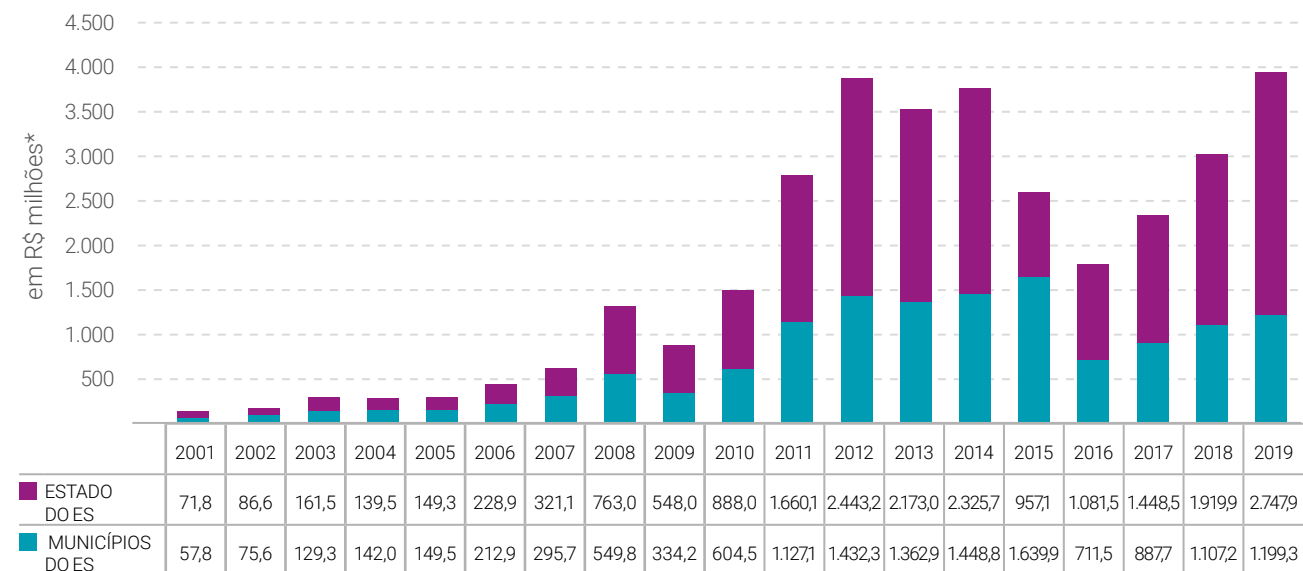


Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Entre essas participações governamentais, apenas as obrigações de royalties e participação especial (PE) são destinados aos estados e aos municípios. De 2001 a 2019, a soma dessas duas arrecadações expandiu em média 20,9% ao ano no Espírito Santo, melhor que a

taxa média do país (9,0% a.a). Apenas em 2019, o Espírito Santo recebeu R\$ 3,9 bilhões em participações governamentais, valor 30,4% maior que a arrecadação do ano anterior¹². Deste total, 64,4% foi em participação especial e 35,6% em royalties (gráfico 26).

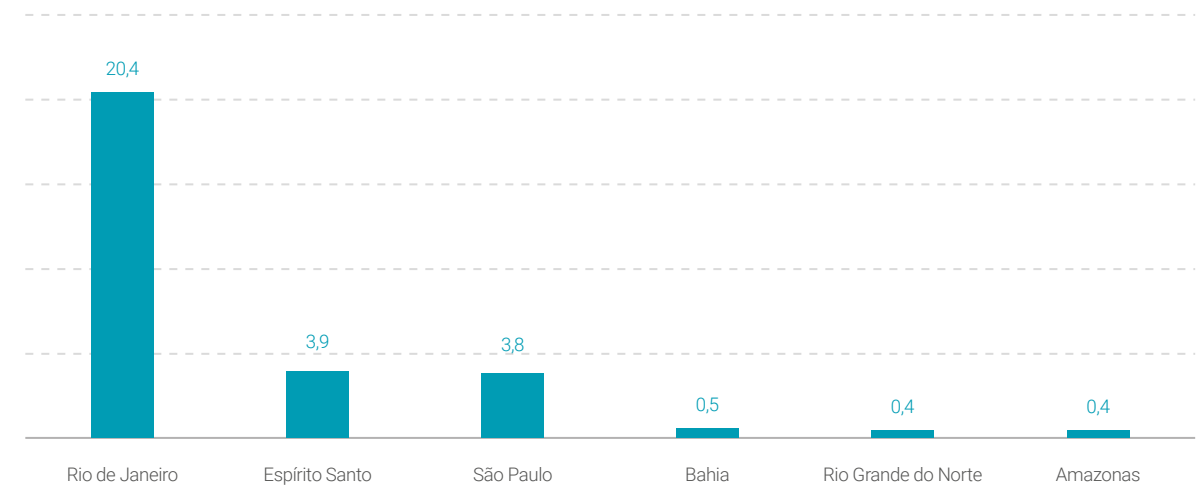
Gráfico 26 - Receita das participações governamentais no Espírito Santo (R\$ milhões)



(*) Valores deflacionados pelo IPCA (acumulado de jan-dez 2019)
Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Mesmo ocupando a terceira maior produção de petróleo em 2019, o Espírito Santo foi o segundo estado que mais recebeu receitas de participações governamentais (12,9% do total no país (gráfico 27)). O Rio de Janeiro ocupou a primeira colocação (67,4% do total).

Gráfico 27 - Distribuição dos valores de royalties e participações especiais nas unidades federativas (R\$ bilhões) – 2019*



(*) Outros estados que também receberam participações governamentais foram: AL; AP; CE; MA; MG; PA; PB; PE; PR; RS; SC; e SE.
Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes.

Tabela 1 - Arrecadação de royalties e de participação especial no estado e nos municípios do Espírito Santo (R\$ milhões)

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total de Participações Governamentais	Municípios do ES	549,8	334,2	604,5	1.127,1	1.432,3	1.362,9	1.448,8	1.639,9	711,5	887,7	1.107,2	1.199,3
	Estado do ES	763,0	548,0	888,0	1.660,1	2.443,2	2.173,0	2.325,7	957,1	1.081,5	1.448,5	1.919,9	2.747,9
	Total Brasil	41.656,9	28.951,7	35.961,3	40.077,5	46.512,8	44.356,0	46.420,4	29.058,7	19.775,5	32.975,0	52.753,8	55.948,5
	% do Brasil	3,2%	3,0%	4,2%	7,0%	8,3%	8,0%	8,1%	8,9%	9,1%	7,1%	5,7%	7,1%
Royalties	Municípios do ES	475,7	259,9	506,3	928,1	1.072,6	1.075,0	1.141,8	770,9	582,8	692,8	824,8	691,2
	Estado do ES	466,4	250,5	495,2	864,0	1.004,4	1.021,5	1.097,8	739,9	566,8	669,0	790,5	715,4
	Total Brasil	20.117,6	14.047,2	16.532,2	20.303,6	23.094,6	22.743,9	24.286,4	16.410,8	13.190,3	16.560,3	21.850,1	23.428,8
	% do Brasil	4,7%	3,6%	6,1%	8,8%	9,0%	9,2%	9,2%	9,2%	8,7%	8,2%	7,4%	6,0%
Participação Especial	Municípios do ES	74,2	74,4	98,2	199,0	359,7	287,9	307,0	217,2	128,7	194,9	282,3	508,1
	Estado do ES	296,6	297,5	392,8	796,1	1.438,9	1.151,5	1.227,9	869,0	514,7	779,5	1.129,4	2.032,4
	Total Brasil	21.539,3	14.904,6	19.429,1	19.773,9	23.418,2	21.612,2	22.134,0	12.647,9	6.585,3	16.414,7	30.903,7	32.519,7
	% do Brasil	1,7%	2,5%	2,5%	5,0%	7,7%	6,7%	6,9%	8,6%	9,8%	5,9%	4,6%	7,8%

(*) Valores constantes deflacionados pelo IPCA (acumulado de jan-dez 2019).
Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

¹⁴ A ampliação das participações governamentais em 2019 foi alavancada pelo significativo aumento das participações governamentais, em virtude do acordo de unificação do parque das baleias, em contrapartida foi contrabalanceada pela redução da arrecadação de royalties. Essas explicações serão detalhadas a frente.

3.1.1 Royalties

Royalties é uma compensação financeira paga mensalmente pelas concessórias sobre o valor da receita bruta dos campos produtores de petróleo e gás natural pela exploração¹³. Essa receita é calculada¹⁴ com base na quantidade de petróleo e gás natural produzido no campo, no preço de referência¹⁵ e nas alíquotas previstas em contrato, que variam entre 5% a 15%.

O valor gerado em royalties em cada campo é distribuído entre os estados, os municípios e à União, levando em consideração critérios como a localização do campo produtor (onshore ou offshore) e a presença de instalações que movimentam o petróleo e o gás natural.

De 2001 a 2019, o montante de royalties gerado pela atividade de extração e produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo aumentou em R\$ 1,3 bilhão (gráfico 28). Nesses anos, a arrecadação em royalties destinadas ao Governo do Espírito Santo cresceu 14,8% ao ano e a dos municípios capixabas expandiram 13,7% a.a.

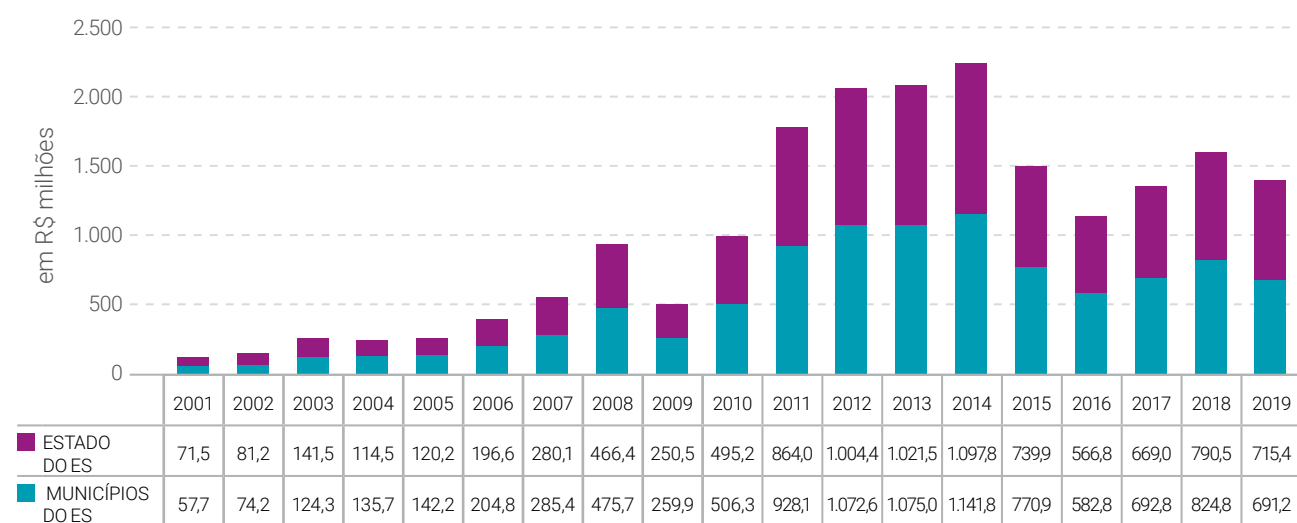
Em 2019, o Espírito Santo recebeu R\$ 1,4 bilhão em royalties, que representou 6,0% do total arrecadado dessa obrigação no Brasil. Desse montante capixaba, R\$ 691,2 milhões foram direcionados aos municípios e R\$ 715,4 ao governo estadual (gráfico 28). Quando comparado a 2018, esse total caiu 12,9%.

Essa queda ocorreu tanto nas receitas estaduais (-9,5%) quanto nas destinadas aos municípios (-16,5%). A redução tem duas principais explicações. A primeira foi a redução da produção de petróleo (-14,2%) e de gás natural (-22,8%) no Espírito Santo nessa passagem de ano, em consequência da queda na atividade exploratória. A segunda é a diminuição no preço do barril de petróleo (-9,8%).

Em contrapartida, o aumento na taxa de câmbio contrabalanceou positivamente essa retração nos montantes pagos em royalties¹⁶.

Ainda em 2019, a arrecadação do Espírito San-

Gráfico 28 - Receita de royalties no Espírito Santo (R\$ milhões)



(*) Valores constantes deflacionado pelo IPCA (acumulado de jan-dez 2019).
Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

to foi a terceira maior entre os estados brasileiros, com isso registrou uma participação de 6,0% no montante de royalties arrecadados pelo Brasil, que foi de R\$ 23,4 bilhões. Rio de Janeiro (R\$ 9,2 bilhões) e São Paulo (R\$1,8 bilhões) ocuparam o primeiro e o segundo lugar, respectivamente, em arrecadações, sendo que o estado carioca respondeu por 39,5% das receitas de royalties do Brasil.

Em 2019, os campos offshore confrontantes ao Espírito Santo geraram R\$ 3,8 bilhões em royalties. Os maiores montantes foram gerados pelos campos de Roncador (R\$ 1,3 bilhões) e Jubarte (R\$ 1,7 bilhões), ambos da bacia de Campo no polígono do pré-sal. Nesse ano, as obrigações dos campos onshore capixabas totalizaram R\$ 63,6 milhões (tabela 2), na qual as maiores compensações financeiras foram pagas pelos campos de Fazenda Alegre (R\$ 23,3 milhões), Cancã (R\$13,1 milhões) e Inhambu (R\$7,1 milhões).

¹⁵ De acordo com Pinto Júnior et. al. (2016), o seu pagamento está associado aos conceitos de: (i) ressarcimentos de gerações futuras pelo esgotamento de recurso existente hoje; e (ii) mecanismos compensatórios dos possíveis impactos negativos da produção de petróleo e gás natural. Vale ressaltar que royalties é uma compensação financeira também paga por outras atividades de exploração de recursos naturais de propriedade da união, a citar como exemplo a mineração.

¹⁶ Para maiores detalhes de como é calculado o valor a ser pago em royalties, veja o box do capítulo 3 do anuário da Indústria do Petróleo no Espírito Santo de 2019: https://portaldaindustria-es.com.br/system/repositories/files/000/000/577/original/Anuario_Petroleo-ES_2019_port.pdf?1588180009

¹⁷ O preço de referência do petróleo é calculado mensalmente pela ANP, pela média mensal do preço do petróleo tipo Brent, em dólar por barril. Já o preço de referência do gás natural é calculado mensalmente pelo somatório dos produtos das frações volumétricas do GN.

¹⁸ A taxa de câmbio do dólar americano (média anual-compra) foi de R\$ 3,65 em 2018 e R\$ 3,94 em 2019.

¹⁹ O campo de Roncador também confrontante com o estado do Rio de Janeiro. Portanto, os seus royalties também são destinados ao governo estadual do Rio e aos municípios fluminenses.

Tabela 2 - Royalties pagos por campos produtores no Espírito Santo – 2019

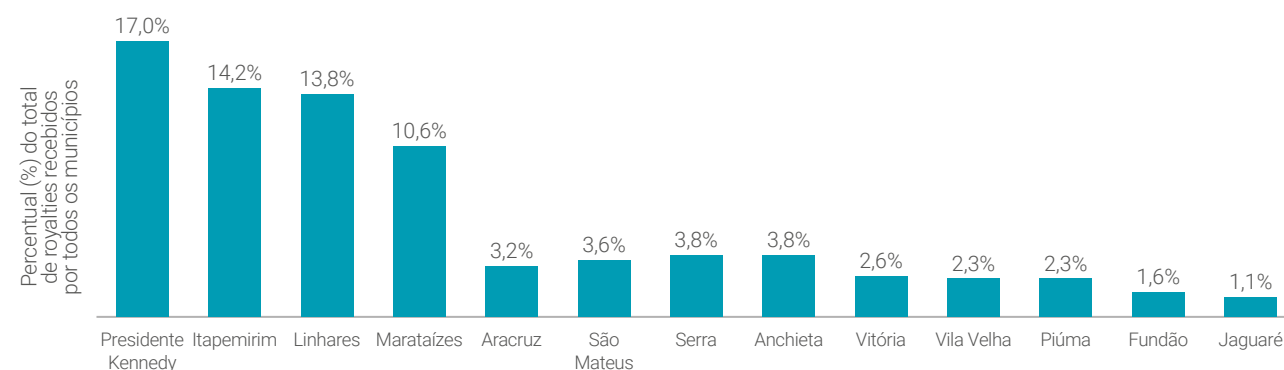
Campo	Royalties (R\$ milhões)	Participação (%)
Fazenda Alegre	23,3	36,7
Cancã	13,1	20,6
Inhambu	7,1	11,2
Fazenda São Rafael	6,3	9,9
Fazenda Santa Luzia	3,5	5,5
Fazenda São Jorge	2,1	3,3
Lagoa Parda	1,1	1,7
Lagoa Suruaca	0,9	1,4
São Mateus	1,0	1,5
Rio Preto Oeste	1,2	1,8
Fazenda Queimadas	0,7	1,0
Rio Preto	0,4	0,7
Jacutinga	0,3	0,4
Córrego Cedro Norte	0,3	0,5
Rio Preto Sul	0,5	0,7
Biguá	0,1	0,2
Córrego Dourado	0,3	0,5
Rio São Mateus	0,3	0,4
Cacimbas	0,0	0,0
Lagoa Piabanha	0,2	0,3
Gaivota	0,1	0,2
Córrego das Pedras	0,2	0,3
Rio Itaúnas	0,0	0,0
Seriema	0,2	0,3
Lagoa Parda Norte	0,0	0,0
Fazenda Cedro Norte	0,1	0,2
Rio Ipiranga	0,0	0,0
Tabuiaíá	0,1	0,1
Campo Grande	0,1	0,2
Fazenda Cedro	0,1	0,1
Mariricu	0,0	0,1
São Mateus Leste	0,0	0,1
Mariricu Norte	0,0	0,1
Córrego Cedro Norte Sul	0,0	0,0
Crejoá	0,0	0,0
Tucano	0,0	0,0
Guriri	0,0	0,1
Total de royalties em terra	63,6	100,0
Jubarte	1720,4	45,6
Roncador	1321,3	35,0
Argonauta	193,9	5,1
Frade	146,8	3,9
Baleia franca	97,8	2,6
Golfinho	87,0	2,3
Baleia azul	75,5	2,0
Ostra	64,3	1,7
Cachalote	42,4	1,1
Baleia anã	26,2	0,7
Pirambu	1,0	0,0
Abalone	0,2	0,0
Canapu	0,0	0,0
Total de royalties em mar	3776,9	100,0

Nota: Os royalties pagos pelos campos produtores do Espírito Santo foram distribuídos entre os municípios, governo estadual e a União.
Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Em 2019, assim como nos anos anteriores, os municípios do Espírito Santo que mais receberam royalties foram Presidente Kennedy (R\$ 121,69 milhões) Itapemirim (R\$ 101,45 milhões), Linhares (R\$ 132,8 milhões) e Marataízes (R\$ 75,79 milhões). Juntos eles concentraram 55,6% do total dessas receitas municipais. Essa parti-

cipação elevada é explicada pelo fato de se tratarem de municípios com áreas confrontantes a campos de elevada produção de petróleo e gás e por possuírem instalações para atender a atividade offshore. Entre eles, apenas Linhares também possui produção em terra.

Gráfico 29 - Municípios do Espírito Santo que mais receberam royalties – 2019

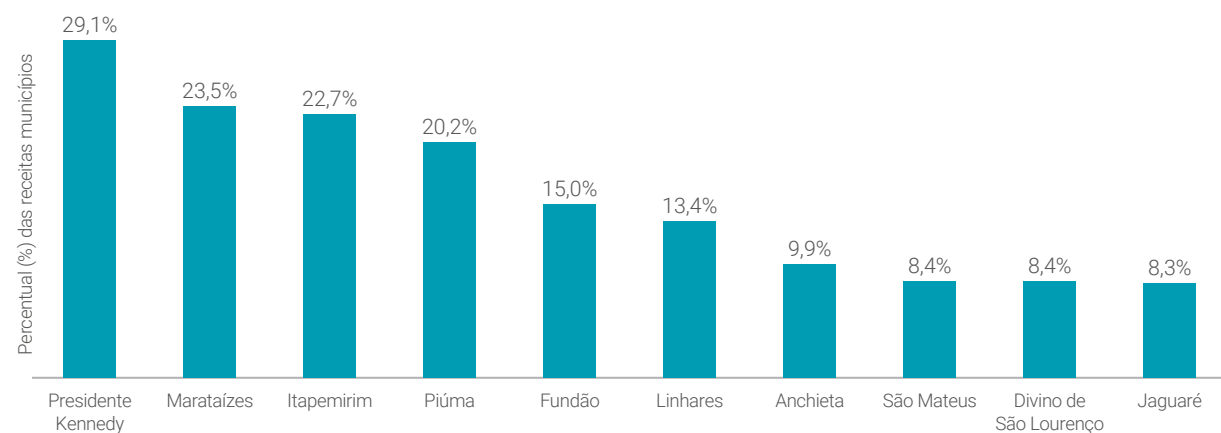


Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Em 2019, os municípios capixabas que registram a maior participação dos royalties no total das suas receitas arrecadadas foram: Presidente Kennedy (29,1%), Marataízes (23,5%) e Itapemirim (22,7%). Excetuando-se o caso de Linhares,

novamente os municípios com as maiores arrecadações dessa participação governamental justamente são aqueles que possuem a maior dependência dos royalties na composição das suas receitas.

Gráfico 30 - Municípios do Espírito Santo com maior participação de royalties no total nas suas receitas (%) - 2019



Fonte: TCU e ANP
Elaboração: Ideies/Findes

3.1.2 Participações Especiais (PE)

A participação especial também é uma compensação financeira paga pelas concessionárias de exploração e produção de petróleo e gás natural que possuem campos com grande volume de produção. Dessa forma, trata-se de um pagamento extraordinário. A sua regulamentação ocorre por meio da Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo) e Decreto nº 2.705/1998.

A apuração do valor a ser pago em PE 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).

Em 2019, o Espírito Santo recebeu R\$2,5 bilhões em participação especial, valor recorde no estado e superior em 80% ao registrado em 2018 (gráfico 31). Desse valor, R\$ 2,0 bilhões (ou 80,0% do total) foram destinados ao governo estadual e R\$ 508,1 milhões (ou 20,0% do

total) aos municípios de Marataízes, Presidente Kennedy e Itapemirim que são confrontantes aos campos que geram PE.

Esse aumento expressivo ocorreu porque em abril de 2019 foi assinado o acordo de unificação dos campos pertencente ao Parque das Baleias, composto pelas áreas de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote e Pirambu, na Bacia de Campos. Com isso, foi formado um único grande campo produtor que passou a ser denominado “Novo Campo de Jubarte”²⁰. Cabe destacar que a expansão da arrecadação ocorreu mesmo em um cenário de queda na produtividade dos campos capixabas e de menor cotação do barril do tipo Brent²¹.

Uma expansão tão expressiva na arrecadação de PE na passagem de um ano para outro somente ocorreu com o início da produção de P&G no polígono do pré-sal, quando ocorreu um salto na produtividade nos campos do Parque das Baleias (Baleia Azul, Baleia Franca, Jubarte e Roncador).

Tabela 3 - Participações governamentais (royalties e participações especiais) pagas por campo offshore – 2019

Campo	Royalties (R\$ milhão)	Participação especial (R\$ milhão)	Total de participações governamentais (R\$ milhão)
Jubarte	120,61	3.033,39	3.154,01
Roncador	126,78	718,56	845,34

(*) Estes campos também fazem confrontação com o Estado do Rio de Janeiro, portanto, parte desse valor também é distribuído para o governo carioca e para os municípios de Campos dos Goytacazes e São João da Barra.
Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

²⁰ Para maiores detalhes desse acordo, veja o box do capítulo 2 do anuário da Indústria do Petróleo no Espírito Santo de 2019: <https://portaldaindustria-es.com.br/categorias/anuario-do-petroleo/arquivos>.

²¹ De US\$ 71,6 por barril em 2018 para US\$ 64,6 em 2019.



Gráfico 31 - Receita de Participações Especiais no Espírito Santo em valores constantes



Valores constantes deflacionado pelo IPCA (jan-dez 2019)
Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Nesse ano, o Espírito Santo foi o segundo estado que mais recebeu receitas em participações especiais, atrás apenas do Rio de Janeiro (R\$ 11,1 bilhões), com isso participou com

7,8% no total de PE recebido pelo país. Outros que receberam esse recurso foram: São Paulo (R\$ 2,0 bilhões); Amazonas (R\$ 89,2 milhões) e Bahia (R\$ 2,5 milhões).

3.2 Pagamento aos proprietários de terra

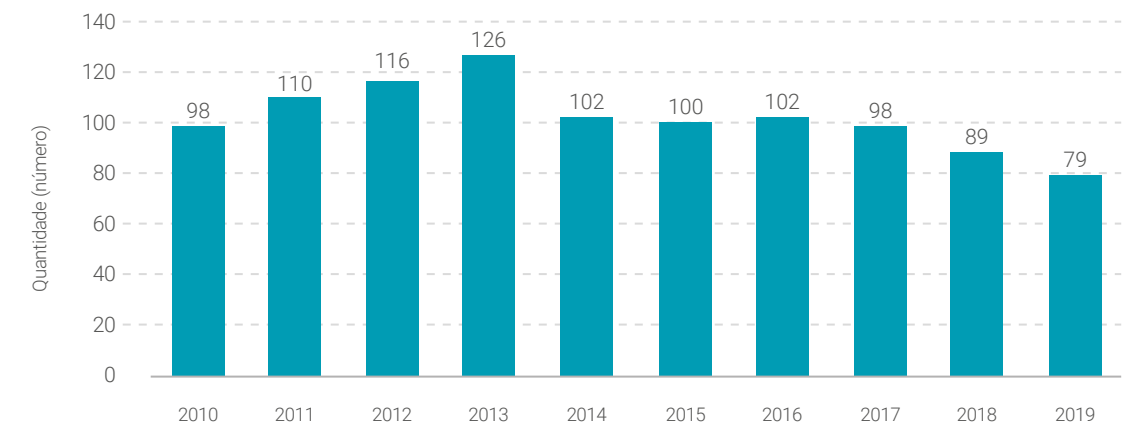
A Lei nº 9.478 de 1997 (Lei do Petróleo) também determina o pagamento, por parte dos concessionários, de uma participação sobre a produção de petróleo e de gás natural aos proprietários de terra onde ocorrem as atividades de Exploração e produção (E&P). Eles recebem mensalmente uma participação – que varia entre 0,5%, em campos marginais, e 1% - sobre a receita bruta de produção em cada poço localizado em suas terras (Portaria ANP nº 143, de 25.9.1998). Essa obrigação é uma fonte de renda para estados com produção em terra do país.

O valor das receitas brutas desses campos terrestres é calculado utilizando os mesmos critérios

das participações governamentais, ou seja: quantidade produzida; valor do petróleo (com base na cotação do Brent) e do gás natural; e considera critérios de qualidade.

A produção onshore capixaba ocorre somente na Bacia do Espírito Santo, localizada ao norte do estado. De 2010 para 2019, o número de proprietários regularizados para receber uma participação sobre as receitas brutas da concessionária caiu -19,4% no estado, totalizando 79 ao final deste último ano (gráfico 32). No país, essa redução foi de -17,0%, com total de 2.197 proprietários ao final do período.

Gráfico 32 - Quantidade de proprietários da terra com participação sobre a produção de petróleo no Espírito Santo

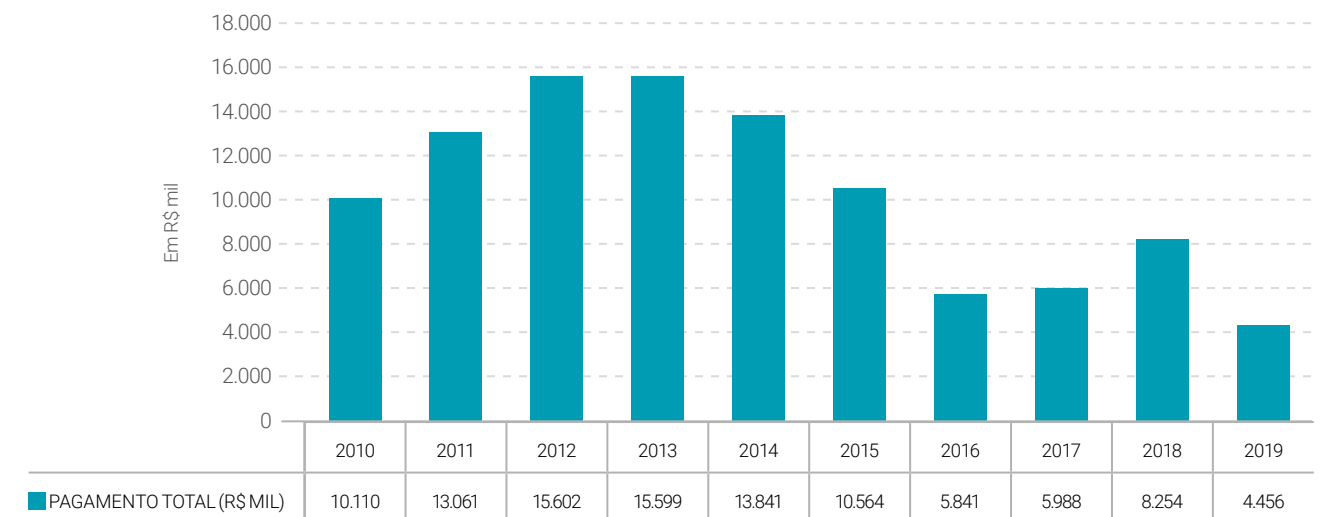


(*) Quantidade em dezembro de cada ano.
Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

O valor recebido pelos proprietários de terra do Espírito Santo caiu -55,9% nesses nove anos, maior que a retração nacional (-28,4%). Essa redução ocorreu por causa do processo de de-

clínio natural da produção de petróleo e gás natural onshore, em função da ausência de licitações, e devido ao menor interesse da Petrobras em seus ativos terrestres.

Gráfico 33 - Pagamento aos proprietários da terra de participação sobre a produção de P&G no Espírito Santo (R\$ mil)



(*) Valores sem a incidência de imposto de renda e deflacionado pelo IPCA.
Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Em 2019, as concessionárias pagaram, sem descontar o imposto de renda, R\$4,5 milhões aos proprietários de terra do Espírito Santo, va-

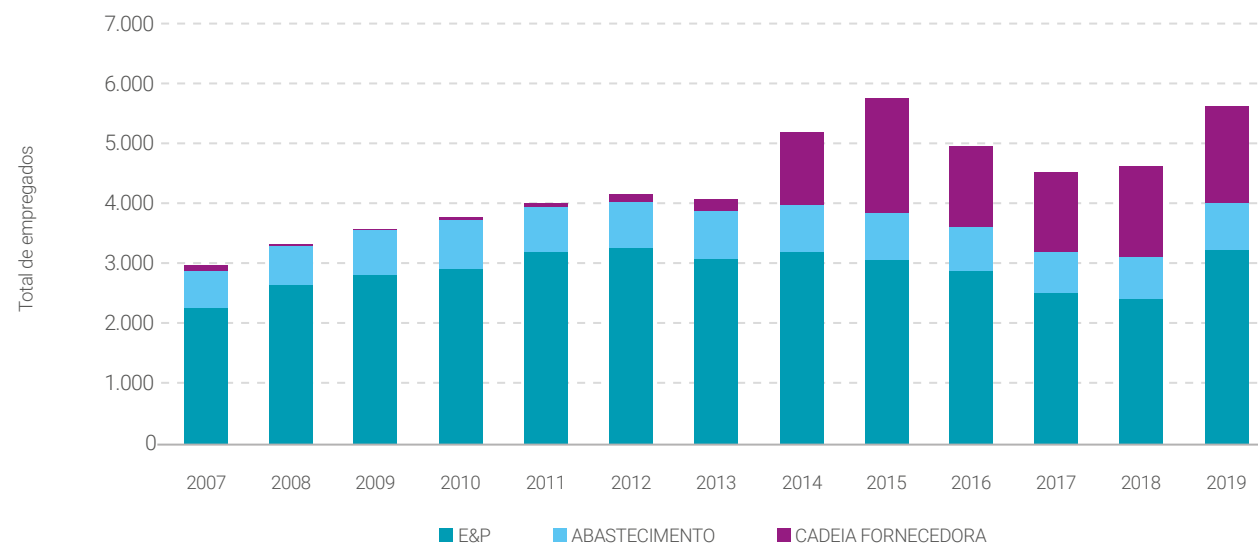
lor -46,0% menor que o desembolsado no ano anterior. Esse total representou 4,3% do valor pago em todo o país.

3.3 Mercado de Trabalho

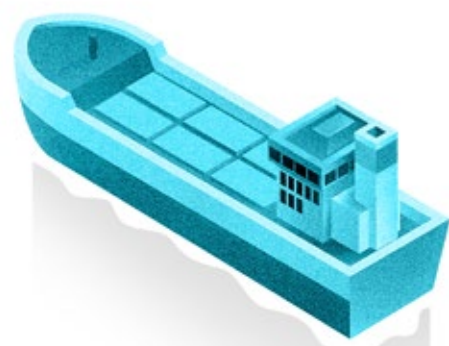
A indústria do petróleo e gás promove o crescimento e melhoria do mercado de trabalho. Neste anuário, a cadeia do setor de petróleo do Estado do Espírito Santo foi segmentada em três elos²²: (I) exploração e produção (E&P), também conhecida como upstream, que consiste nas atividades propriamente ditas de extração e produção de P&G; (II) abastecimento, que consiste na transformação e comercialização²³ dos produtos de P&G e (III) cadeia fornecedora²⁴, na qual estão inseridas as atividades industriais que fornecem produtos e serviços específicos para as atividades de E&P.

De 2007 a 2019, a quantidade de emprego formal na cadeia de petróleo e gás do Espírito Santo cresceu 5,1% a.a., resultado principalmente influenciado pela expansão da indústria de P&G com o início da exploração do pré-sal e por causa da instalação de uma empresa de embarcações. Apenas na passagem de 2018 para 2019, houve aumento absoluto de 22,2% na quantidade de funcionários em P&G no estado. Todos os elos da cadeia aumentaram a sua quantidade de funcionários, sendo o destaque a expansão de 32,6% na E&P e de 13,4% no abastecimento.

Gráfico 34 - Distribuição dos empregados formais no encadearmento produtivo do setor de P&G – Espírito Santo



Fonte: RAIS/ME
Elaboração: Ideies/ Findex.



Em 2019, a cadeia produtiva de petróleo e gás empregou 5.620 funcionários formais, representando 3,4% da cadeia nacional e 3,56% de todos os vínculos de trabalho do estado (tabela 4). Essa quantidade no setor capixaba estava distribuída em: 57,6% no elo de E&P; 13,7% no abastecimento; e 28,7% no elo cadeia fornecedora.

Tabela 4 - Empregos formais no encadearmento produtivo do setor de P&G no Espírito Santo

Elos da cadeia	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
E&P	2.278	2.636	2.818	2.914	3.192	3.251	3.087	3.207	3.071	2.883	2.518	2.439	3.239
Abastecimento	596	641	739	817	747	785	788	749	759	714	704	677	768
Cadeia fornecedora	112	44	27	41	72	122	197	1.232	1.928	1.362	1.318	1.473	1.613
Total	2.986	3.321	3.584	3.772	4.011	4.158	4.072	5.188	5.758	4.959	4.540	4.589	5.620
% no total de empregos do ES	1,9%	2,0%	2,1%	2,0%	2,1%	2,1%	2,1%	2,7%	3,2%	3,1%	2,9%	2,9%	3,5%
% da cadeia do ES no total do mesmo no Brasil	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,8%	2,3%	2,8%	2,7%	2,8%	2,9%	3,4%

Fonte: RAIS/ME
Elaboração: Ideies/ Findex.

Em função da multidisciplinariedade necessária para execução da atividade na indústria do petróleo, o perfil dos trabalhadores que compõem a cadeia de petróleo e gás é heterogêneo, abrangendo várias ocupações e diversos níveis de qualificação (tabela 5). Em 2019, 18,0% dos trabalhadores da cadeia de P&G do estado atuavam na área das ciências exatas, físicas e da engenharia (1.011). Outros destaques ficaram com os técnicos de nível médio das ciências físicas, químicas, engenharia e afins (935) e trabalhadores da transformação de metais e de compósitos (682).

A ocupação que mais empregou nesse ano foi a de operador de exploração de petróleo (541), correspondendo a 82,7% do total desta ocupação no Espírito Santo (tabela 4). Em seguida vieram os técnicos mecânicos (255) e os assistentes administrativos (222). Além disso, a cadeia de P&G empregou 98,6% dos engenheiros químicos (petróleo e borracha) e 90,1% dos engenheiros mecânicos industriais de todo o Espírito Santo.

Em relação a faixa etária (tabela 4), 69,8% dos trabalhadores da cadeia de P&G capixaba possuíam entre 30 a 49 anos (3.922). E, 15,1% dos empregados possuíam mais de 50 anos.

Devido a intensidade de capital empregada, a complexidade tecnológica e o alto grau de conhecimento necessário para exercer certas ocupações, a cadeia de petróleo apresenta um elevado nível de qualificação no Espírito Santo. Pelo menos 38,7% possuíam no mínimo ensino superior completo. Essa cadeia capixaba absorveu 2,4% dos funcionários com mestrado empregados no estado.

Como consequência da qualificação dos seus empregados, a remuneração média na cadeia produtiva de P&G no Espírito Santo foi de R\$12,2 mil e a do Brasil foi de R\$10,9 mil em 2019. Estes valores foram bem superiores à remuneração média total do estado (R\$ 2,5 mil) e do país (R\$ 2,9 mil).

²² Neste anuário, a cadeia abrange os CNAES: 06.00-0; 09.10-6; 19.21-7; 19.22-5; 20.21-5; 20.31-2; 28.51-8; 30.11-3; 46.81-8; 46.82-6. Compreendemos que a cadeia de petróleo e gás movimenta muito além desses segmentos. Mas, como os demais CNAES não se restringem apenas essa atividade, a sua inclusão iria inflar o resultado dessa seção.

²³ 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.

²⁴ 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 5 - Características do mercado de trabalho da cadeia de P&G no Espírito Santo - 2019

	Espírito Santo	Brasil	% ES na cadeia do Brasil	% no total do ES
Principais Ocupações				
Operador de exploração de petróleo	541	9.579	5,6%	82,6%
Técnico mecânico	255	3.937	6,5%	12,5%
Assistente administrativo	222	7.119	3,1%	0,6%
Engenheiro químico (petróleo e borracha)	215	2.773	7,8%	98,6%
Técnico em instrumentação	177	2.119	8,4%	45,2%
Engenheiro mecânico industrial	173	2.812	6,2%	90,1%
Soldador	150	1.990	7,5%	3,6%
Técnico em segurança no trabalho	138	3.123	4,4%	5,1%
Motorista de caminhão (rotas regionais e internacionais)	131	9.310	1,4%	0,6%
Técnico de manutenção elétrica	126	1.947	6,5%	21,9%
Instalador de tubulações	98	406	24,1%	38,0%
Subgrupo de funções				
Profissionais das ciências exatas, físicas e da engenharia	1.011	21.260	4,8%	11,3%
Técnicos de nível médio das ciências físicas, químicas, engenharia e afins	935	15.180	6,2%	5,6%
Trabalhadores da transformação de metais e de compósitos	682	9.213	7,4%	4,0%
Trabalhadores em indústrias de processos contínuos e outras indústrias	639	17.399	3,7%	20,1%
Escriturários	431	16.837	2,6%	0,3%
Trabalhadores de funções transversais	418	23.231	1,8%	0,5%
Técnicos de nível médio nas ciências administrativas	318	9.284	3,4%	1,4%
Faixa Etária				
10 a 17	46	307	15,0%	0,5%
18 a 24	226	7.469	3,0%	0,2%
25 a 29	579	15.932	3,6%	0,5%
30 a 39	2.425	63.551	3,8%	0,8%
40 a 49	1.497	43.809	3,4%	0,7%
50 a 64	822	32.620	2,5%	0,5%
65 ou mais	25	2.254	1,1%	0,2%
Escolaridade				
Analfabeto	0	119	0,0%	0,0%
Até 5ª Incompleto	20	1.185	1,7%	0,1%
5ª Completo Fundamental	24	1.438	1,7%	0,1%
6ª a 9ª Fundamental	46	4.099	1,1%	0,1%
Fundamental Completo	148	7.741	1,9%	0,2%
Médio Incompleto	210	5.027	4,2%	0,3%
Médio Completo	2.832	76.595	3,7%	0,6%
Superior Incompleto	163	7.214	2,3%	0,5%
Superior Completo	1.957	57.842	3,4%	1,0%
Mestrado	196	4.014	4,9%	2,4%
Doutorado	24	668	3,6%	0,3%
Valor da remuneração média da cadeia de P&G	R\$ 12.178,52	R\$ 10.952,05		
Valor da remuneração média (R\$) total	R\$ 2.538,53	R\$ 2.902,96		

Fonte: RAIS
Elaboração: Ideies/ Findes

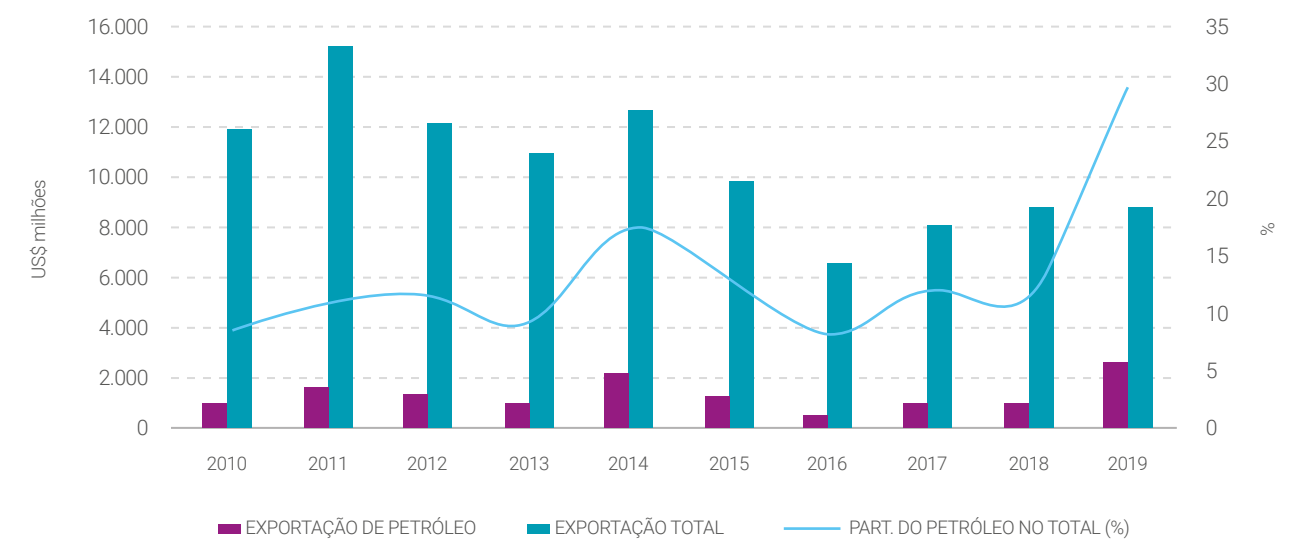
3.4 Setor Externo

A produção da indústria do petróleo pode ser consumida internamente no país ou vendida para o exterior. Essas exportações abrangem desde o petróleo bruto, coque e derivados de petróleo, produtos da petroquímica e bem como os “repetráveis”²⁵.

Com o início da produção dos campos capixabas no polígono do pré-sal, as exportações do setor

de petróleo do Espírito Santo aumentaram de forma expressiva. De 2010 a 2020, o valor exportado cresceu 118,0%. Mas, a partir de 2015, o setor passou a reduzir as vendas externas dessa indústria devido à redução da demanda mundial, em função da enxurrada de shale oil norte americano no mercado internacional, e a menor produção de petróleo no estado ocorrida desde 2017.

Gráfico 35 - Total das exportações de petróleo e total das exportações no Espírito Santo



Fonte: MDIC/Secex
Elaboração: Ideies/Findes

Mas, o valor total exportado pela indústria de petróleo do Espírito Santo expandiu substancialmente em 151,4% na passagem de 2018 para 2019, totalizando US\$ 2,6 bilhões nesse último ano (gráfico 35). Esse crescimento exponencial ocorreu devido à venda externa de plataforma de perfuração ou exploração (US\$ 1,5 bilhão), fabricada por um estaleiro de Linhares. Todavia, essa FPSO tratou-se de uma exportação ficta²⁶ do regime do repetro-sped, sendo que essa FPSO foi destinada para a Bacia de Santos. Esse regime aduaneiro especial computa como exportação to-

dos os produtos classificados como “reapretáveis” para isenta-los do pagamento de tributos federais e estaduais.

²⁵ 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.

²⁶ Operação contábil de venda de produtos nacionais a empresas sediadas no exterior sem que o bem saia do território nacional.

A venda externa de petróleo bruto do estado foi de US\$ 1,01 bilhão em 2019, valor 5,7% maior que o do ano imediatamente anterior. Já as exportações de produtos derivados de petróleo totalizaram US\$ 58,8 milhões, valor 52,7% maior do que o registrado em 2018. O resultado desse último foi influenciado pelo aumento de 153,1% nas vendas de fuel oil²⁷ nessa passagem de ano (tabela 6).

Devido à expansão em US\$ 1,5 bilhão nos repetráveis de 2018 para 2019, a participação da indústria de petróleo no montante total exportado pelo Espírito Santo saltou de 11,7% para 29,5% nesse período. Além disso, ainda nessa passagem de ano, a representatividade do petróleo bruto no valor total exportado pelo setor caiu de 92,9% para 39,0%.

Tabela 6 - Exportações de petróleo do Espírito Santo (US\$ milhões)

Período	Total das exportações de petróleo		Petróleo bruto		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	1.019,9	4,4	899,2	3,9	0,0	0,0	1,5	0,1	119,2	8,2
2011	1.635,1	5,2	1.510,6	4,8	0,0	0,0	1,5	0,1	123,0	4,5
2012	1.397,1	4,4	1.322,3	4,1	0,0	0,0	0,4	0,0	74,4	2,1
2013	1.011,2	3,4	931,6	3,1	0,0	0,0	1,9	0,1	77,6	0,8
2014	2.223,2	8,2	2.000,7	7,4	0,0	0,0	5,6	0,2	216,9	5,2
2015	1.277,7	6,4	1.128,5	5,7	0,1	0,0	1,9	0,1	147,3	3,8
2016	535,4	2,8	465,1	2,4	0,0	0,0	2,6	0,1	67,7	1,3
2017	967,6	4,1	919,9	3,9	0,0	0,0	4,3	0,2	43,5	1,7
2018	1.033,7	2,7	960,0	2,5	38,5	0,9	5,6	0,3	29,6	0,4
2019	2.598,5	7,1	1.014,5	2,8	58,8	1,0	1,5	0,1	1.523,7	34,7

Fonte: MDIC/Secex
Elaboração: Ideies/ Findex

No período 2010-2018, as exportações de óleo bruto de petróleo do Espírito Santo foram principalmente direcionadas aos Estados Unidos, à Índia e à China. Entre esses países, o principal comprador externo foi EUA, mas sua posição não foi dominante durante os anos de 2013 e 2015. A partir desse último, a Índia se tornou o segundo maior comprador desse produto capixaba.

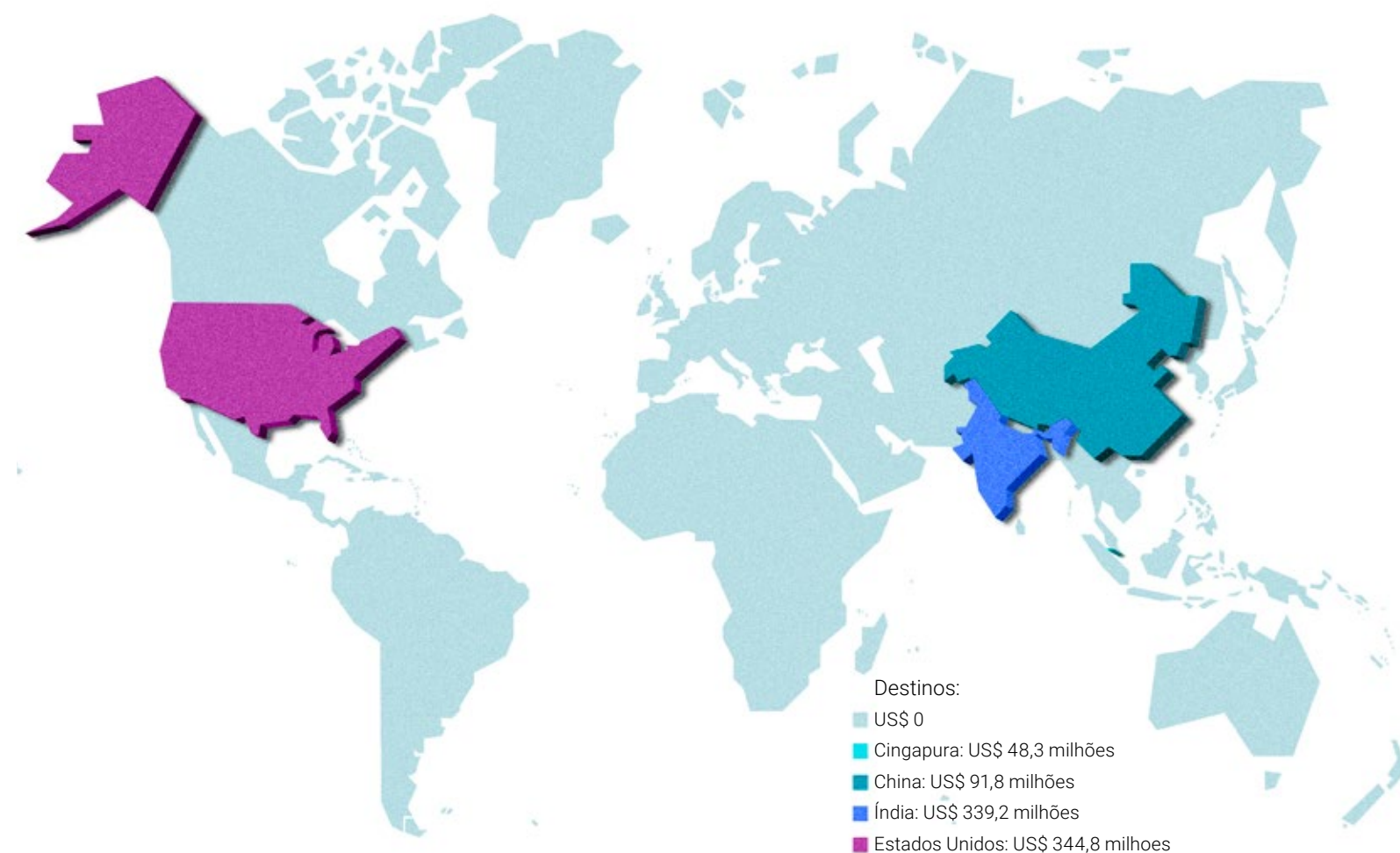
Em 2019, o óleo bruto de petróleo foi exportado apenas para Estados Unidos (41,8%), Índia (41,8%), China (11,1%) e Cingapura (5,9%) (figura 1). Como visto no primeiro capítulo, especialmente, os três primeiros países citados são grandes consumidores de petróleo e possuem as maiores capacidades de refino mundiais.

Em relação as importações, o Espírito Santo adquiriu de outros países, principalmente, produtos repetráveis e petroquímicos nos anos de 2010 a 2019. Não houve o registro de compra externa de petróleo bruto neste período (tabela 7).

O total de produtos importados pela indústria de petróleo do Espírito Santo foi de US\$ 748,7 milhões em 2019, maior valor desde 2010 (tabela 7). Desse montante, 85,3% refere-se à importação de repetráveis, 7,8% de produtos da petroquímica e 6,9% de derivados de petróleo.

²⁷ Também conhecido como óleo combustível pesado ou residual.

Figura 1 - Principais destinos das exportações de óleo bruto de petróleo do Espírito Santo em 2019

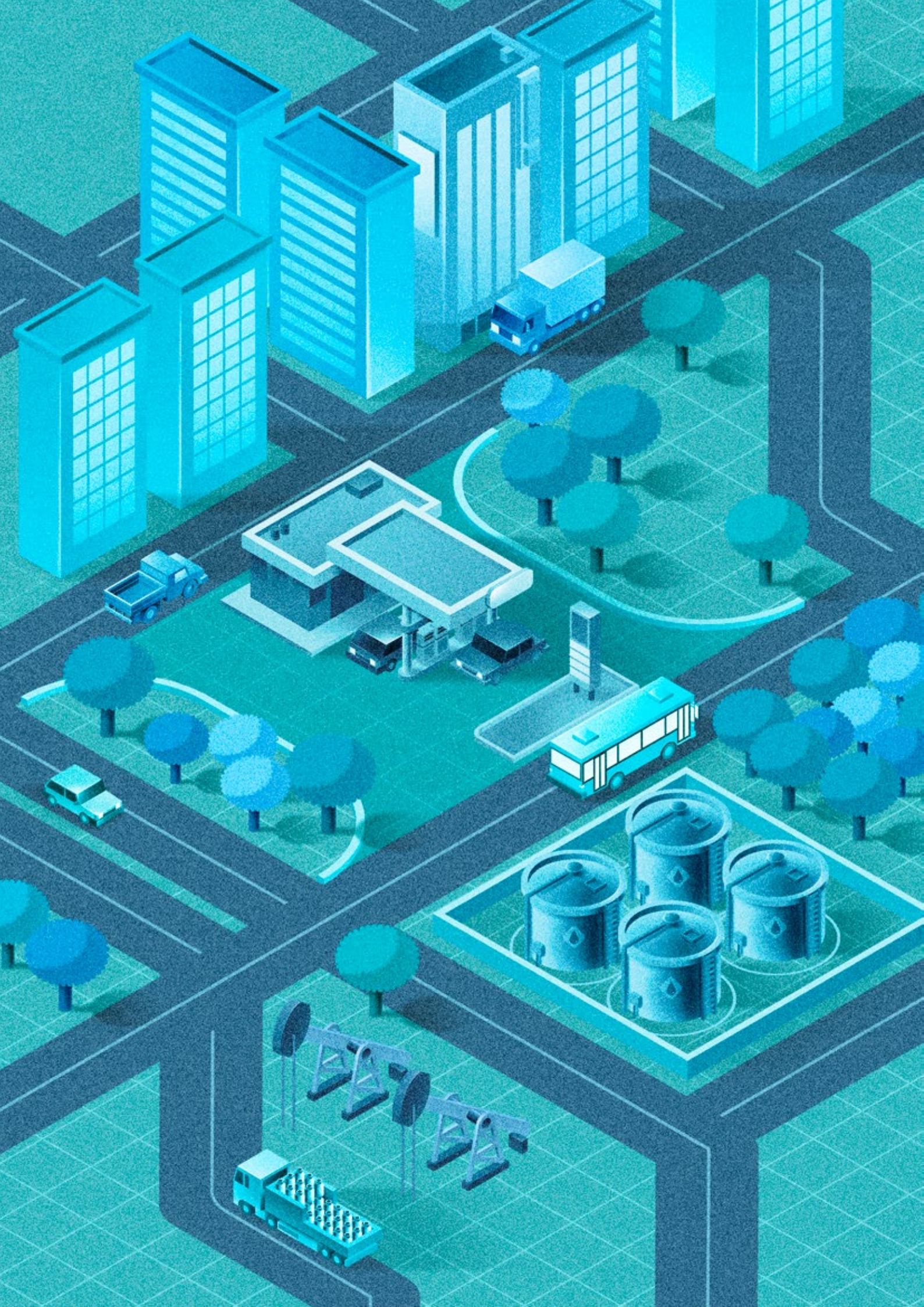


Fonte: MDIC/Secex
Elaboração: Ideies/ Findex

Tabela 7 - Importações de petróleo do Espírito Santo (US\$ milhões)

Período	Total das importações de petróleo		Petróleo bruto		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	230,9	0,8	-	-	46,3	0,4	118,7	2,9	66,0	2,8
2011	243,9	0,6	-	-	17,1	0,1	156,8	3,0	69,9	2,6
2012	290,0	0,7	-	-	34,6	0,2	163,4	3,3	91,9	3,2
2013	264,5	0,6	-	-	37,8	0,2	119,3	2,1	107,4	3,1
2014	315,5	0,7	-	-	35,5	0,2	107,4	1,9	172,6	4,8
2015	228,0	0,9	-	-	67,0	0,7	111,2	2,5	49,9	1,3
2016	132,1	0,8	-	-	33,8	0,4	69,1	1,9	29,2	1,1
2017	156,9	0,7	-	-	81,1	0,6	41,7	1,1	34,0	2,0
2018	177,7	0,5	-	-	46,3	0,3	72,1	1,8	59,3	0,5
2019	748,7	2,4	-	-	51,6	0,4	58,3	1,5	638,8	7,6

Fonte: MDIC/Secex
Elaboração: Ideies/Findex



Capítulo 4

PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO

A indústria de Petróleo e Gás (P&G) precisa constantemente superar diversos desafios tecnológicos e o desenvolvimento dessas soluções tecnológicas é imprescindível para a manutenção da capacidade de produção e da competitividade do setor. Nesse cenário, a inovação é um ponto chave e, grande parte dessas inovações, surgem a partir da produção de pesquisa e de conhecimento.

No Brasil há um importante mecanismo de incentivo à produção de conhecimentos e de novas tecnologias para esse setor: a cláusula de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I), criada pela Lei nº 9.478, de 06/08/1997 e regulamentada pela Resolução ANP nº 50/2015, no respectivo Regulamento Técnico ANP nº 03/2015.

4.1 Regulamentação

A Cláusula de PD&I, firmada nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, estabelece a aplicação de um percentual da receita bruta da produção em projetos e programas de pesquisa, desenvolvimento e inovação pelas empresas petrolíferas.

O percentual a ser aplicado varia segundo as condições específicas de cada modalidade de contrato: 1,0% no caso de concessão e partilha da produção e 0,5% no caso de cessão onerosa. Os valores gerados são investidos em projetos de PD&I que podem ser executados pela própria Empresa Petrolífera, por Empresas Brasileiras ou por instituições credenciadas de todo o país²⁸.

A receita bruta dos 15 campos, explorados por meio do regime de concessão e que arrecadaram participações especiais, totalizou cerca de R\$ 173 bilhões em 2019, gerando R\$ 1,7 bilhões

Tabela 8 - Percentual aplicado na receita bruta das concessionárias para cláusula de PD&I, por modalidade contratual dos campos em produção

		Valor das obrigações em PD&I pelas concessionárias
Regime Contratual	Concessão	1,0% das receitas brutas mensais de cada campos que geram participações especiais (alta produtividade)
	Partilha de Produção	1,0% do total das receitas brutas anuais de cada campo
	Cessão Onerosa	0,5% do total das receitas brutas anuais de cada campo

Fonte: MDIC/Secex
Elaboração: Ideies/Findes

²⁸ Empresa petrolífera corresponde a uma empresa signatária de contratos de concessão, cessão onerosa ou partilha de produção firmados para a atividade de produção e exploração de petróleo e gás natural. As instituições de pesquisa correspondem a universidade ou instituição de pesquisa e desenvolvimento credenciada na ANP. Por fim, empresas brasileiras são organizações econômicas, devidamente registrada na Junta Comercial ou no Registro Civil das Pessoas Jurídicas.

em obrigatoriedade de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento. Desses campos, 2 são do Espírito Santo (Jubarte e Roncador²⁹), juntos totalizaram uma receita bruta de aproximadamente R\$ 27 bilhões, logo, geraram R\$ 278 milhões em recursos qualificadas para PD&I.

A cláusula foi criada pela Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97), e atualmente é regulamentada pela Resolução ANP nº 50/2015, no respectivo Regulamento Técnico ANP nº 03/2015. Em 2019, a resolução foi revisada, com isso ampliaram as possibilidades de atuação das instituições de pesquisa, incentivam a execução de projetos

com parceria entre as universidades e as empresas, que estejam desenvolvendo tecnologia com programas de PD&I, o que viabiliza a execução de novos modelos de projetos e programas³⁰.

Com a regulamentação vigente, poucas modalidades de despesas dos projetos e programas precisam de autorização da ANP para o seu dispêndio³¹. A maior parte desses projetos ou programas permaneceu sem a necessidade de autorização prévia, bastando que os executores prestem conta do recurso utilizado ao final do projeto ou programa.

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

Contratos de concessão até 10ª rodada	Contrato de concessão 11ª rodada à 13ª rodada e partilha de produção	Contrato de concessão a partir da 14ª 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's). Desta parcela, até 30% pode ser aplicado diretamente em Empresas Brasileiras, em projetos ou programas executados em parceria com (IC's) e tenha objetivo a inovação de produto, processo ou serviço.	Aplicação de pelo menos de 50% dos recursos em projetos ou programas por IC's. Desta parcela, até 30% pode ser aplicado diretamente em Empresas Brasileiras, em projetos ou programas executados em parceria com IC's e tenha objetivo a inovação de produto, processo ou serviço.	Aplicação de 30% a 40% dos recursos em universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento nacionais credenciados pela ANP.	Aplicação de 100% dos recursos em projetos e programas executados por IC's.
Do restante do recurso, até 50% pode ser destinado para qualquer dos executores permitidos: Empresa Petrolífera, Empresa Brasileira ou Instituição Credenciada.	Aplicação de pelo menos 10% dos recursos em projetos ou programas executados por Empresas Brasileiras.	Aplicação de 30% a 40% dos recursos atividades de pesquisa e desenvolvimento e inovação que tenham por objetivo resultar em produtos ou processos com inovação tecnológica junto a Empresas Brasileiras.	Desta parcela, até 30% pode ser aplicado diretamente em Empresas Brasileiras, em projetos ou programas executados em parceria com IC's e tenha objetivo a inovação de produto, processo ou serviço.
	O restante, até 40%, pode ser aplicado em projeto ou programa executado em instalações da própria Empresa Petrolífera ou de sua filial (desde que localizada no Brasil), ou contratados junto a Empresas Brasileiras ou a IC's	O restante pode ser aplicado em atividade de pesquisa, desenvolvimento e inovação realizadas em instalações do próprio Concessionário ou de suas Afiliadas (localizadas no Brasil) ou em Empresas Brasileiras, ou em universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento credenciados pela ANP.	

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies / Findes.

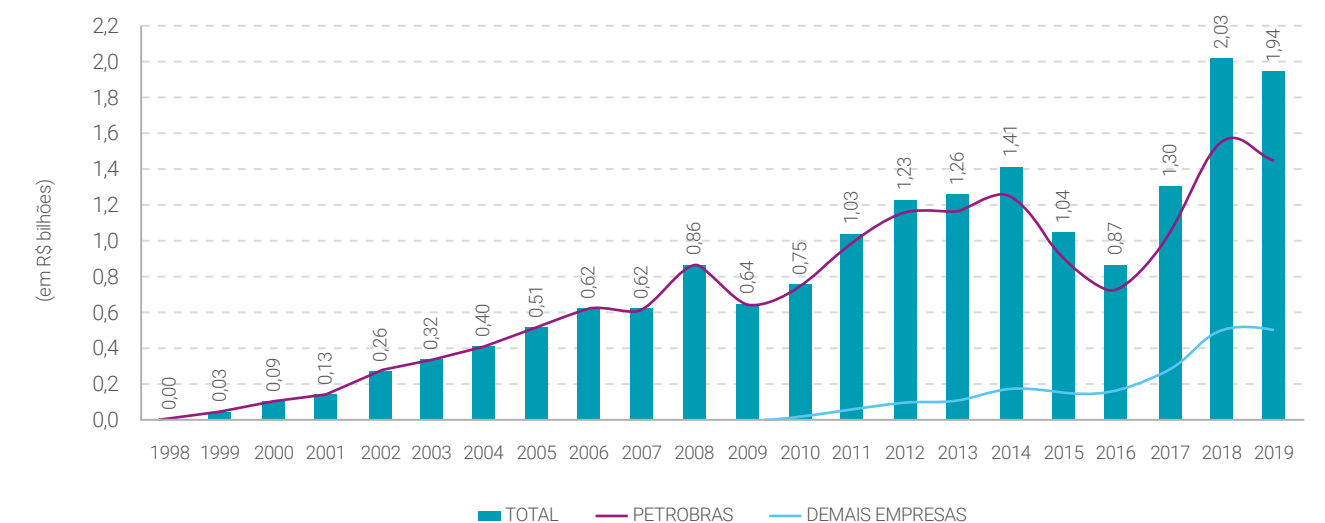
4.2. Projetos e programas desenvolvidos com o recurso da cláusula de PD&I

Entre 1998 e 2019, a cláusula de PD&I gerou no Brasil aproximadamente R\$ 17,3 bilhões em volume de obrigações, sendo a Petrobras responsável por 88,7% desse montante e as demais empresas por 11,3%.

Em 2019, o valor gerado pela cláusula foi de R\$ 1,94 bilhões, uma queda de 4,6% na comparação

com o ano imediatamente anterior (2018). A participação relativa da Petrobras frente às demais empresas petrolíferas em 2019 foi de 74,6%. Apesar desse resultado ainda concentrado, verifica-se o aumento da participação das demais empresas desde 2010. Nesse ano estas empresas representavam 1,6% do valor total das obrigações geradas, passando a representar 25,4% em 2019.

Gráfico 36 - Obrigações geradas pela cláusula de PD&I no Brasil



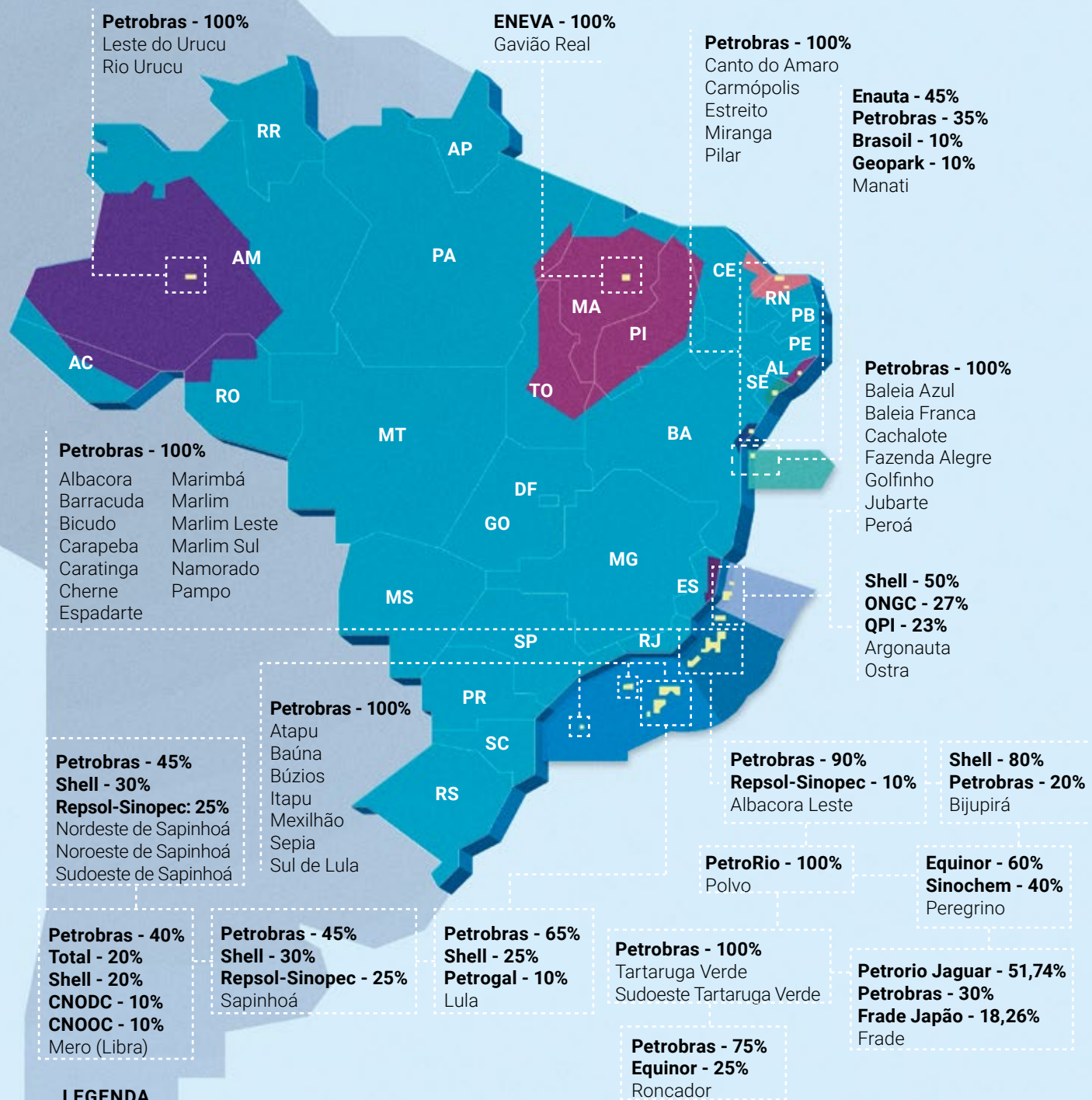
Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

²⁹ Roncador faz confrontação com o Espírito Santo e o Rio de Janeiro.

³⁰ As alterações constam na resolução nº 799, de 2 de setembro de 2019, que está disponível em: http://www.anp.gov.br/images/Pesquisa_Desenvolvimento/Investimentos_PDI/Regulamentacao_tecnica/resolucao-799-2019.pdf.

³¹ As categorias de projetos e programas na RT nº 03/2015 que devem ser submetidos para autorização 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.

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



LEGENDA

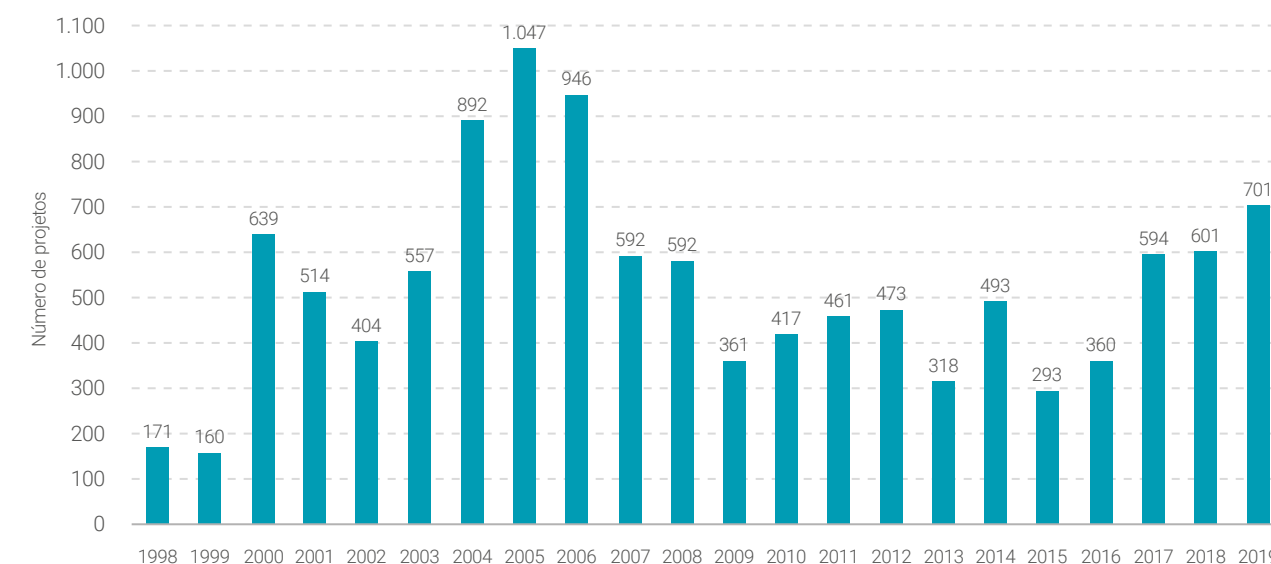
Campos que geraram obrigações	Bacias sedimentares marítimas	Bacias sedimentares terrestres
Camamu	Camamu	Sergipe
Espírito Santo	Espírito Santo	Solimões
Campos	Campos	Parnaíba
Santos	Santos	Espírito Santo
		Potiguar
		Alagoas
		Recôncavo
		Limite estacual

Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes
Nota: Informações até o primeiro trimestre de 2020.

De acordo com os dados disponibilizados pela ANP³², foram desenvolvidos, entre 1998 e 2018, 11.577³³ projetos no Brasil financiados com recursos das obrigações geradas pela cláusula. O pico no número de projetos ocorreu em 2005 (1.047

projetos), ano anterior ao início da vigência da RT nº 05/2005. Ao comparar 2019 (701) com 2018 (601), a quantidade de projetos cresceu 16,6% e foi o maior volume de projetos desde 2006 (946).

Gráfico 37 - Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Brasil (nº de projetos)



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

De 2000 a 2019, foram iniciados no Espírito Santo um total de 86 projetos, desenvolvidos com os recursos da cláusula de PD&I.

projeto. Cabe destacar que desde a primeira edição deste anuário são apresentados os dados dos projetos desenvolvidos no estado com os recursos da cláusula, com o intuito de fomentar a

Das quatro empresas petrolíferas³⁴ que geram obrigações de PD&I, por possuírem campos produtivos em confrontação com o estado, apenas a Petrobras (85) e a Queiroz Galvão (1) tiveram projetos desenvolvidos com esse recurso no Espírito Santo³⁵.

³² A relação de projetos apresentados por empresas petrolíferas que foram financiados com os recursos da cláusula de PD&I no Brasil, podem ser acessados em: <http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-p-d-i/projetos-de-pd-i>

³³ Essa quantidade de projetos refere-se aos que precisaram e não precisaram de autorização da ANP.

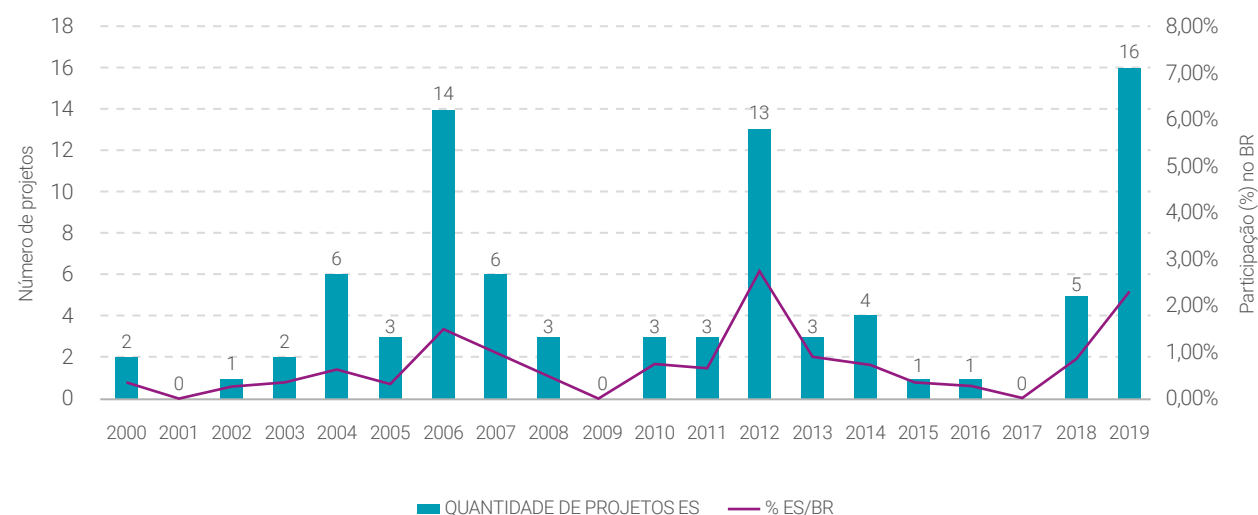
³⁴ Petrobras; Shell; ONGC E QPI.

³⁵ Os recursos da cláusula de PD&I não precisam, necessariamente, serem aplicados nos locais onde foram gerados.

sua utilização, por meio da melhor compreensão de como funcionam os mecanismos administrativos e legais e quais as possíveis causas da pouca utilização pelas instituições capixabas.

Em 2019, a quantidade de projetos desenvolvida pelo estado representou apenas 2,28% do total do Brasil. Em 2018, essa representatividade foi de apenas 0,83%.

Gráfico 38 - Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Espírito Santo



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Sistema Findes

Do total de projetos desenvolvidos no Brasil com os recursos da cláusula de PD&I, 1.751 foram autorizados pela ANP³⁶. Vale ressaltar que, em regra, a maioria dos projetos não necessitam de análise prévia da agência antes de sua contratação pela empresa petrolífera, conforme disposto nos citados regulamentos técnicos³⁷. Desse total, 87,5% foram realizados pela Petrobras.

Esses projetos autorizados pela ANP totalizaram uma despesa aprovada de 6,2 bilhões, no período de 2005 a junho de 2020. As empresas

petrolíferas com maiores valores autorizados foram a Petrobras e a Shell, com respectivamente, 89,6% e 6,7% do valor total.

No Espírito Santo, assim como no Brasil, apenas uma parte dos projetos financiados com o recurso da cláusula precisaram de autorização. Apenas 19 dos 86 projetos desenvolvidos no estado necessitaram de análise prévia da ANP antes da contratação. Grande parte desses projetos foram destinados à criação e à adequação da infraestrutura dos laboratórios e à aquisição dos equipamentos necessários às pesquisas.

³⁶ Quantidade referente ao total de projetos e programas de pesquisa, desenvolvimento e inovação liberados pela ANP para receber recursos da cláusula de PD&I. O fato desses projetos/programas serem aprovados não garante a sua realização.

³⁷ A ANP divulgou uma tabela consolidada com informações de projetos, e seus respectivos valores, autorizados entre novembro de 2005 a 30 de junho 2020.

Tabela 9 - Investimentos em PD&I autorizados pela ANP no Brasil pelas principais concessionárias - Acumulado de novembro/2005 até junho/2020

Empresa Petrolífera	Nº de projetos autorizados	Participação %	Valores autorizados (R\$ milhões)	Participação %
PETROBRAS	1.532	87,5	5.531,89	89,6
SHELL	79	4,5	412,94	6,7
QUEIROZ GALVÃO	32	1,8	9,62	0,2
EQUINOR	25	1,4	56,66	0,9
PETROGAL	26	1,5	78,43	1,3
SINOCHEM	14	0,8	21,52	0,3
REPSOL	17	1,0	45,76	0,7
CHEVRON	9	0,5	6,37	0,1
GEOPARK	3	0,2	0,67	0,0
BP	2	0,1	2,32	0,0
ONGC	3	0,2	0,65	0,0
PARNAÍBA GÁS NATURAL	2	0,1	5,57	0,1
BRASOIL	2	0,1	0,24	0,0
QPI	2	0,1	0,19	0,0
FRADE JAPÃO	1	0,1	3,16	0,1
RIO DAS CONTAS	1	0,1	0,11	0,0
TOTAL	1	0,1	0,09	0,0
SOMATÓRIO	1.751	100,0	6.176,18	100,0

Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Sistema Findes

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

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 as 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 melhor capacitada para desenvolver o trabalho.



4.3.1 Instituições cadastradas

No Brasil, até 30 de junho de 2020, haviam 160 instituições de pesquisas cadastradas na ANP para a execução de projetos com recursos provenientes de cláusula de PD&I. Essas instituições desmembram-se em um total de com 975 unidades de pesquisa (UP) e um total de 4.272 linhas

de pesquisa, distribuídas em sete áreas temáticas, voltadas para o desenvolvimento científico e tecnológico do setor (tabela 10). O estado com mais instituições cadastradas foi o Rio de Janeiro (34), seguido por São Paulo (28).

Tabela 10 - Número de Linhas de Pesquisa por área

Área	Linha de Pesquisa	Part. (%)
Temas Transversais	1.543	36,00
Exploração e Produção de Petróleo e Gás	1.290	30,00
Biocombustíveis	611	14,00
Abastecimento	351	8,00
Outras Fontes de Energia	239	6,00
Gás Natural	158	4,00
Regulação do Setor	80	2,00
Total	4.272	100,00

Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes
Nota: Até junho de 2020

No Espírito Santo, em 2019, apenas 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 97,7% da quantidade total de projetos realizado no estado.

Em 2019, o Espírito Santo desenvolveu 16 projetos com os recursos da cláusula de PD&I, totalizando um montante de R\$ 33,4 milhões³⁸, todos realizados por unidades de pesquisas da UFES. Desses projetos, 12 estavam relacionados com o tema produção, 2 com engenharia de poço, 1 com exploração e 1 com refino. Nesse ano, três instituições de pesquisa estavam cadastradas na ANP: a UFES, com 17 unidades de pesquisas registradas, o IFES, com 3 e a UVV, com 1³⁹.

Essa pequena quantidade de unidades de pesquisa explica, em alguma medida, os apenas 86 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's; (ii) complexidade e prazo de duração dos projetos e programas; (iii) obrigações dos docentes em outras atividades acadêmicas. Esses pontos, em conjunto, revelam porque as UP's têm fôlego limitado para receber os investimentos da cláusula de PD&I. Uma opção para aumentar a quantidade de projetos com recurso dessa cláusula é, portanto, o aumento do número das unidades de pesquisa cadastradas.

Tabela 11 - Instituições do Espírito Santo que receberam recursos da cláusula de PD&I - 1998 - 2019

	UFES	IFES	UCL*	UVV	Total ES
Nº unidades de pesquisa cadastradas na ANP*	17	4	0	1	22
Nº de projetos que receberam recursos de PD&I sem necessidade de autorização da ANP	66	1	1	0	68
Nº de projetos que precisaram de autorização da ANP	18	0	0	0	18

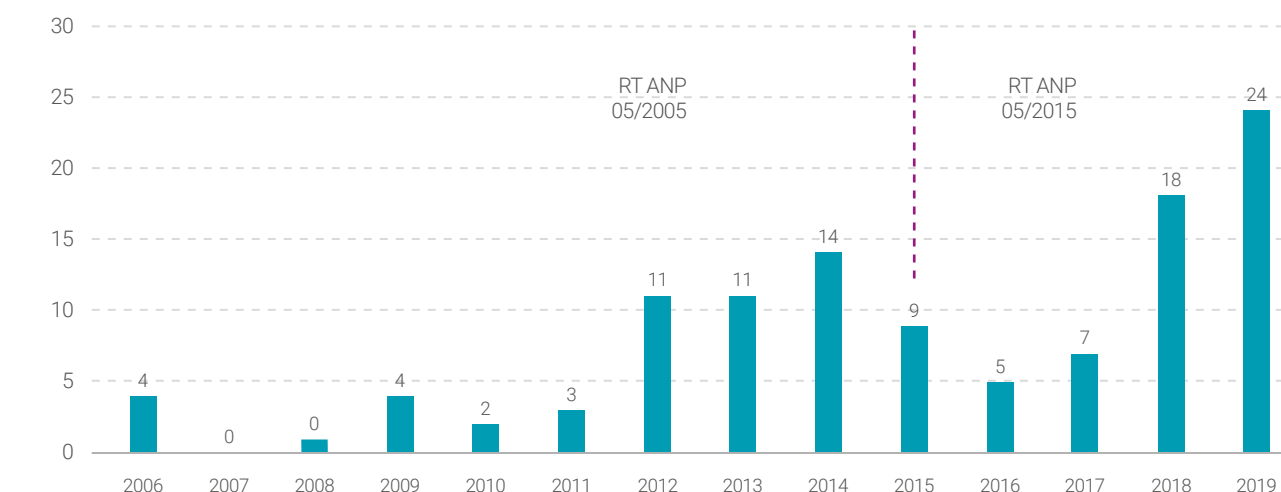
Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Sistema Findes
Nota: Uma unidade de pesquisas não consta nesta lista, pois foi cadastrada em março de 2020: o Laboratório de Energias, do IFES.
* A UCL, até a data desta publicação, estava descredenciada da ANP.

4.3.2 Empresas Brasileiras

As empresas brasileiras desenvolveram no país 113 projetos de PD&I com recursos da cláusula durante os anos de 2006 a 2019, sendo que apenas oito precisaram de autorização da ANP, ou seja, se enquadravam nas categorias de projetos

e programas que devem ser submetidos para autorização. Essas empresas podem ser as únicas executoras do projeto, podem subcontratar uma instituição de pesquisa ou, ainda, serem subcontratadas pela petrolífera.

Gráfico 39 - Projetos desenvolvidos por empresas brasileiras com os recursos da cláusula de PD&I



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes
Nota: Até junho de 2020

As empresas do Espírito Santo ainda não desenvolveram projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação com esses recursos, porém, o estado possui potencial para tanto. Em 2019, as empresas capixabas se destacaram em editais no setor de petróleo e gás. No desafio de Digitalização da Repsol-Sinopec, das cinco empresas aprovadas

³⁸ Em 2019, 5 projetos necessitaram de autorização da ANP. Estes valores foram autorizados para serem executados durante todo o período que durar o projeto. E cada projeto tem duração diferente, que vai de 24 até 42 meses.

³⁹ A UCL iniciou um projeto em 2010 (com data de término em agosto de 2014). Porém, em 2019 a instituição não estava mais cadastrada na ANP. A UVV está cadastrada na ANP, mas ainda não realizou projeto.

no edital, duas eram capixabas: a Mogai e a Factum. O desafio era desenvolver novas soluções tecnológicas para o setor, por meio de técnicas de inteligência artificial, equipamentos robóticos, modelagem computacional ou digitalização⁴⁰.

Na chamada de 2019 do FindesLab, o desafio da Shell foi protagonizado pelas empresas capixabas, com 14 projetos submetidos e 1 selecionado, da startup capixaba Dersalis. Já em 2020, no Edital Conexões para a Inovação, da Petrobras e do Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (Sebrae), 2 empresas capixabas, entre mais de 300 empresas, foram selecionadas na 1ª fase: Mogai e Wize Company.

No resultado final, a Mogai foi selecionada pela Petrobras, junto com outras 17 empresas do país, para participar do programa de inovação, a fim de desenvolver soluções que melhorem os processos produtivos. As empresas receberão um investimento total de R\$ 10 milhões, que serão divididos entre elas e aplicados no desenvolvimento de soluções nas áreas de tecnologias digitais, robótica, eficiência energética, corrosão, entre outros. Inicialmente, cada empresa receberá R\$ 500 mil⁴¹.

Na Missão Digital de Petróleo e Gás 2020, da ApexBrasil, cujo objetivo é incentivar o desenvolvimento de parcerias internacionais com foco no setor P&G, orientando à inserção de empresas brasileiras na cadeia global de suprimentos do setor, especialmente aquelas inovadoras e de base tecnológica, o Espírito Santo também se destacou. Na fase 1, das 150 inscrições, apenas 30 foram selecionadas e, entre elas, 6 eram capixabas: Endserv, 2Solve e Inside, Marca Ambiental, R1 Engenharia e Vixteam. Na fase 2, das 25 empresas selecionadas, 4 era capixaba: 2solve, Orion, R1 Engenharia e VPS Group⁴².

Visando a captação de recursos por meio de chamadas e editais de inovação, o Fórum Capixaba de Petróleo e Gás (FCP&G), com coordenação executiva da Federação da Indústrias do Espírito Santo (Findes), atua apoiando as empresas por meio de assessoria, capacitações e orientações, junto com o Sebrae⁴³.

Com o objetivo de aumentar a assertividade na geração de negócios com as empresas da cadeia de Petróleo e Gás, o FCP&G e o Sebrae lançaram, no início de 2020, o Programa Fornecedor Competitivo. Através de uma consultoria especializada para auxiliar na promoção das atividades e desenvolvimento do Modelo de Negócio de cada empresa, o programa visa gerar oportunidades de negócios para toda a cadeia produtiva do setor de P&G, fomentando à inovação para o desenvolvimento de novos produtos e serviços, além da melhoria de processos. O programa se compromete a capacitar 44 empresas capixabas inscritas, sendo 30 Fornecedores Tradicionais e 14 Startups/Empresas de Base Tecnológica⁴⁴.

O FCP&G vem atuando fortemente para divulgar os projetos desenvolvidos pelas empresas participantes, tendo em vista que a manutenção da capacidade de produção e da competitividade do setor de petróleo e gás perpassa pelo desenvolvimento de novas tecnologias. Utilizar os recursos da Cláusula de PD&I será importante para fomentar maiores oportunidades e promover, de forma contundente, o desenvolvimento e a inovação tecnológica dentro do estado. Com as novas regras estabelecidas pela ANP para desburocratizar o uso de recursos obrigatórios de pesquisa e desenvolvimento, espera-se que as startups e os fornecedores da indústria de petróleo tenham maior acesso com menor burocracia aos recursos da cláusula.

Tabela 12 - Desempenho das empresas capixabas nos processos e programas de ampla concorrência

Ano	Desafio	Concorrência	Resultado para empresas capixabas	Empresa Selecionada	Proposta
2019	Shell-Chamada FindesLab	14 propostas submetidas e 1 aprovada	1 selecionada	Dersalis Brasil Tecnologia e Inovação e Saúde Ltda	Pulseira Inteligente Dersalis HS2
	Repsol Sinopec -Desafio da Digitalização	5 empresas aprovadas no país	2 selecionadas	Mogai Tecnologia de Informação S.A ES FACTUM Centro de Desenvolvimento Tecnológico e Empresarial Ltda ES	Câmera 3D Submarina: inspeções dimensionais em cascos ou equipamentos submersos Sistema de inspeção "SNAIL"- Obtenção de dados em ambientes confinados
2020	Petrobras x Sebrae - Conexões para a inovação	363 projetos submetidos - 30 selecionados na 1a fase	2 selecionadas	Mogai Tecnologia de Informação S.A ES Wize Company Tecnologia Ltda	Sistema de monitoramento da Corrosão e Gerenciameto de pintura industrial Wizegrid Detection - Sistema IoT de monitoramento de vazamento de metano em plataformas de produção offshore
	Missão Digital de Petróleo e Gás 2020 ApexBrasil Fase 1 - Inovação	150 inscrições, 75 validadas e 30 selecionadas	6 selecionadas	Endserv	Soluções para Soldagens especiais e Inspeções, fabricação e manutenção de tubulações, acessórios, equipamentos e estruturas metálicas
				2 Solve	Serviços de engenharia e tecnologias de software e chardware para automação
				Inside	Soluções em Realidade Virtual e Aumentada para Treinamentos e Capacitações de Profissionais na Indústria.
				R1 Engenharia	Soluções integradas de engenharia para equipamentos e estruturas, por meio de simulação numérica, inspeções e Eng. Confiabilidade.
				Marca Ambiental	Gerenciamento Integrado de Resíduos; Coleta e Transporte; Tratamento e Disposição
				Vixteam	Serviços de sustentação de sistemas e desenvolvimento de software
				2Solve	Serviços de engenharia e tecnologias de software e hardware para automação
	Missão Digital de Petróleo e Gás 2020 ApexBrasil Fase 2 - Internacionalização	150 inscrições, 75 validadas e 25 selecionadas	4 selecionadas	Orion Industrial e Salvagem R1 Engenharia	Liferafts, Lifeboats, Rescue Boats, Davits & Winches, GMDS, VDR, Fire-Fighting, Safety, Life-saving Appliances, Portable and Ficed system of gas detector. Soluções integradas de engenharia para equipamentos e estruturas, por meio de simulação numérica, inspeções e Eng. Confiabilidade.

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

⁴⁰ Saiba mais em: <https://esbrasil.com.br/projeto-capixabas-repsol-sinopec/>

⁴¹ A Mogai apresentou um projeto de tecnologia 3D para monitorar a corrosão das plataformas e gerenciar a pintura nas embarcações da Petrobras.

⁴² Saiba mais em: <http://fcpeg.org.br/category/negocios/>

⁴³ Vale ressaltar que destas empresas citadas no Anuário, que foram selecionadas para os editais de inovação, algumas atuaram de forma independente, sem usufruir do apoio direto do Fórum Capixaba de Petróleo e Gás.

⁴⁴ Saiba mais sobre o Programa Fornecedor Competitivo em: <http://fcpeg.org.br/wp-content/uploads/2020/08/Cata%CC%81logo-PFC.pdf>

A importância da sinergia entre laboratórios federais e empresas inovadoras

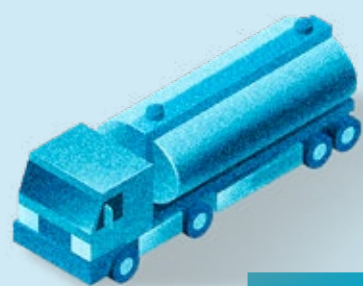
Assim como nos demais setores, no setor de Petróleo e Gás o motor do crescimento econômico e da competitividade está intrinsecamente relacionado à inovação tecnológica. Para tanto, é muito importante que essas estratégias de desenvolvimento estejam interligadas entre empresas, academia e governo, de forma a potencializar cada um dos diferentes agentes envolvidos, gerando sinergia capaz de propagar o processo contínuo de mudança tecnológica em prol dos objetivos estratégicos do setor.

Contudo, empresas, universidades e governos nem sempre atuam em sinergia. A criação do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguêz de Mello (Cenpes)⁴⁵, em 1963, foi um grande passo para o aprimoramento da infraestrutura de pesquisa e desenvolvimento. Com o centro, foi possível que a Petrobras firmasse parcerias tecnológicas com

as principais instituições científicas e empresas de base tecnológica no Brasil e no exterior.

Através da experiência do Cenpes, é possível notar que um dos pilares fundamentais para a capacidade de inovação é a combinação adequada de conhecimento científico com as necessidades da indústria do setor de petróleo e gás. Nesse sentido, em setembro de 2020, o Fórum Capixaba de Petróleo e Gás – FCP&G, o Sebrae/ES, a Universidade Federal do ES (UFES) e o FindesLab, realizaram um evento online, com o intuito de promover a aproximação e firmar parcerias entre laboratórios federais e empresas inovadoras capixabas do setor de P&G.

A parceria entre laboratórios federais e empresas do setor, pode alavancar a atração de investimentos para o Espírito Santo; fortalecer a imagem do estado em âmbito nacional; induzir o desenvolvimento de soluções, produtos e serviços para o setor; gerar oportunidades para as empresas capixabas; gerar emprego e renda local. Toda esta articulação é importante para que se concretize um importante passo, que é potencializar a utilização dos recursos da Cláusula de PD&I da ANP para projetos de inovação no Estado do Espírito Santo.



⁴⁵ Saiba mais sobre o Cenpes em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/tecnologia-e-inovacao/#:~:text=Criado%20em%201963%2C%20o%20Centro,aplicada%20mais%20importantes%20do%20mundo.&text=A%20miss%C3%A3o%20do%20Cenpes%20%C3%A9,processos%20para%20o%20Sistema%20Petrobras.>

Figura 3 - Principais competências dos laboratórios da UFES

Fundação Espírito-Santense de Tecnologia – FEST

Atividades dirigidas ao ensino, à pesquisa, à transferência de conhecimentos e à proteção do meio ambiente, e tem como objetivo primordial o fomento e a realização do desenvolvimento tecnológico do Espírito Santo.

Laboratório de Escoamento em Meios Porosos e de Fluidos de Perfuração e Completação

Determinação de propriedades físicas e químicas de fluidos de perfuração, fluidos de fraturamento, fluidos de completação, fluidos de tratamento ácido, pastas de cimento, emulsões água e óleo.

Laboratório De Telecomunicações - LABTEL

Aplicações em Internet das Coisas (IoT), 5G, robótica de reabilitação e nanotecnologia.

Laboratório de Métodos Experimentais em Fenômenos de Transporte - LAMEFT

Desenvolver pesquisa básica e aplicada à indústria envolvendo escoamentos complexos e transferência de calor.

Laboratório de Geotecnia e Pavimentação

Ensino, pesquisa e extensão na área de Engenharia Civil.

Laboratório de Polímeros - LABPOL/ LABPETRO

Estudos de polímeros.

Núcleo de Estudos em Escoamento e Medição de Óleo e Gás – NEMOG

Estudo de tecnologias associadas aos desafios relativos à medição no setor de óleo e gás.

Laboratório de Tribologia Corrosão e Materiais – TRICORRMAT

Caracterização da microestrutura e sua relação com as propriedades mecânicas dos materiais, ruína de materiais e de sistemas mecânicos sujeitos ao desgaste e/ou corrosão, análise de falhas de componentes mecânicos diversos

Laboratório de Computação de Alto Desempenho – LCAD

Caracterização da microestrutura e sua relação com as propriedades mecânicas dos materiais, ruína de materiais e de sistemas mecânicos sujeitos ao desgaste e/ou corrosão, análise de falhas de componentes mecânicos diversos

Laboratório de Instalações Industriais e Automação

Instrumentação e controle, operação e gestão de equipamentos automatizados, gestão e monitoramento de processos industriais e projeto de fábrica.

LABPETRO

Análises químicas de óleos brutos; estudos de perfis físico-químicos, testes e desenvolvimento de produtos químicos, produção de resíduos e águas de formação.

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

Nota: Laboratórios que apresentaram suas competências em reunião online realizada dia 25 de setembro de 2020. Para mais informações, acessar: <http://fcpeg.org.br/laboratorios-da-ufes-apresentam-suas-competencias-a-empresas-e-entidades/>

OPORTUNIDADES PARA O ESPÍRITO SANTO

O cenário dos próximos anos para o setor de petróleo e gás será marcado pela queda de investimentos globais e a manutenção da produção em áreas prioritárias pelas grandes petrolíferas. Não obstante, esse novo plano de fundo requer maior adaptabilidade e previsibilidade dos atores envolvidos. O Espírito Santo será impactado pelos projetos prioritários das grandes petrolíferas

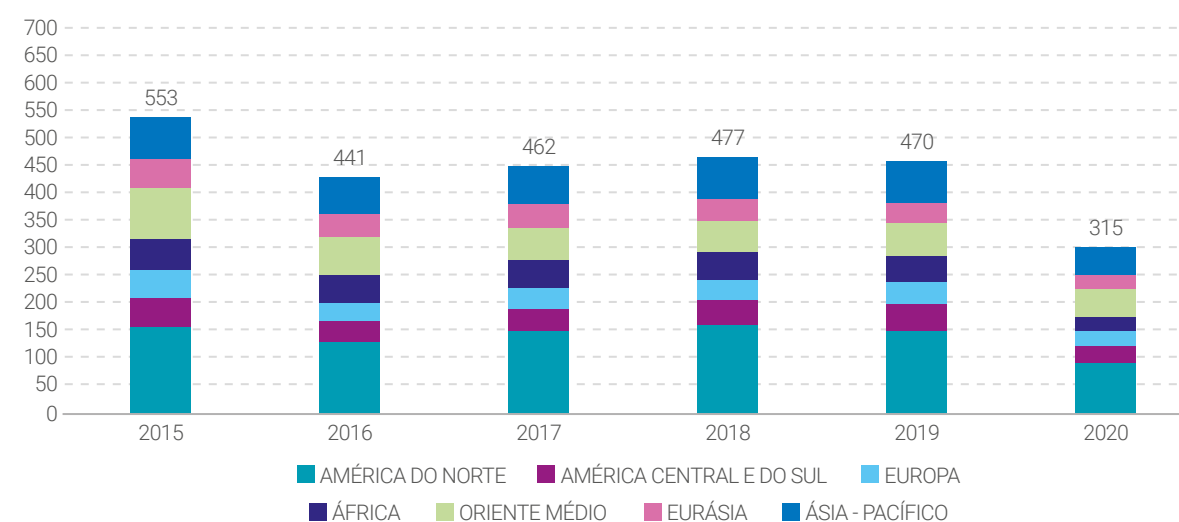
e também pela entrada de pequenas e médias empresas atuando em novas áreas do setor. As oportunidades podem ser sintetizadas em cinco grupos: i) Investimentos Anunciados ii) Calendário de Rodadas iii) Oferta Permanente iv) Plano de Desinvestimento da Petrobras e o v) Descomissionamento de Plataformas.

5.1 Investimentos anunciados

Em 2020, o investimento no setor de energia teve uma queda de 18,3%, comparado com 2019, alcançando US\$ 1,5 trilhão. O motivo principal para essa queda está relacionado às incertezas com relação a demanda futura de energia, conduzi-

da pela desaceleração da economia, provocada pela pandemia do novo coronavírus. No setor de petróleo, a queda dos investimentos foi de 34,3% em todo o mundo, alcançando US\$ 315 bilhões, em 2020 (gráfico 40).

Gráfico 40 - Investimento no setor de petróleo no mundo (em bilhões US\$)



Fonte: Agência Internacional de Energia
Elaboração: Ideies/Findes

Durante o ano de 2020, a desaceleração econômica global acarretou uma oferta maior do que a demanda por petróleo e, com isso, uma queda acentuada na cotação internacional do barril de petróleo. Esse cenário de demanda enfraquecida orientou a queda de investimento no setor ao modificar a estratégia de empresas e investidores do setor. Já no final do ano, a recuperação do preço de petróleo abriu sinais de uma possível recuperação para 2021. **Segundo a consultoria Rystad Energy, os investimentos poderão se recuperar ao nível pré pandemia até 2023 se os preços do petróleo subirem para uma cotação próxima de US\$ 65,0 o barril do petróleo.** Para 2021, a consultoria espera um investimento global em exploração e produção na ordem de US\$ 380 bilhões.

Cabe ressaltar que, apesar do aumento estimado do nível de investimento em exploração e produção de petróleo no mundo, o montante investido é inferior ao registrado em 2015, de US\$ 553 bilhões (gráfico 40). Grande parte dessa redução de investimentos globais tem sido conquistada através da maior eficiência na cadeia de fornecedores do setor em todo o mundo, o que pode demonstrar maior concorrência para esse cluster industrial nos próximos anos.

No Brasil, a consultoria estimou, para 2019, um investimento total em exploração e produção de petróleo de US\$ 12,5 bilhões. Em 2020, estima-se um decréscimo de 20,0%, alcançando US\$ 10 bilhões. No entanto, espera-se que os investimentos cresçam para próximo de US\$

15 bilhões até 2025 no país. Esse novo ciclo será conduzido pelos seguintes projetos: Mero, Sepia, Búzios V e do Fator de Recuperação de Lula. Além destes, espera-se investimentos no campo de Bacalhau (Carcará), Berbigão/Sururu II, Búzios VI e VII além de Mero 3 e 4 e no Campo de Jubarte, no Espírito Santo.

De acordo com a plataforma FDI Markets, atualmente existem 742 sinais de investimentos em todo o mundo para o setor de extração de petróleo e gás. O Brasil é citado em 25 projetos, 3,36% do total. Os projetos, em sua maioria, envolvem novas estratégias de investimento ou ainda expansão de projetos já consolidados. As origens do capital a ser investido são, em sua maioria, provenientes da Espanha, Noruega, Holanda e Reino Unido. O Brasil concorre por receber esses investimentos principalmente com países como a Indonésia, Estados Unidos e a Índia.

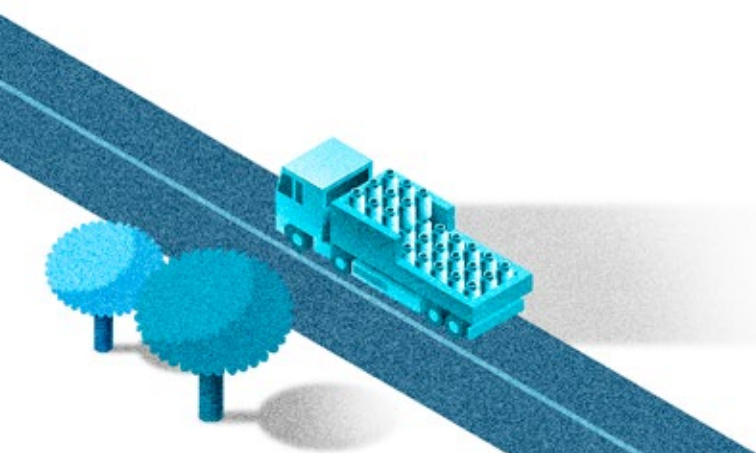
No Espírito Santo, de acordo com o levantamento de investimentos realizado pelo Ideies, estima-se que o estado receberá, em 5 anos, o total de US\$ 2,5 bilhões em investimentos no setor de petróleo e gás. No total, foram levantados 9 projetos no estado, envolvendo principalmente as empresas Petrobras e Shell. O destaque é o plano de desinvestimento da Petrobras e o projeto do Campo de Jubarte.

O projeto no Campo de Jubarte está estimado em R\$ 5 bilhões ou ainda US\$ 933,5 milhões. O projeto inclui o desenvolvimento do Novo Campo de Jubarte, formado pelas áreas de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote e Pirambu. A tabela 13 apresenta os principais projetos levantados na Bússola do Investimento do Ideies.

Tabela 13 - Principais investimentos anunciados no setor de Petróleo e Gás no Espírito Santo para os próximos 5 anos

Investidor	Projeto	Projeto resumo	Municípios	Descrição	Valor (US\$ milhões)
Imetame	Ampliação da atividade produtiva	Ampliação	Linhares	A empresa adquiriu, junto à Petrobras, a totalidade de participações nos campos terrestres do polo Lagoa Parda, no Espírito Santo. O investimento é referente ao pagamento de direitos de exploração dos campos terrestres do polo Lagoa Parda à Petrobras.	7,5
ESGÁS	Construção de novos gasodutos de distribuição	Construção	Espírito Santo	Ampliar a rede de distribuição em mais de 292 mil metros e ligar mais de 96 mil novos consumidores.	48,5
ESGÁS	Construção de novos gasodutos de distribuição	Construção	Linhares	O projeto inicial será a interligação da rede de distribuição de Linhares ao gasoduto de transporte Cacimbas-Catu, para ampliar a capacidade de fornecimento ao município de Linhares.	7,5
Petrobras	Construção de nova infraestrutura para produção de petróleo e gás	Construção	Anchieta, Piúma, Itapemirim, Marataízes e Presidente Kennedy	Desenvolvimento do Novo Campo de Jubarte, formado pelas áreas de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote e Pirambu	933,5
Petrobras	Construção de nova infraestrutura para produção de petróleo e gás	Construção	Vila Velha, Vitória, Serra, Fundão, Aracruz, Linhares, São Mateus e Conceição da Barra	Exploração e Produção de petróleo e gás na Bacia do Espírito Santo	706,8
Shell	Construção de nova infraestrutura para produção de petróleo e gás	Construção	Anchieta, Piúma, Itapemirim, Marataízes e Presidente Kennedy	Desenvolvimento e produção dos campos do Litoral Sul do ES	653,4
Petrobras	Construção de nova infraestrutura para produção de petróleo e gás	Construção	Aracruz	Construção do Navio Sonda Arpoador destinado a perfuração e extração de petróleo.	188,9
Karavan Oil & Gas	Venda do Polo Cricaré com 27 campos produtores de petróleo	Venda	São Mateus, Barra de São Francisco e Jaguaré	Oportunidade de investimento em áreas de exploração e produção no Plano de Desinvestimento da Petrobras	24,8
Imetame e ENP Ecosistemas	Oferta Permanente	Concessão	São Mateus, Barra de São Francisco Jaguaré e Linhares	Programa Investimento Mínimo (PEM) da Oferta Permanente	1,1
Total					2.572,0

Nota: Dólar médio de janeiro/2021 = R\$ 5,36
 Fonte: Instituto Jones dos Santos Neves, Imetame, Petrobras, ESGÁS e ANP
 Elaboração: Bússola do Investimento/Ideies



5.2 Próximas rodadas

Em abril de 2020, a diretoria da ANP aprovou a suspensão temporária da 17ª Rodada de licitações de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural, no regime de concessão, que estava previsto para ocorrer naquele ano. A justificativa da autoridade foi o atendimento do pedido do Ministério de Minas e Energia (MME), decorrente da pandemia de Covid-19.

De acordo com o cronograma da ANP, serão ofertadas áreas no Espírito Santo em três rodadas: 17ª rodada de licitações de blocos, 8ª rodada de

Partilha da Produção e 18ª rodada de licitações de blocos. A figura 4 apresenta a agenda de rodadas das áreas no Espírito Santo.

Na 17ª Rodada de Licitações serão ofertados 92 blocos com risco exploratório, localizados em 11 setores em 4 bacias sedimentares: Campos (setores SC-AP1, SC-AP3 e SC-AUP2) Pelotas (Setores SP-AR1, SP-AP1 e SP-AUP1), Potiguar (Setor SPOT-AP2 e SPOT-AUP2) e Santos (setores SS-AP4, SS-AUP4 e SS-AUP5).

Figura 4 - Agenda de rodadas autorizada e anunciada pela ANP para o Espírito Santo

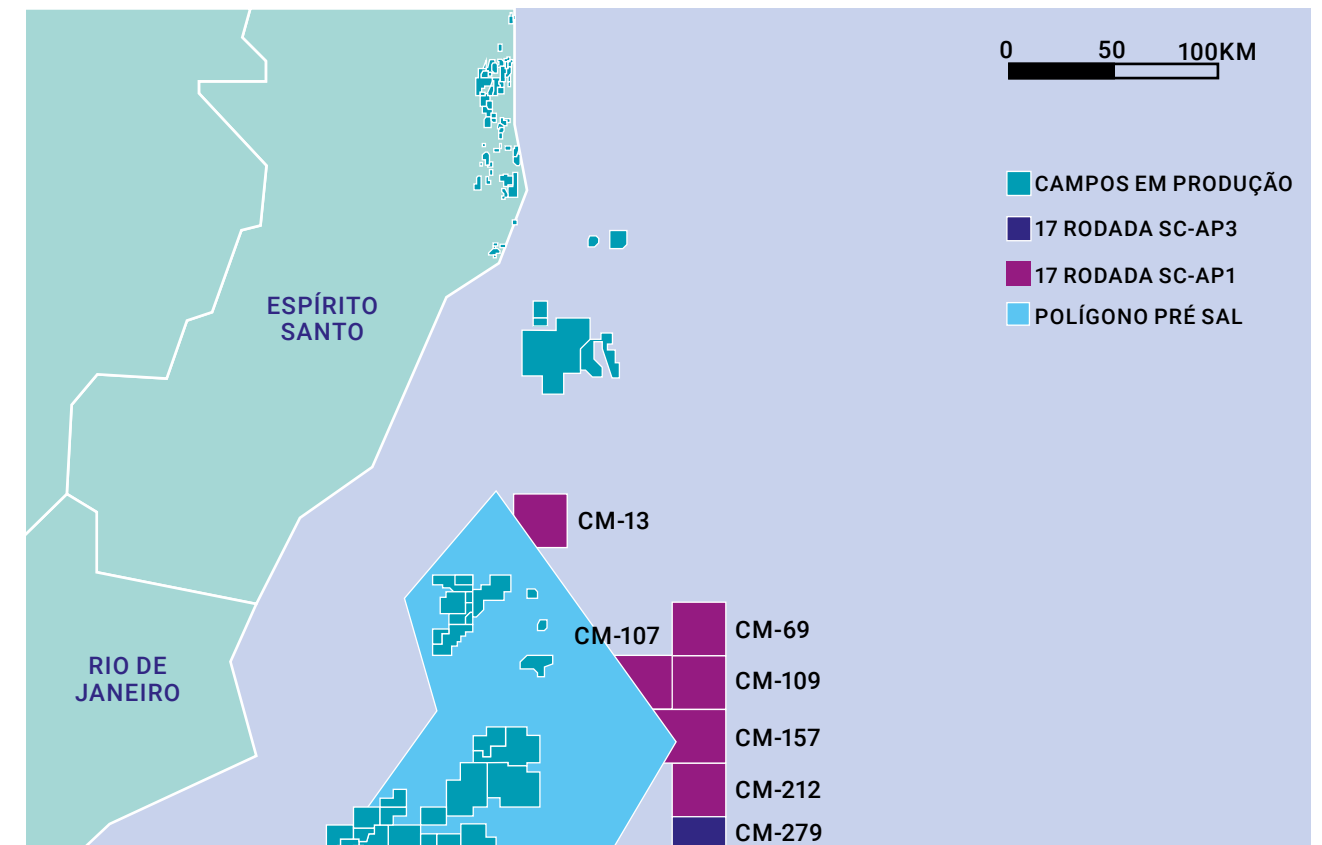


Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Das rodadas previstas, estão em confronto com o Espírito Santo 6 blocos do setor SC-AP1 e 1 bloco do setor SC-AP3 (Figura 4). A área é exploratória e, por isso, sem registro de atividade perfuratória. Apenas o bloco C-M-13 (Figura 5) foi perfurado em 2003 e classificado como seco com indício de petróleo, mas que não justificava produção à época. Os municípios capixabas confrontantes são: Anchieta, Piúma, Itapemirim, Marataízes, Presidente Kennedy, Vila Velha e Guarapari

É preciso ressaltar que a manutenção da agenda de rodadas de licitações no Brasil é crucial para atração de investimentos no setor de petróleo e gás natural, aumentando suas potencialidades e assegurando maior previsibilidade aos agentes representativos do setor, à sociedade e aos governos municipais, estaduais e federal.

Figura 5 - Áreas em oferta na 17ª rodada da ANP - Espírito Santo



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

5.3 Oferta Permanente

A Oferta Permanente é uma modalidade de concessão na qual há a oferta de blocos exploratórios e de áreas com acumulações marginais. Consiste na oferta contínua de campos devolvidos ou em processo de devolução, de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à Agência, além de novos blocos exploratórios em bacias terrestres em estudo na ANP.

Em dezembro de 2020 foi realizada a sessão pública de apresentação de ofertas do 2º Ciclo da Oferta Permanente. Devido à pandemia causada pelo novo coronavírus, essa foi a única modalidade de oferta de áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural promovida pela ANP em 2020.

Em todo o Brasil, foram ofertadas áreas em 14 setores divididos em 9 bacias, além de 2 áreas com acumulações marginais: 1 na bacia de Solimões e 1 na bacia do Recôncavo. Participaram

da oferta 7 empresas que, juntas, arremataram 17 blocos exploratórios em 6 bacias – Campos, Paraná, Amazonas, Espírito Santo, Potiguar e Tucano. Além disso, foi arrematado a área de Juruá, no Solimões com acumulação marginal.

O total de bônus ofertado pelos 17 blocos exploratórios arrematados foi de R\$ 30,9 milhões e o total de investimento mínimo da primeira fase dos contratos será de R\$ 157,0 milhões. Já na área de Juruá, foi ofertado um bônus de R\$ 25,8 milhões pela Eneva e um investimento mínimo de R\$ 3,6 milhões na primeira fase do contrato.

No Espírito Santo, foram ofertadas áreas em três setores: o setor SES-AP2, na bacia de Campos e os setores SES-T4 e SES-T6, na parte terrestre da bacia do Espírito Santo. Como ressaltado na última edição do anuário, a principal característica dessas áreas é a proximidade com reservatórios já conhecidos da bacia do Espírito Santo e de Campos, além de possuírem poucos poços perfurados.

O setor SES-AP2 possui baixa taxa de sucesso na perfuração de poços visto que do total de 7 poços perfurados na área, 5 poços foram classificados como secos. Essa área possui um risco exploratório maior e dado que a sua localização é no mar, a necessidade de tecnologia é maior, se comparada com blocos em terra. No leilão da oferta permanente, essa área não recebeu ofertas.

O setor SES-T4 e SES-T6, apesar da pouca atividade perfuratória, possui proximidade com campos com reservatórios conhecidos e em processo de produção. Esses blocos exploratórios possuem proximidade dos campos Fazenda Alegre, Inhambu e Cancã, classificados entre os 20 campos onshore de maior produção do Brasil. No leilão

da oferta permanente, ambos setores foram arrematados pelo grupo composto pela Imetame e pela ENP Ecosystemas.

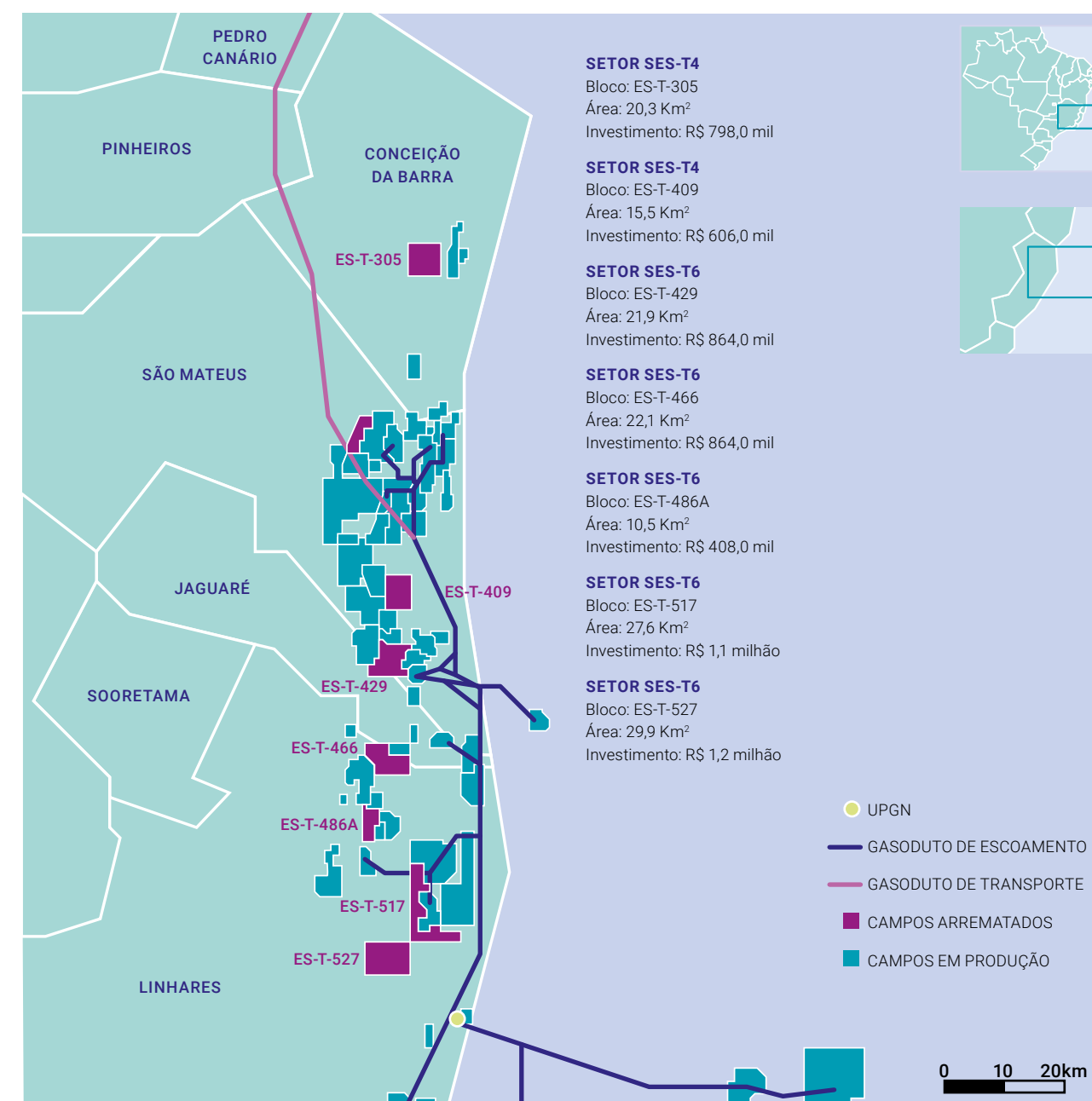
O setor SES-T4 (composto pelas áreas ES-T-305 e ES-T-409) está localizado nos municípios de Conceição da Barra e São Mateus. A área possui 35,7 km² e foi arrematada por um bônus total de R\$ 101,8 mil, com um total de investimento mínimo na primeira fase dos contratos de R\$ 1,4 milhão (Figura 6).

Já o setor SES-T6 (composto pelas áreas ES-T-429, ES-T-466, ES-T-486A e ES-T-527) é localizado nos municípios de Jaguaré, São Mateus e Linhares. A área possui 111,9 km² e foi arrematada por um bônus total de R\$ 254,4 mil, com um total de investimento mínimo na primeira fase dos contratos de R\$ 4,4 milhões (Figura 6).

O Ministério de Minas e Energia (MME) e a ANP estão atuando com diversas medidas para que possam ser consideradas características distintas entre as áreas de produção de petróleo. A Oferta Permanente é parte desse esforço e atua na garantia de investimentos em áreas localizadas em diferentes ambientes exploratórios, permitindo a participação de empresas de diferentes portes.

Cabe ressaltar que dado o escopo de atuação da Oferta Permanente, outras áreas possuem elevado potencial de constar nos próximos ciclos, a depender das vitorias e da regulação da ANP. No total, são 18 áreas que variam desde acumulações marginais até modelos de exploratório em águas profundas que estão aguardando a inclusão para os próximos editais. O Ideies está acompanhando essas áreas potenciais que seguem na tabela 14.

Figura 6 - Áreas arrematadas no 2º Ciclo da Oferta Permanente no Espírito Santo



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

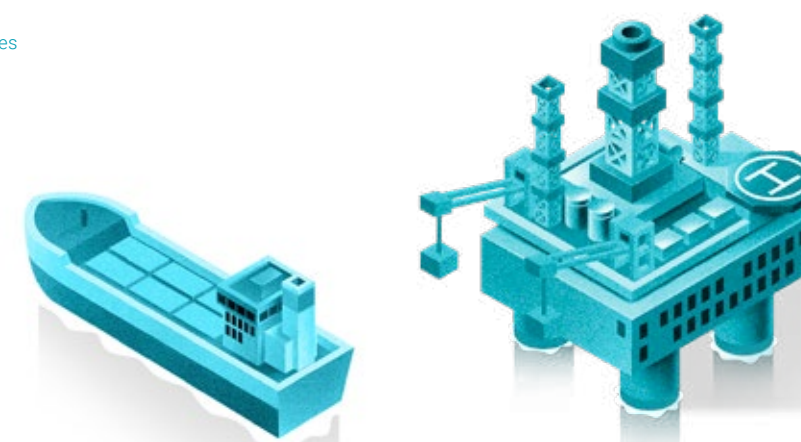


Tabela 14 - Acompanhamento das áreas em oportunidade para Oferta Permanente (OP) no Espírito Santo

Bacia	Setor	Área	Origem	Status
Espírito Santo	-	Rio Ibiritas	Área com produção marginal	Aguardando inclusão na OP
Espírito Santo	-	Barra do Ipiranga	Área devolvida à ANP	Aguardando novos processos de licitações
Espírito Santo	-	Jacupemba	Área devolvida à ANP	Aguardando novos processos de licitações
Espírito Santo	-	Mariricu Oeste	Área devolvida à ANP	Aguardando novos processos de licitações
Espírito Santo	-	Nativo Oeste	Área devolvida à ANP	Aguardando novos processos de licitações
Espírito Santo	-	Rio Barra Seca	Área devolvida à ANP	Aguardando novos processos de licitações
Espírito Santo	-	Rio Itaúnas Leste	Área devolvida à ANP	Aguardando novos processos de licitações
Espírito Santo	-	Rio São Mateus Oeste	Área devolvida à ANP	Aguardando novos processos de licitações
Espírito Santo	SES-AP2	ES-M-595; ES-M-665; ES-M-739; ES-M-741	Modelo exploratório Águas profundas	Não arrematado no 2º Ciclo da OP
Espírito Santo		ES-M-590	Modelo exploratório Águas profundas	Retirado do edital do 2º Ciclo da OP
Espírito Santo	SES-T4	ES-T-408; ES-T-399; ES-T-407; ES-T-304; ES-T-290; ES-T-362; ES-T-363; ES-T-331; ES-T-352; ES-T-389; ES-T-398; ES-T-371; ES-T-380; ES-T-344; ES-T-353; ES-T-291; ES-T-318	Modelo exploratório Maduro	Não arrematado no 2º Ciclo da OP
Espírito Santo	SES-T6	ES-T-528; ES-T-504; ES-T-514; ES-T-525	Modelo exploratório Maduro	Não arrematado no 2º Ciclo da OP
Espírito Santo	SES-T2	ES-T-86; ES-T-87; ES-T-106; ES-T-201; ES-T-214; ES-T-226	Modelo exploratório Maduro	Retirado do edital do 2º Ciclo da OP
Campos	SC-AR2	C-M-58	Modelo exploratório Águas rasas	Retirado do edital do 2º Ciclo da OP
Campos	SC-AR2	C-M-99	Modelo exploratório Águas rasas	Retirado do edital do 2º Ciclo da OP
Espírito Santo	SES-AP1	-	Área exploratória	Áreas em estudo pela ANP
Espírito Santo	SES-AP2	-	Área exploratória	Áreas em estudo pela ANP
Espírito Santo	SES-AUP3	-	Área exploratória	Áreas em estudo pela ANP

Fonte: Bússola do Investimento – Ideies
Elaboração: Ideies/Findes

5.4 Plano de desinvestimento da Petrobrás

Em 2018, a Petrobras iniciou o processo de venda de um conjunto de áreas onshore e offshore como parte novo reposicionamento de mercado da empresa. Atualmente, estão em processo de venda 17 ativos no Espírito Santo, sendo 7 em território onshore e 10 em território offshore (Tabela 15).



Tabela 15 - Acompanhamento das áreas em processo de venda pela Petrobras

Divisão	Área	% da Petrobras à venda	% da Petrobras no Campo	Outros Sócios	Status
Polo Norte Capixaba	Fazenda Alegre	100%	100%	-	Proposta Vinculante
Polo Norte Capixaba	Fazenda Santa Luzia	100%	100%	-	Proposta Vinculante
Polo Norte Capixaba	Fazenda São Rafael	100%	100%	-	Proposta Vinculante
Polo Norte Capixaba	Cancã	100%	100%	-	Proposta Vinculante
Polo Norte Capixaba	Cancã Leste	100%	100%	-	Proposta Vinculante
Bloco onshore	ES-T-506	100%	50%	Cowan Petróleo e Gás	Proposta Vinculante
Bloco onshore	ES-T-516	100%	50%	Cowan Petróleo e Gás	Proposta Vinculante
Polo Golfinho	Golfinho	100%	100%	-	Proposta Vinculante
Polo Golfinho	Canapu	100%	100%	-	Proposta Vinculante
Polo Golfinho	BM-ES-23	100%	65%	PTTEP e Inpex	Proposta Vinculante
Polo Camarupim	Camarupim	100%	100%	-	Proposta Vinculante
Polo Camarupim	Camarupim Norte	100%	100%	-	Teaser
Bloco offshore	ES-M-596_R11	50%	50%	Equinor	Proposta Vinculante
Bloco offshore	ES-M-671_R11	50%	40%	Equinor e Total	Proposta Vinculante
Bloco offshore	ES-M-598_R11	40%	40%	Equinor e Enauta	Proposta Vinculante
Bloco offshore	ES-M-673_R11	40%	40%	Equinor e Enauta	Proposta Vinculante
Bloco offshore	ES-M-743_R11	50%	40%	Equinor e Total	Proposta Vinculante

Fonte: Bússola do Investimento – Ideies
Elaboração: Ideies/Findes

Além disso, em maio de 2020 a Petrobras ofertou ao mercado parte da capacidade ociosa de processamento de gás natural da UPGN de Cacimbas, em Linhares. A UPGN de Cacimbas é a terceira maior em capacidade de processamento do país (18,1 milhões de m³ diários) e possui 73,0% de ociosidade da capacidade instalada⁴⁶.

Entre 2019 e 2020, a companhia já vendeu 32 campos e 1 bloco exploratório em território capixaba. As empresas Karavan O&G Participações e Consultoria Ltda e Seacrest Capital Group Limited compraram 27 campos. A Imetame Energia Lagoa Parda Ltda comprou 3 campos, todos no norte do estado. Já a OP Energia e a DBO Energia compraram o cluster Peroá, composto por dois campos (Cangoá e

Peroá) e o bloco exploratório B-M-21, que abriu a descoberta de gás natural de Malombe. Segundo a Petrobras, estima-se um potencial de produção de 2,5 milhões de m³/dia de gás em Malombe.

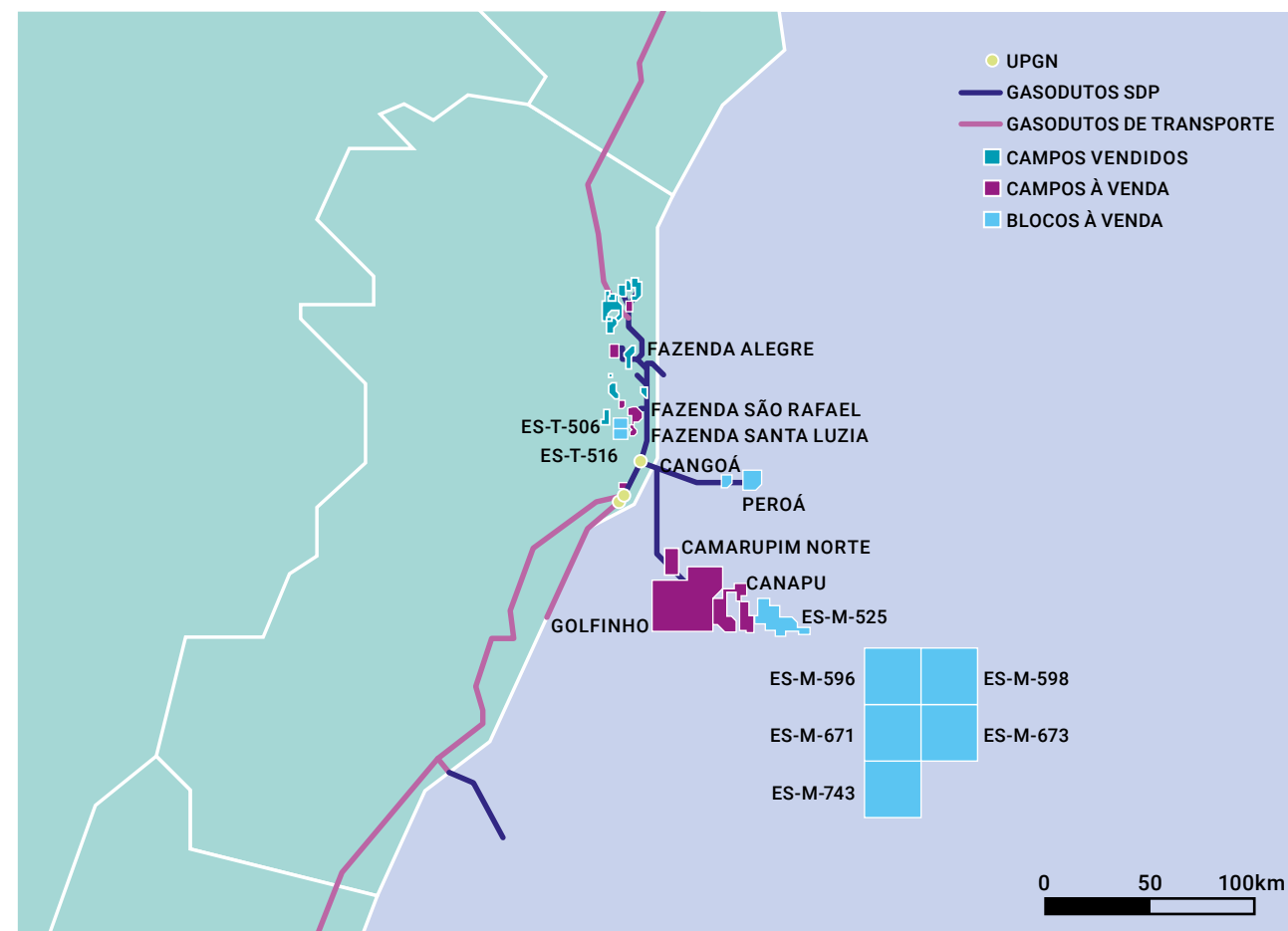
O cluster de Peroá foi vendido no início de 2021 e possui um sistema de produção com seis poços conectados à plataforma não habitada PPER-1, além de um poço diretamente ligado ao gasoduto que conecta PPER-1 à Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC).

⁴⁶ Para mais informações acessar o estudo GÁS NATURAL DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA O ESPÍRITO SANTO. Disponível em <<https://portal-daindustria-es.com.br/categorias/estudo-especial/arquivos>>

No onshore, está à venda o Polo Norte Capixaba⁴⁷ (fase proposta não vinculante) e a venda das participações nos blocos exploratórios ES-T-506 e ES-T-516⁴⁸ (fase proposta vinculante). O Polo Norte Capixaba é composto pelos campos Fazenda Alegre, Cancã, Cancã Leste, Fazenda São Rafael e

Fazenda Santa Luzia (todos em produção). Além do direito de concessão dessas áreas, o polo contempla ainda equipamentos que realizam separação da água e do óleo e também compreende o Terminal Norte Capixaba (TNC) e todas as instalações de produção.

Figura 7 - Oportunidades com a venda de ativos da Petrobras no Espírito Santo

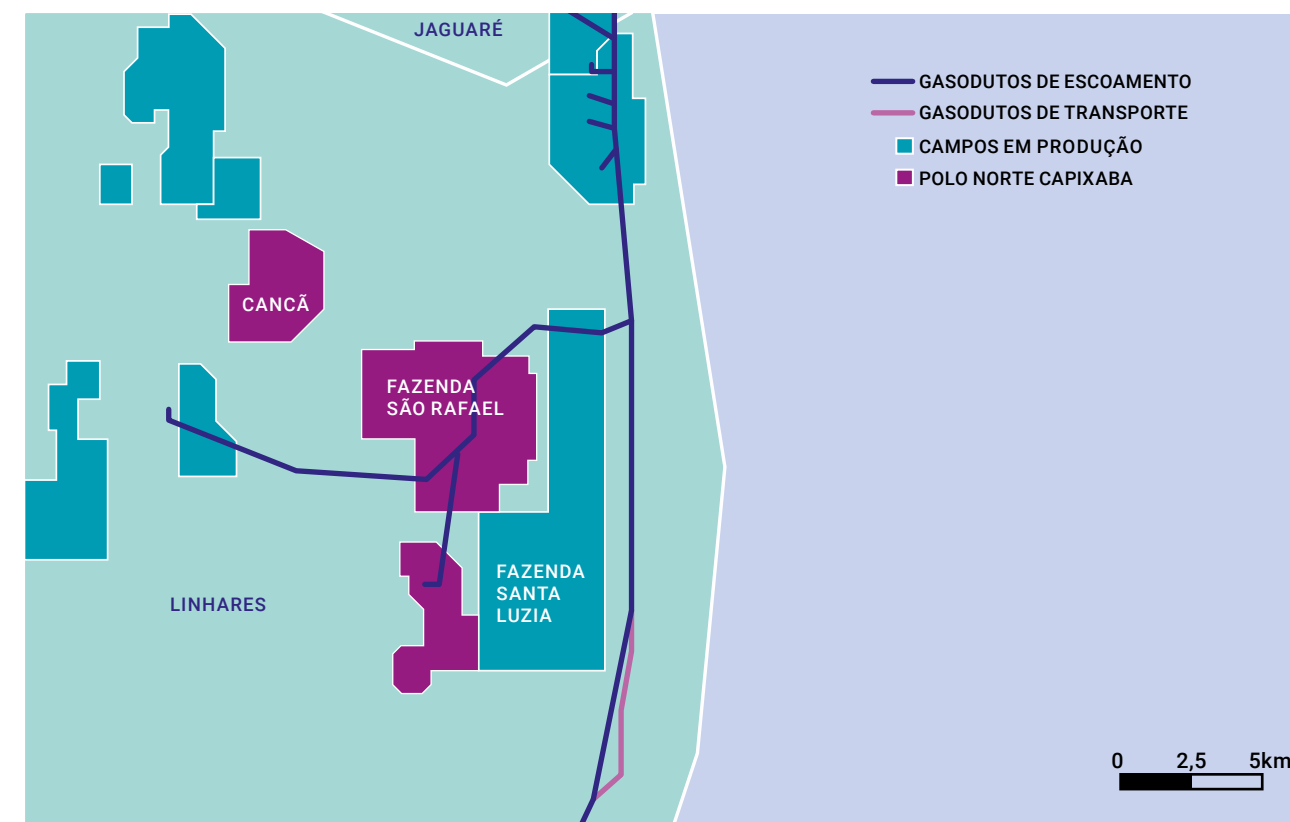


Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

O campo de Fazenda Alegre, localizado na divisa entre São Mateus e Jaguaré, possui 199 poços perfurados com 51 poços produzindo. O volume do campo corresponde a 655,9 milhões de metros cúbicos (Mm³) de gás natural e 39,3 milhões de metros cúbicos (Mm³) de óleo, estimados para 2017. O óleo é escoado para processamento e separação na Estação de Fazenda Alegre (EFAL).

A estação processa a produção dos campos Fazenda Alegre, Cancã, Inhambu, Fazenda São Jorge, Córrego Dourado, Córrego Cedo Norte, Jacutinga, Seriema, Campo Grande, Fazenda Cedro Norte, Cancã Leste, Tabuiaia e Fazenda Cedro. O óleo é direcionado por dutos até o Terminal Norte Capixaba (TNC). Não há processamento do gás natural na estação, apenas o consumo interno das instalações da estação.

Figura 8 - Polo Norte Capixaba



Fonte: Bússola do Investimento – Ideies
Elaboração: Ideies/Findes

O campo de Cancã, localizado em Linhares, possui 51 poços perfurados com 22 poços produtores. O volume do campo foi estimado, em 2014, em 164,9 milhões de metros cúbicos (Mm³) de gás associado e 6,7 mil metros cúbicos (Mm³) de óleo, estimados em 2015. A produção é escoada por carreta, para a Estação de Fazenda Alegre (EFAL). Após o processamento, a produção é transportada, através de oleoduto, até o Terminal Norte Capixaba (TNC).

Já o campo de Fazenda São Rafael, localizado no município de Linhares, possui 83 poços perfurados com 25 poços em produção. O volume do campo corresponde a 1,1 bilhão de metros cúbicos (Mm³) de gás natural associado e 127 milhões de metros cúbicos (Mm³) de gás natural não associado. Com relação ao óleo, o campo possui uma reserva de 9,3 milhões de metros cúbicos

(Mm³), ambos estimados em 2015. O processamento do óleo é realizado na Estação de Fazenda São Rafael (FSR).

A FSR processa a produção dos campos Fazenda São Rafael, Lagoa Parada, Lagoa Suruaca, Lagoa Piabanha e Lagoa Parada Norte. A estação realiza o processamento do óleo e a separação, tratamento e destino da água. O óleo é direcionado por dutos até o Terminal Norte Capixaba (TNC). Já o gás natural é separado e enviado por dutos até a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC), também em Linhares (ES).

⁴⁷ Divulgação do Teaser de oportunidade em agosto de 2020.

⁴⁸ Divulgação do Teaser de oportunidade em dezembro de 2019.

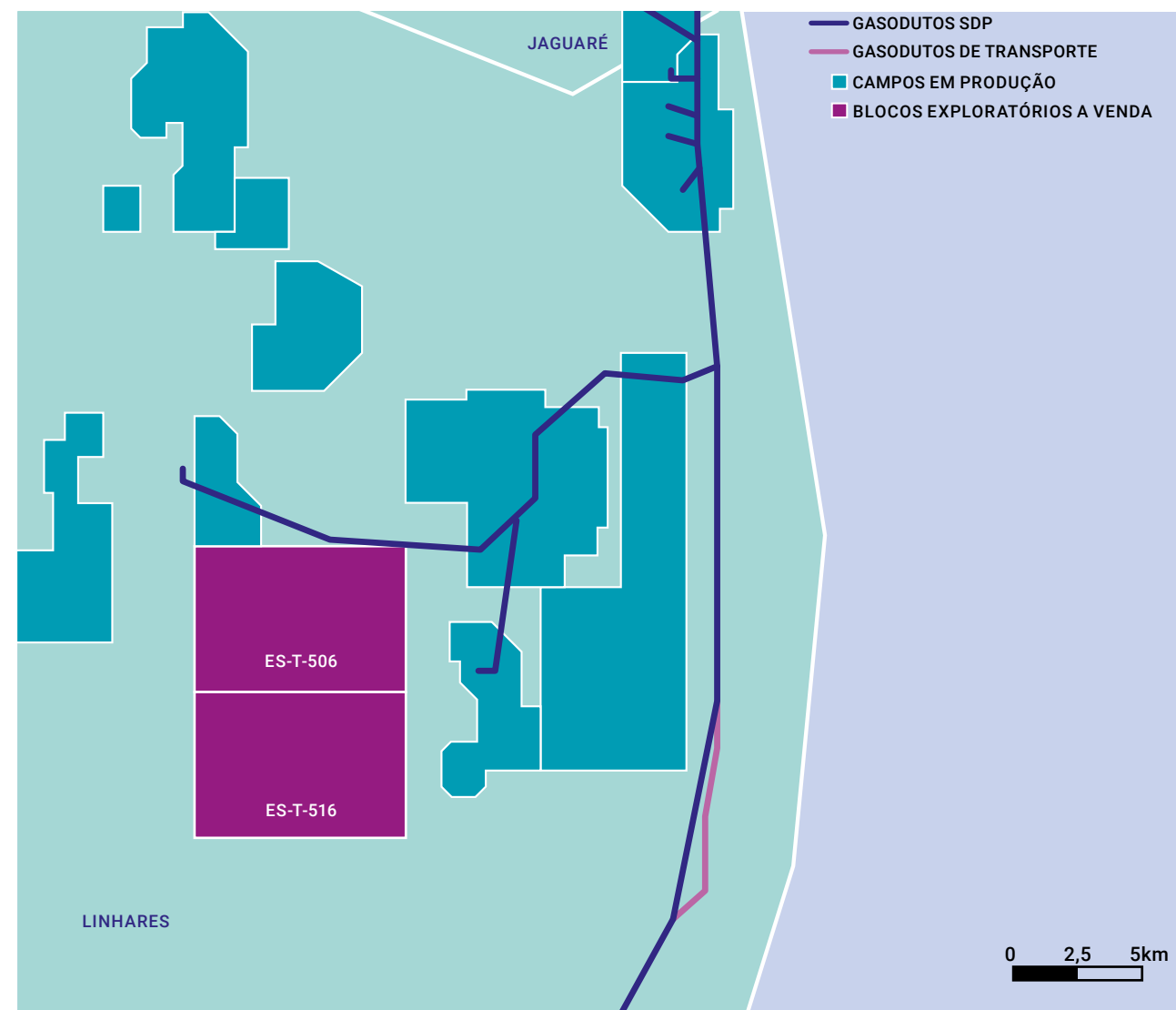
O campo de Fazenda Santa Luzia, também localizado no município de Linhares, possui 74 poços perfurados com 36 poços em produção. O volume do campo corresponde a 680 milhões de metros cúbicos (Mm³) de gás natural associado e 228,1 milhões de metros cúbicos (Mm³) de gás natural não associado. Com relação ao óleo, o campo possui uma reserva de 10,0 milhões de metros cúbicos (Mm³), ambos estimados em 2015. O processamento do óleo é realizado na Estação de Fazenda Santa Luzia (FSL).

A FSL processa a produção, principalmente, do

Campo de Santa Luzia. A estação realiza o processamento do óleo e a separação, tratamento e destino da água. O óleo é direcionado por dutos até o Terminal Norte Capixaba (TNC). Já o gás natural é depurado e transferido por diferencial de pressão para a Estação de Fazenda São Rafael, em que o hidrocarboneto é comprimido e posteriormente enviado para Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC).

Após o tratamento primário do óleo nas estações do polo, este é direcionado por oleodutos até o Terminal Norte Capixaba (TNC), localizado em

Figura 9 - Blocos exploratórios ES-T-506 e ES-T-516



Barra Nova (São Mateus/ES). No TNC, o óleo é transferido através de dutos submarinos até os navios de transporte. Os navios são responsáveis pelo transporte do hidrocarboneto até o refino.

O TNC possui capacidade de 78.000 m³, utilizando 4 tanques de reservas para o óleo pesado e 1 tanque para o óleo leve (Petrobras, 2020). A infraestrutura é administrada pela Transepetro, subsidiária da Petrobras.

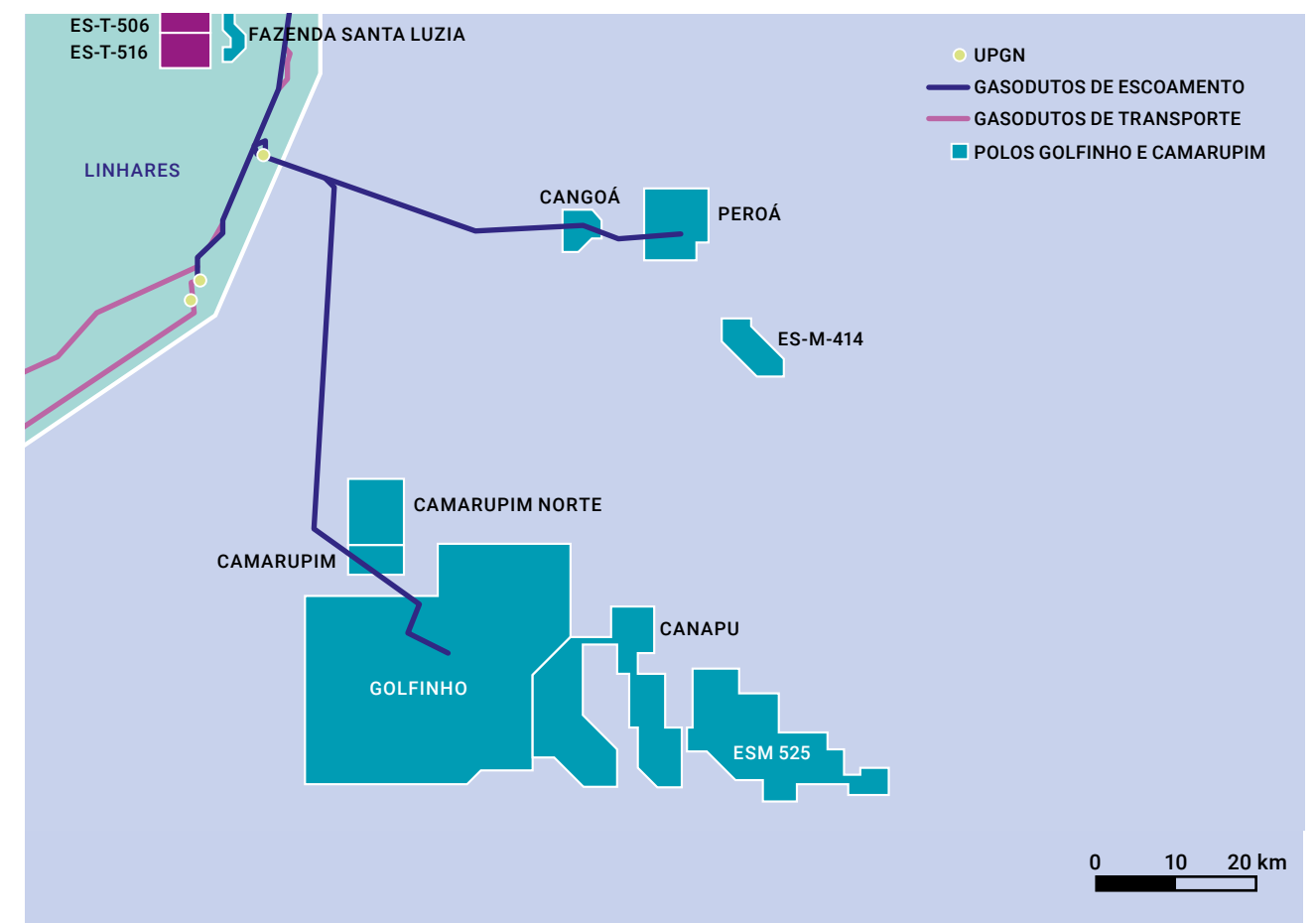
Além destes, está à venda a participação da Petrobras em 2 blocos exploratórios no onshore ca-

pixaba, ambos localizados em Linhares: ES-T-506 e ES-T-516. No total, foram perfurados 9 poços nessa área: 7 perfurações no bloco ES-T-506 e 3 perfurações no bloco ES-T-516.

Já no offshore, estão à venda o Polo Golfinho⁴⁹ e o Polo Camarupim⁵⁰. Além destes, estão em oferta blocos exploratórios na Bacia do Espírito Santo⁵¹.

O Polo de Golfinho (fase de proposta vinculante) inclui os campos de Golfinho, Canapu e o bloco BM-ES-23, ambos localizados em águas profundas, ao norte da bacia do Espírito Santo. A oferta

Figura 10 - Polo Golfinho e Polo Camarupim



⁴⁹ Divulgação do Teaser de oportunidade em janeiro de 2020

⁵¹ Divulgação do Teaser de oportunidade em junho de 2020

⁵⁰ Divulgação do Teaser de oportunidade em janeiro de 2020

contém a transferência total das operações, incluindo todos os poços e instalações existentes. A Petrobras possui 100% de participação dos campos de Golfinho e Canapu e 65% do bloco exploratório BM-ES-23.

O campo de Golfinho possui 87 poços perfurados com 5 poços produzindo. O volume do campo corresponde a 16,8 bilhões de metros cúbicos (Mm³) de gás natural e 647,2 milhões de metros cúbicos (Mm³) de óleo, estimados para 2015. Já o campo de Canapú possui 7 poços perfurados e o volume do campo corresponde a 5,2 bilhões de metros cúbicos (Mm³) de gás natural e 7,6 milhões de metros cúbicos (Mm³) de óleo, estimados para 2015. No bloco BM-ES-23 foram perfurados 8 poços, todos abandonados.

Já o Polo Camarupim é formado pelos campos de Camarupim e Camarupim Norte. A oferta contém a transferência total das operações, incluindo todos os poços e instalações existentes. A área possui 10 poços perfurados com 2 poços produtores. O volume do campo corresponde a 9,1 bilhões de

metros cúbicos (Mm³) de gás natural e 9,5 milhões de metros cúbicos (Mm³) de óleo, estimados para 2015. Já o campo de Camarupim Norte possui 7 poços perfurados e 1 poço produtor.

Também estão à venda a participação da Petrobras em 5 blocos exploratórios. Os blocos ES-M-596, ES-M-598, ES-M-671, ES-M-673 e ES-M-743 possuem entre 40% a 50% de participação da Petrobras e as sócias Equinor, Total e Enauta possuem entre 20% e 50%. No Teaser de Divulgação da oportunidade, a Petrobras afirma que essas áreas possuem potencial de comprovar significativos volumes de óleo e firmar posição em uma nova fronteira exploratória tanto do pré-sal quanto do pós-sal.

No geral, a Petrobras anunciou a venda de 50 ativos de petróleo e gás no Espírito Santo. Desse total, 1 ativo está na fase de teasear, 16 na fase de proposta vinculante e 33 ativos foram vendidos. A saída da companhia abre espaço para diversificação dos atores no mercado, ampliando a concorrência na oferta de petróleo e gás.

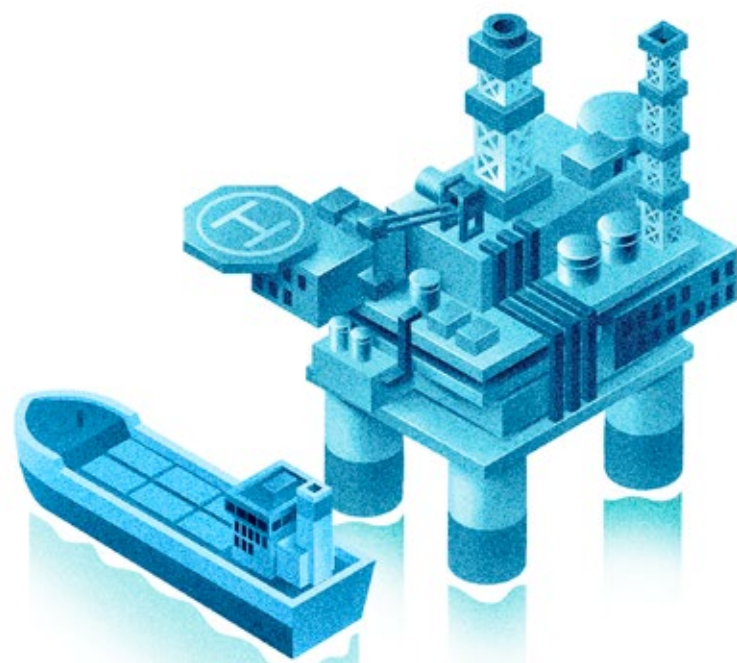
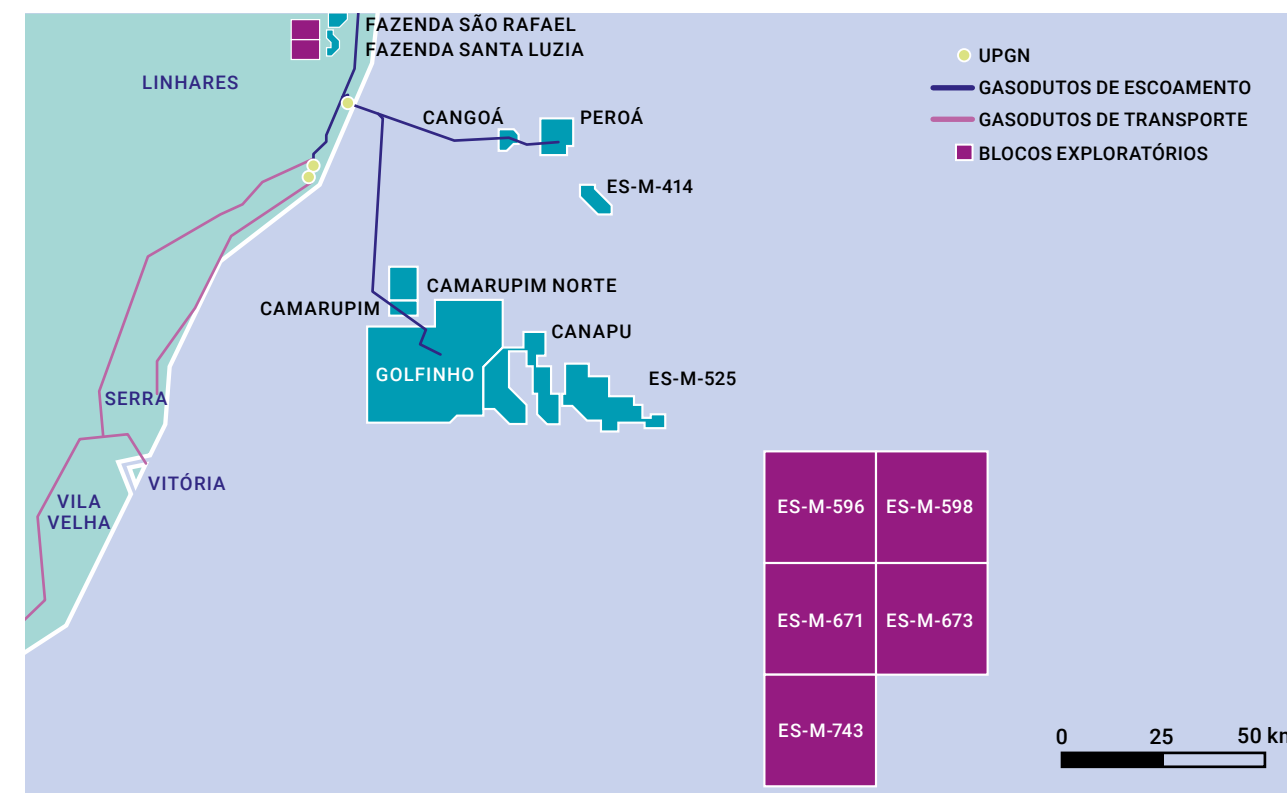


Figura 11 - Blocos exploratórios



5.5 Descomissionamento de instalações

A Resolução nº 817, de 24 de abril de 2020 foi um importante marco para a indústria do petróleo nacional por modernizar a regulamentação que trata o descomissionamento de instalações de E&P, do procedimento de devolução de áreas à ANP e da alienação e reversão de bens.

O descomissionamento de instalações consiste em um conjunto de atividades associadas: à interrupção definitiva da operação das instalações; ao abandono permanente e arrasamento de poços; à remoção de instalações; à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos; e à recuperação ambiental da área.

Esse processo ocorre quando há a devolução de áreas à ANP por falta de viabilidade econômica na E&P, devido ao término ou encerramento do contrato de concessão/partilha e por causa de projetos de revitalização dos campos de petróleo e gás⁵². A resolução determina que a interrupção definitiva da operação das instalações ocorra apenas quando forem exploradas todas as op-

⁵² Nesse último caso, as unidades são desativadas para que outras as substituam, proporcionando o aumento do fator de recuperação. Este é o caso da previsto da plataforma FPSO Capixaba do campo de Jubarte em 2022. A intenção da Petrobras nesse projeto é substituir essa unidade de produção por outra de maior capacidade, o que elevará a produtividade do Parque das Baleias.

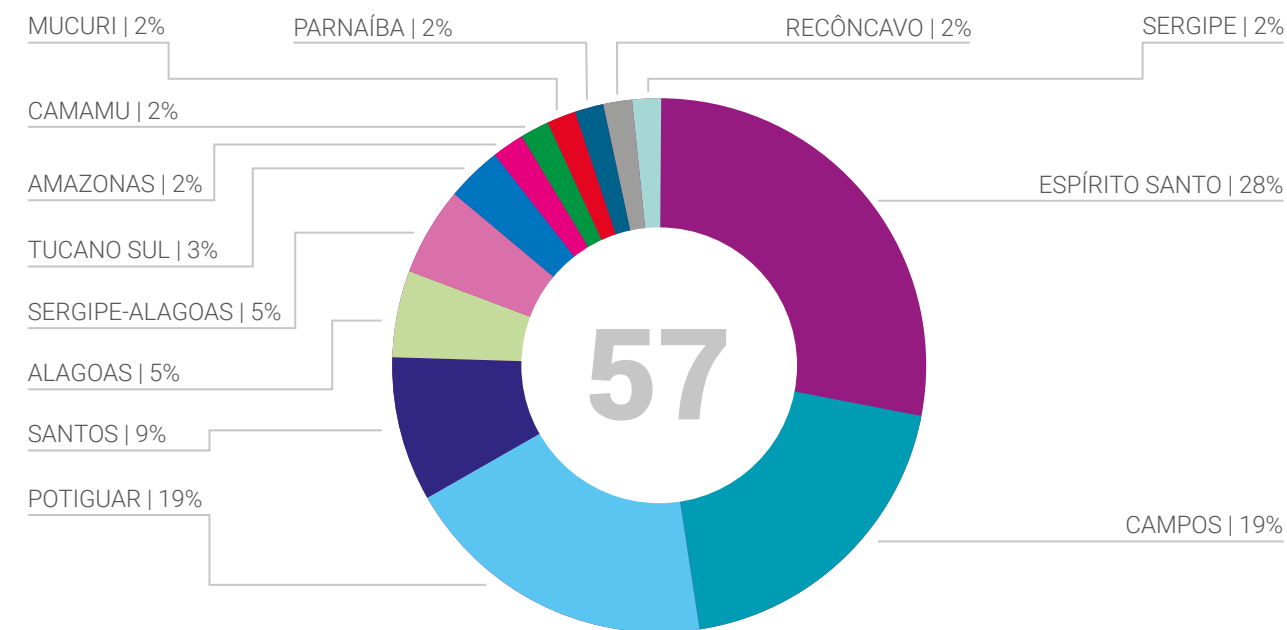
ções de desenvolvimento econômica e ambientalmente viáveis. Essa precaução na legislação tem o objetivo de maximizar a recuperação dos reservatórios e evitar o descomissionamento prematuro das instalações de produção.

Por isso, quando ainda é viável a exploração econômica e ambiental de um campo, ele é devolvido a ANP que poderá colocá-lo na Oferta Permanente⁵³. Dessa forma, a resolução simplifica e dinamiza o processo de transferências de campos de uma empresa a outra, o que permitirá a extensão da vida útil das áreas e a ampliação de seu fator de recuperação, gerando empregos, renda e maior arrecadação em tributos e participações governamentais, como royalties (ANP, 2020).

Até a data da elaboração desse anuário⁵⁴, ANP aprovou 57 propostas de Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) no Brasil, sendo que 35 estão em ambiente terrestre e 22 em marítimo. Além deles, outros 4 estão em análises, 6 aguardam uma resposta da agência e 11 estão sobrestado.

No total, treze bacias tiveram PDI aprovados pela ANP. A maior quantidade está localizada na Bacia do Espírito Santo (28,1%), seguida por Campos (19,3%) e Potiguar (19,3%). Na bacia do Espírito Santo, foram aprovados 16 PDI's sendo 15 projetos onshore e 1 projeto offshore (Campo de Cação) e, 14 PDI's são concessões da Petrobras, 1 da Petrosyenergy e 1 da Vipetro. Além desses, 2 programas estão em análise.

Gráfico 41 - Distribuição de Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) aprovados pela ANP, por Bacia



Fonte: ANP.
Elaboração: Ideies/Findes.

Tabela 16 - Relação de Programas de Descomissionamento (PDI) da Bacia do Espírito Santo, aprovados e em análise

Satatus	PDI	Bacia	Campo	Ambiente	Empresa
Aprovado	Albatroz	Espírito Santo	Albatroz	terrestre	Petrisyenergy
	Cação	Espírito Santo	Cação	marítimos	Petrobras
	Corruira	Espírito Santo	Corruira	terrestre	Petrobras
	Jacupemba	Espírito Santo	Jacupemba	terrestre	Petrobras
	Lagoa do Doutor	Espírito Santo	Lagoa do Doutor	terrestre	Vipetro
	Mariricu Oeste	Espírito Santo	Mariricu Oeste	terrestre	Petrobras
	Mosquito	Espírito Santo	Mosquito	terrestre	Petrobras
	Nativo Oeste	Espírito Santo	Nativo Oeste	terrestre	Petrobras
	Rio Barra Seca	Espírito Santo	Rio Barra Seca	terrestre	Petrobras
	Rio Doce	Espírito Santo	Rio Doce	terrestre	Petrobras
	Rio Itaunas Leste	Espírito Santo	Rio Itaunas Leste	terrestre	Petrobras
	Rio Mariricu	Espírito Santo	Rio Mariricu	terrestre	Petrobras
	Rio Mariricu Sul	Espírito Santo	Mariricu Sul	terrestre	Petrobras
	Rio Preto	Espírito Santo	Rio Preto	terrestre	Petrobras
Rio São Mateus Oeste	Espírito Santo	Rio São Mateus Oeste	terrestre	Petrobras	
Em análise	Barra do Ipiranga	Espírito Santo	Barra do Ipiranga	terrestre	Petrobras
	Lagoa Parda Sul	Espírito Santo	Lagoa Parda Sul	terrestre	Petrobras
	Mosquito Norte	Espírito Santo	Mosquito Norte	terrestre	Petrobras

Fonte: ANP.
Elaboração: Ideies/Findes.

De acordo a ANP, os investimentos previstos para o descomissionamento no país totalizam R\$ 28,2 bilhões que serão destruídos ao longo dos anos de 2021 a 2025.

Desse montante no país, R\$ 1,4 bilhão será aplicado na Bacia do Espírito Santo, acontecerá em 2024 (R\$203,3 milhões; 14,4%) e em 2025 (R\$ 728,8 milhões; 51,8%). Desse total de investimento na bacia do Espírito Santo, R\$ 1,0 bilhão será para arrasamento e abandono de poços e

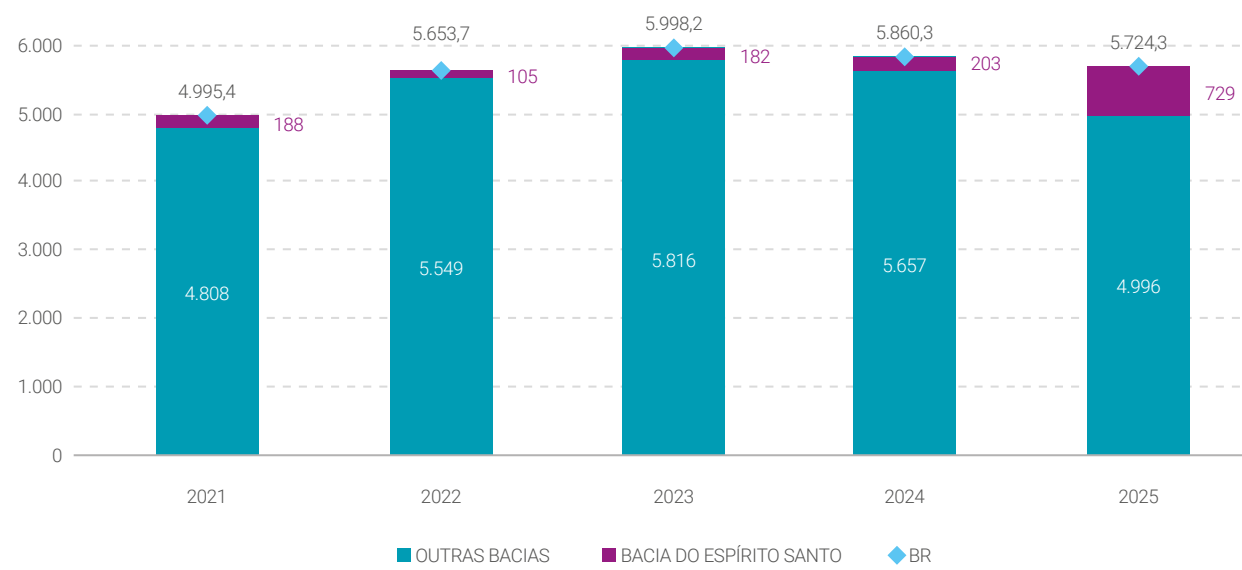
R\$ 390,9 milhões para retirada de equipamentos. Além desses valores aplicados no encerramento das atividades nos campos dessa bacia, outros R\$ 7,8 milhões serão destinados para a recuperação ambiental das áreas.

Dessa forma, há um leque de oportunidades em treze bacias para que empresas fornecedoras do Espírito Santo atuem no descomissionamento de instalação, que é a etapa final da cadeia de petróleo e gás natural.

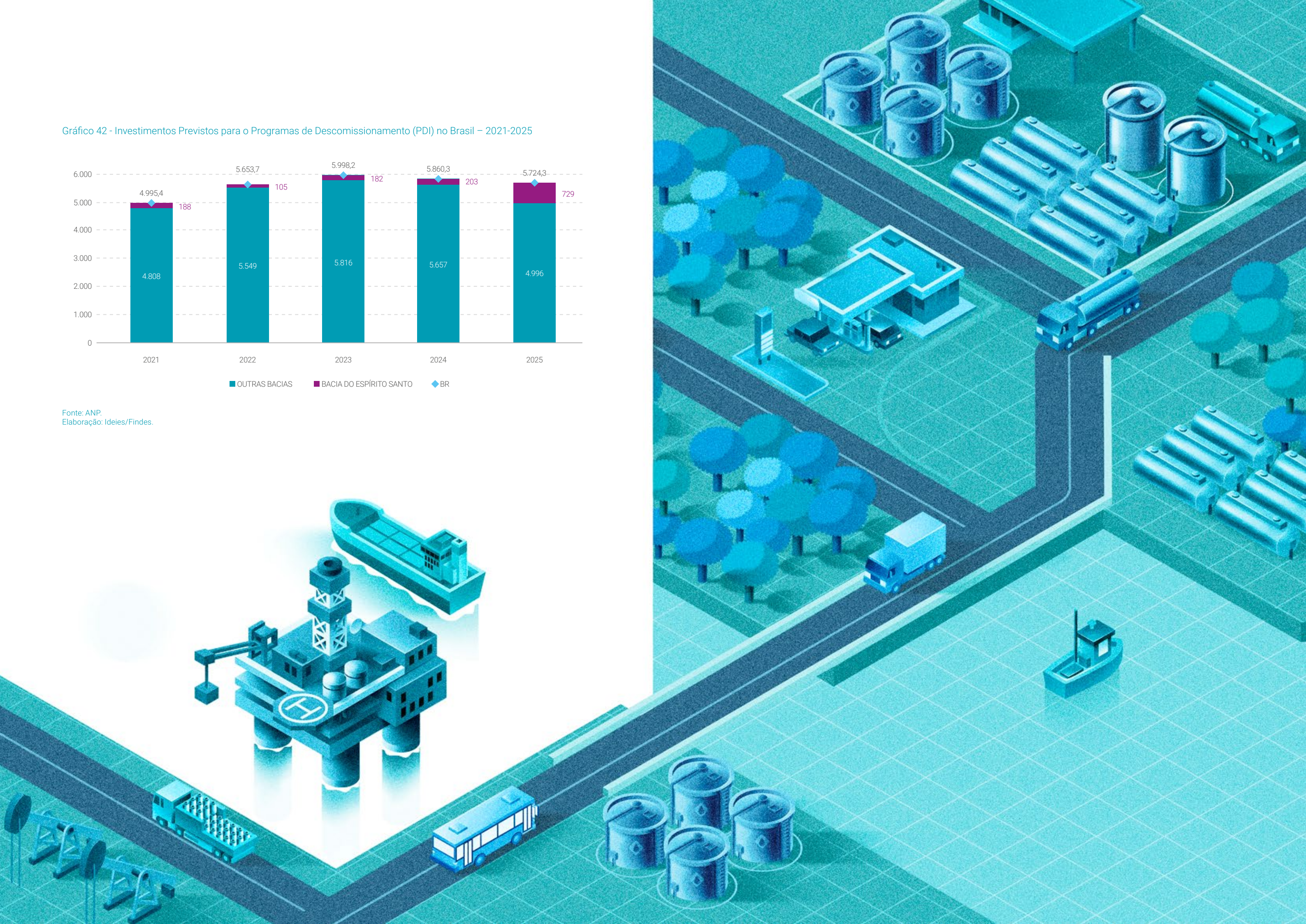
⁵³ De acordo com a ANP (2020), "a resolução definiu ainda que a ANP poderá colocar na Oferta Permanente os campos em terra em processo de devolução, a partir de 24 meses antes da data prevista para o término da produção, para que haja uma transição de operadores sem interrupção da produção".

⁵⁴ Até o dia 04 de fevereiro de 2021.

Gráfico 42 - Investimentos Previstos para o Programas de Descomissionamento (PDI) no Brasil – 2021-2025



Fonte: ANP.
Elaboração: Ideies/Findes.



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;

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 m³ de gás ≈ 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 reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, 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 realizada 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, excetuadas as atividades de 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.

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 contendo, principalmente, carbono.

D

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

Declaração de indício 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.

Descomissionamento: conjunto de ações legais, técnicas e procedimentos de engenharia aplicados de forma integrada a um Duto, visando assegurar que sua desativação atenda às condições de segurança, preservação do meio ambiente, confiabilidade e rastreabilidade de informações e de documentos.

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.

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, desenvolvimento 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 regulamentado pela Lei nº 9.478, de 6/8/1997.

Plano de desenvolvimento: é o instrumento de planejamento do desenvolvimento e da produção, abrangendo todo o ciclo de vida do campo de petróleo. Nele são descritos as atividades e os investimentos que serão realizados, de modo que todos os outros planos de médio e curto prazo terão de ser com ele coerentes.

Poço abandonado permanentemente: poço onde não há interesse de reentrada futura e foram conduzidas operações para o estabelecimento dos conjuntos solidários de barreiras permanentes.

Poço abandonado temporariamente com monitoramento: poço onde há interesse de reentrada futura e foram conduzidas operações para o estabelecimento dos conjuntos solidários de barreiras, que devem ser periodicamente monitorados e/ou verificados.

Poço abandonado temporariamente sem monitoramento: poço onde há interesse de reentrada futura e foram conduzidas operações para o estabelecimento dos conjuntos solidários de barreiras não monitorados e/ou verificados.

Poço arrasado: poço abandonado permanentemente em que houve a remoção de todo equipamento relativo ao conjunto de cabeça de poço e o corte do revestimento de superfície no fundo do ante poço.

Poço de Estocagem: poço que visa a permitir operações de estocagem de gás natural, incluindo injeção, retirada e monitoramento.

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

Poço em observação: poço instrumentado para monitoramento de pressões em reservatório produtor de hidrocarbonetos ou de estocagem de gás natural.

Poço especial: poço que visa a objetivos específicos que não se enquadram nas finalidades anteriormente definida.

Poço exploratório de extensão: poço que visa a delimitar a acumulação de petróleo ou gás natural e/ou investigar contato entre fluidos, comunicação entre regiões de um reservatório, e propriedades que permitam caracterizá-lo.

Poço exploratório de injeção: poço que visa à injeção de fluidos no reservatório com o objetivo de melhorar a recuperação de hidrocarbonetos.

Poço exploratório de produção: poço que visa a drenar uma ou mais jazidas de um campo.

Poço exploratório estratigráfico: poço que visa a conhecer a coluna estratigráfica e obter outras informações geológicas de superfície em uma bacia ou região pouco explorada;

Poço exploratório para prospecto mais profundo: poço que visa a testar a ocorrência de acumulações ou condições geológicas favoráveis mais profundas em determinada área.

Poço exploratório para prospecto mais raso: poço que visa a testar a ocorrência de acumulações ou condições geológicas favoráveis mais rasas em determinada área

Poço exploratório pioneiro adjacente: poço que visa a testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em área adjacente a uma descoberta.

Poço exploratório pioneiro: poço que visa a testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em um ou mais objetivos de um prospecto geológico ainda não perfurado.

Poço fechado: poço completado que já entrou em operação de produção ou injeção, mas se encontra fechado, aguardando normalização de condições de superfície, estudos adicionais para tomada de decisão, ou intervenção com sonda para reavaliação, recompletação, restauração, abandono, entre outros.

Poço injetando: poço operando como injetor de fluidos para melhoria da recuperação de hidrocarbonetos do reservatório.

Poço injetando para estocagem: poço operando como injetor de fluidos para estocagem de gás natural.

Poço operando para descarte: poço operando para descarte de fluidos produzidos por outros poços ou descarte de efluentes diversos gerados nas atividades de exploração e produção, em zonas que não produzem naquele momento.

Poço produzindo: poço operando como produtor de hidrocarbonetos.

Poço produzindo e injetando: poço operando simultaneamente produzindo hidrocarbonetos e injetando fluidos (em intervalos distintos).

Poço retirando gás natural estocado: poço operando para a retirada de gás natural de um reservatório de estocagem.

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 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 do mês, em determinado campo, a partir do início da produção;

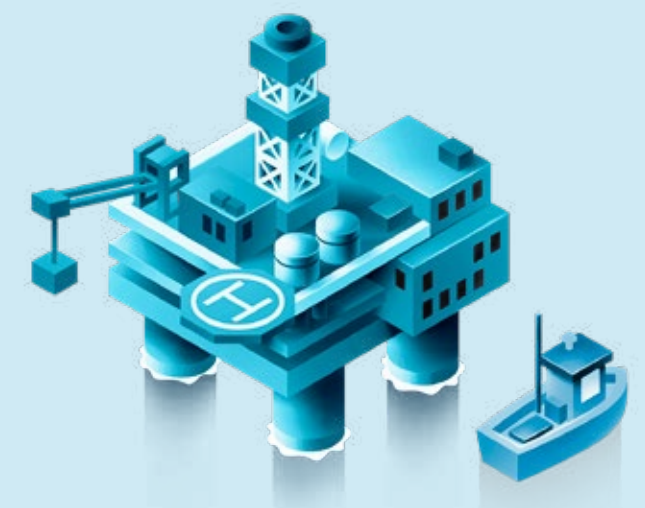
U

Unidade de Produção (Exploração e Produção): conjunto de instalações destinadas a promover a separação, tratamento, estocagem e escoamento dos fluidos produzidos e movimentados num campo de petróleo e gás natural.

Upstream: segmento da indústria de petróleo que inclui as atividades de exploração, desenvolvimento, 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.



ANEXOS

Tabela 17 - Projetos financiados com os recursos da cláusula de PD&I no Espírito Santo – 2000-2019

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.	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 ultrassônicos.	Petrobras	05/01/2004	29/12/2005	-
UFES	Estudos sobre recursos hídricos e continuidade dos estudos hidro geológicos dos aquíferos das formações barreiras e Rio Doce	Petrobras	29/12/2003	22/12/2005	-
UFES	Bi degradação 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 hidro geológico 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	-
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 moto bombas	Petrobras	06/12/2006	18/05/2011	-
UFES	Adequação de Metodologia para Obtenção de Curvas PEV para Óleos Pesados e Extrapesados	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 Complexidade na Sequência 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 Hidro geológico do Estado do Espírito Santo.	Petrobras	29/12/2010	27/12/2015	-
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 novo método 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 Alússima 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	-
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 Centrífugo 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 153/2009

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
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 189/2013
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
UFES	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	-
UFES	Projeto de Pesquisa para o Estudo Numérico e Experimental de Métodos Físicos para Mitigação de Incrustações em Poços com Contenção de Areia	PETROBRAS	30/07/2018	42 meses	
UFES	Efeitos Físicos e Físico-Químicos: Influência de sais na acidez de petróleo - Desenvolvimento de Metodologia Analítica para Eliminar Interferência de Sais na Determinação do Número de Acidez Total (NAT) em Petróleo.	PETROBRAS	30/07/2018	24 meses	
UFES	Fibra Óptica na Medição de Nível e de Interface Água-Óleo em Tanques de Produção	PETROBRAS	17/09/2018	36 meses	
UFES	Simulação Numérica da Dispersão da Concentração Média de Poluentes Primários em Duas Regiões de Exploração e Produção de Petróleo	PETROBRAS	17/10/2018	24 meses	

UFES	Adaptação e atividade de bactérias redutoras de sulfato de reservatórios de petróleo à alta pressão hidrostática	PETROBRAS	29/11/2018	24 meses	
UFES	Fibra Óptica na Medição de Nível e de Interface Água-Óleo em Tanques de Produção	PETROBRAS	22/01/2019	24 meses	0698/2018
UFES	Estudo do envelhecimento do asfalto, agregação de asfaltenos e resinas, naftenatos e caracterização de materiais lignocelulósicos por rmn, ft-icr ms e qui-miometria.	PETROBRAS	28/03/2019	36 meses	
UFES	Evolução da DTG em linha de produção: aspectos sobre amortecimento de escoamento e otimização de geometrias	PETROBRAS	03/05/2019	36 meses	
UFES	Desenvolvimento de métodos numéricos não estruturados para modelagem sísmica	PETROBRAS	03/06/2019	36 meses	
UFES	Estudo, Desenvolvimento e Aplicação de Redes Neurais Profundas para Reconhecimento de Padrões de Defeitos em Sistemas de Bombeio Centrífugo Submerso	PETROBRAS	27/06/2019	36 meses	
UFES	Análise de Asfaltenos e suas subfrações por FT-ICR MS	PETROBRAS	04/07/2019	36 meses	
UFES	Aquisição de Infraestrutura para atualização e desenvolvimento de projeto de P&D relacionado a Elaboração de metodologias para avaliação de parâmetros operacionais sobre o desempenho da medição de vazão de escoamento multifásicos	PETROBRAS	18/07/2019	24 meses	0085/2019
UFES	Evolução da Distribuição do Tamanho de Gotas de Emulsões na Linha de Produção	PETROBRAS	22/08/2019	36 meses	
UFES	Estudo do efeito da acidez na qualidade dos petróleos e emulsões água-em-óleo na etapa do processamento primário.	PETROBRAS	30/08/2019	36 meses	
UFES	Análise reológica de formação e inibição de hidratos de gás	PETROBRAS	30/08/2019	24 meses	
UFES	Projeto de infraestrutura laboratorial para aquisição de equipamentos para realização do estudo de emulsões e petróleos.	PETROBRAS	05/09/2019	24 meses	0139/2019
UFES	Elaboração de metodologias para avaliação de parâmetros operacionais sobre o desempenho da medição de vazão de escoamento multifásicos	PETROBRAS	13/09/2019	24 meses	
UFES	Infraestrutura para aquisição de equipamentos para desenvolvimento do projeto de P&D: Evolução da Distribuição do Tamanho de Gotas de Emulsões na Linha de Produção	PETROBRAS	22/11/2019	36 meses	0679/2019
UFES	Estudo de Aspectos de Incrustação Carbonática em Sistemas Pressurizados	PETROBRAS	17/12/2019	36 meses	
UFES	Ampliação da Infraestrutura Laboratorial do LAMEFT para Viabilizar Estudos de Incrustação Carbonática	PETROBRAS	17/12/2019	24 meses	0784/2019
UFES	Avaliação da corrosão em suporte condutor metálico de eletrodos, interno a tratador eletrostático do tipo AC/DC.	PETROBRAS	26/11/2019	24 meses	

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

REFERÊNCIAS

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico Brasileiro Do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2020. Rio de Janeiro: ANP, 2020.

_____. **Descomissionamento de instalações.** Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/descomissionamento-de-instalacoes>>. Acesso em: fevereiro de 2021.

_____. **Edital de licitações de oferta permanente.** Versão nº 02.01. [outorga de contratos de concessão para exploração ou reabilitação e produção de petróleo e gás natural]. ANP - agência nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis. Rio de Janeiro, 21 de julho de 2020.

_____. **Resolução Diretoria nº 0254/2019.** Dispõe sobre o Recurso Administrativo impetrado pela Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) em resposta à decisão exarada através da Resolução de Diretoria (RD) nº 0514/2018. Publicado em 18/04/2019.

_____. **Resolução ANP nº 817.** Dispõe sobre o descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural, a inclusão de área terrestre sob contrato em processo de licitação, a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes, a devolução de áreas dá outras providências. Publicado em 24/04/2020

_____. **Royalties.** Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>>. Acesso em: novembro de 2020.

_____. **Royalties: cálculo e distribuição.** Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties-calculo-e-distribuicao>>. Acesso em: novembro de 2020.

_____. **Participação Especial.** Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>>. Acesso em: outubro de 2020.

_____. **Proprietários de Terra.** Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/proprietarios-de-terra>>. Acesso em: outubro de 2020.

_____. **Investimentos em PD&I.** Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-p-d-i>>. Acesso em: novembro 2020.

_____. **Resolução nº 50/2015.** Estabelece definições, diretrizes e normas para a aplicação dos recursos a que se referem às Cláusulas de Investimento em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I). Disponível em: < <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2015/novembro&item=ranp-50-2015>>. Acesso em: novembro 2020.

_____. **Regulamento Técnico nº 03/2015.** Estabelece as definições, diretrizes e normas para a aplicação de recursos a que se referem as Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I). Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/images/pesquisa-desenvolvimento-inovacao/investimentos-pdi/regulamento-tecnico-3-2015.pdf>>. Acesso em: novembro 2020.

_____. **Resolução nº 799, de 2 de setembro de 2019.** Altera o Regulamento Técnico ANP nº 3 de 2015 anexo à Resolução ANP nº 50, de 25 de novembro de 2015. Disponível em: < <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2019/setembro&item=ranp-799-2019>>. Acesso em: novembro 2020.

BRASIL. **Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997.** 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. Brasília, 6 de agosto de 1997. Disponível em: > http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm>. Acesso em: outubro de 2020.

CNPE. **Resolução CNPE nº 2 de 03/03/2016.** Dispõe sobre medidas de incentivo à exploração e à produção de petróleo e gás natural em território brasileiro e dá outras providências. Publicado no DOU em 9 mar 2016.

EPE. **Indicadores de Monitoramento da Política de E&P**. Informe DPG-SPG nº 01/20. Rio de Janeiro. Agosto de 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-505/Informe%20Indicadores%20Monitoramento%20Pol%C3%ADtica%20EP%20Final.pdf>. Acesso em 25/01/2021.

FÓRUM CAPIXABA DE PETRÓLEO E GÁS (FCP&G). Categoria Negócios. Disponível em: <http://fcpeg.org.br/category/negocios/>. Acesso em: novembro de 2020.

..... **Programa Fornecedor Competitivo**. Disponível em: <http://fcpeg.org.br/wp-content/uploads/2020/08/Cata%CC%81logo-PFC.pdf>. Acesso em: novembro de 2020.

..... **Laboratórios da UFES apresentam suas competências à Empresas e Entidades**. Disponível em: <http://fcpeg.org.br/laboratorios-da-ufes-apresentam-suas-competencias-a-empresas-e-entidades>. Acesso em: novembro de 2020.

INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO EDUCACIONAL E INDUSTRIAL DO ESPÍRITO SANTO – IDEIES. **Gás natural desafios e oportunidades para o Espírito Santo**. Nº 01/2020.

IEA (2020), **World Energy Investment 2020, IEA, Paris** <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020>.

MIDC - **Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços. Comex Stata**. Disponível em: <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>. Acesso em: outubro de 2019.

ME - Ministério da Economia. **Relação Anual de Informações Sociais (Rais)**. Distrito Federal, 2019.

NEXT EDITORIAL. ES Brasil. **Projetos inovadores capixabas são contratados por gigante petroleira**. Disponível em: <https://esbrasil.com.br/projeto-capixabas-repsol-sinopec/>. Acesso em: novembro de 2020.

PETROBRAS. Cenários Petrobras 2040: **Visões de Futuro para um mundo em transformação**. Plano estratégico 2040. Disponível em: https://petrobras.com.br/sitepetrobras/public/documento_cenarios-estrategicos_petrobras.pdf. Acesso em: 25/01/2021.

..... **Edital de Licitação nº 7003201466**. [Afretamento e Prestação de Serviços de unidade flutuante de produção do tipo FPSO]. PETROBRAS - Outubro/2020

..... **Petrobras Day 2020**. Plano Estratégico Petrobras 2021-2025. 30 de Novembro de 2020. Disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/174ab356-7f22-96e7-6828-94b10fcb3349?origin=1>. Acesso em 28/01/2021.

..... **Petrobras Day New York 2019**. Plano de Negócios 2020-2024. Nova Iorque, 4 de Dezembro de 2019. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/aprovamos-plano-estrategico-2020-2024.htm>. Acesso em 25/01/2021.

..... **Petróleo Brasileiro S. A. Plano Estratégico Petrobras 2030**. Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 – Disponível em: <http://fatosedados.blogspot.com.br/2014/02/25/PETROBRAS-detilha-plano-de-negocios-egestao-2014-2018/> Acesso em: 20/12/2020.

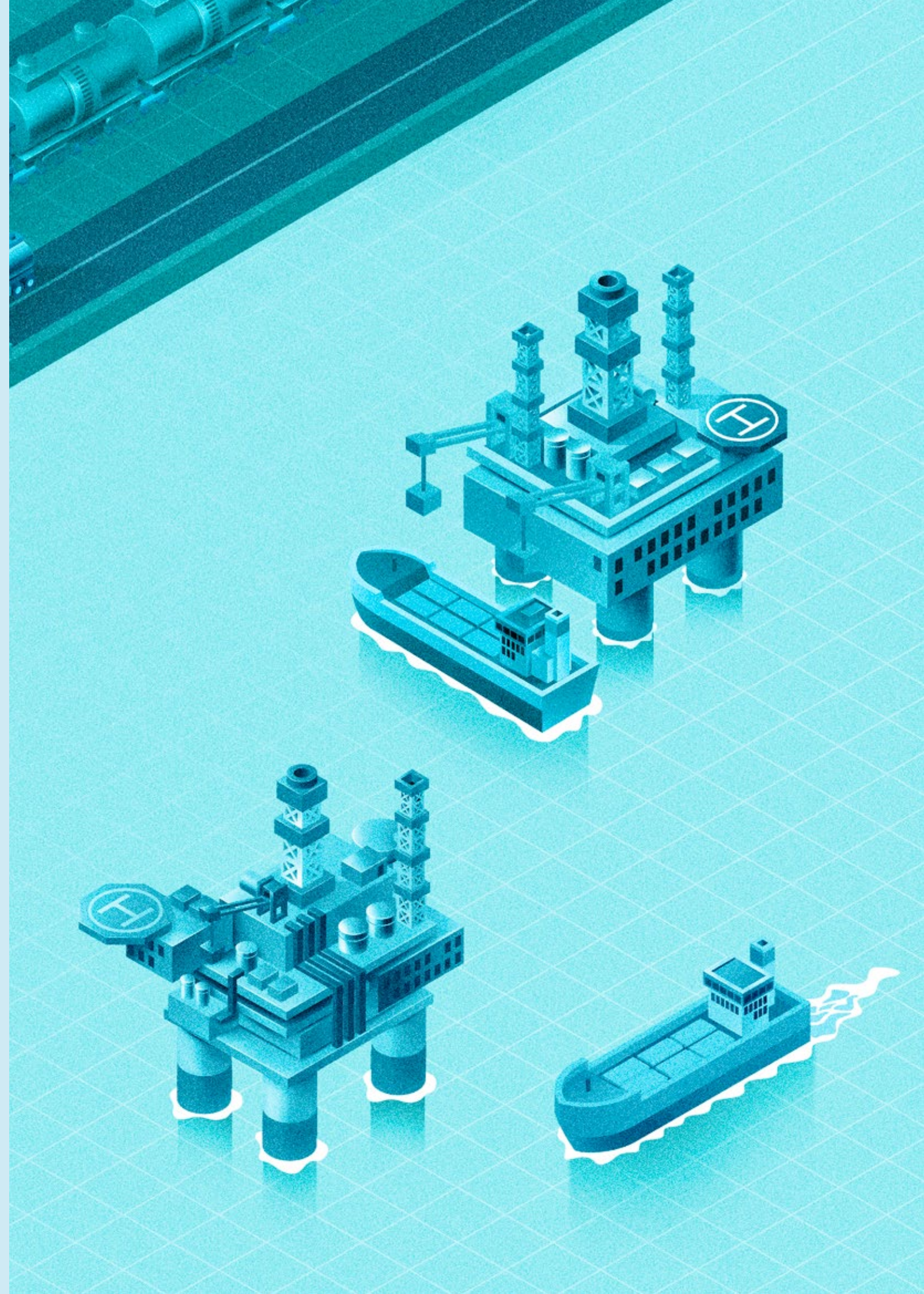
..... **Plano estratégico 2020-2024**. Publicado em Setembro de 2019. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/aprovamos-plano-estrategico-2020-2024.htm>. Acesso em: 26/01/2021.

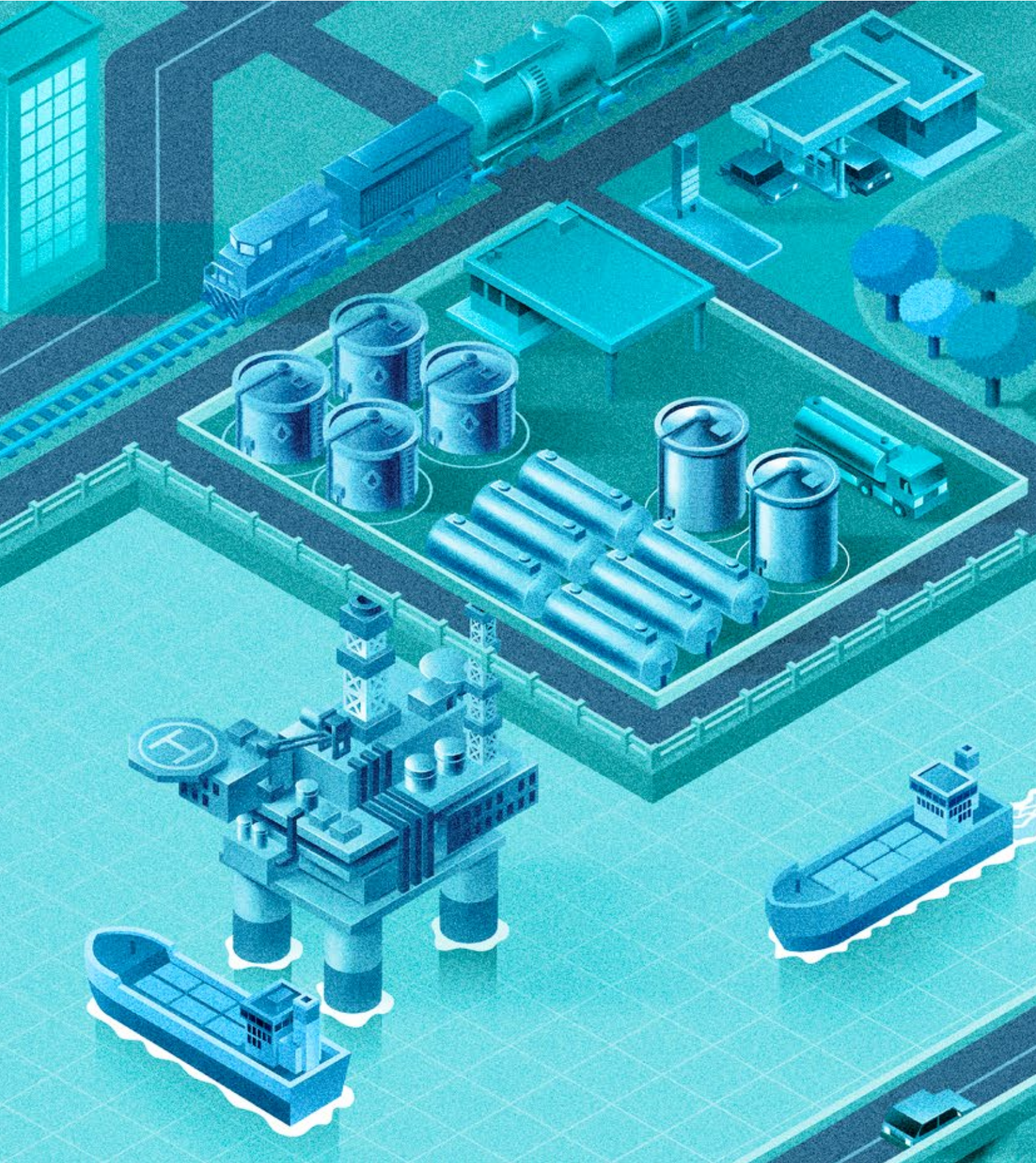
..... **Programa de Comunicação Social Regional Espírito Santo**. Cartilha 2020 PCSR-ES. Nov. 2020.

..... **Tecnologia e Inovação. Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes)**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/tecnologia-e-inovacao>. Acesso em: novembro de 2020.

Rystad Energy. **Brazil's oil production sees a new growth wave**. Junho de 2020. Disponível em: https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/newsletters/EandP/Brazil_oil_production_sees_a_new_growth_wave/. Acesso em: 25/01/2021.

Rystad Energy. **Global E&P players may invest \$380 billion in 2021, but about 20% is at risk**. Novembro de 2020. Disponível em: [https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/global-ep-players-may-invest-\\$380-billion-in-2021-but-about-20pct-is-at-risk/](https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/global-ep-players-may-invest-$380-billion-in-2021-but-about-20pct-is-at-risk/). Acesso em 25/01/2021.





FINDES **IDEIES**
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA

www.portaldaindustria-es.com.br



@observatoriosideies