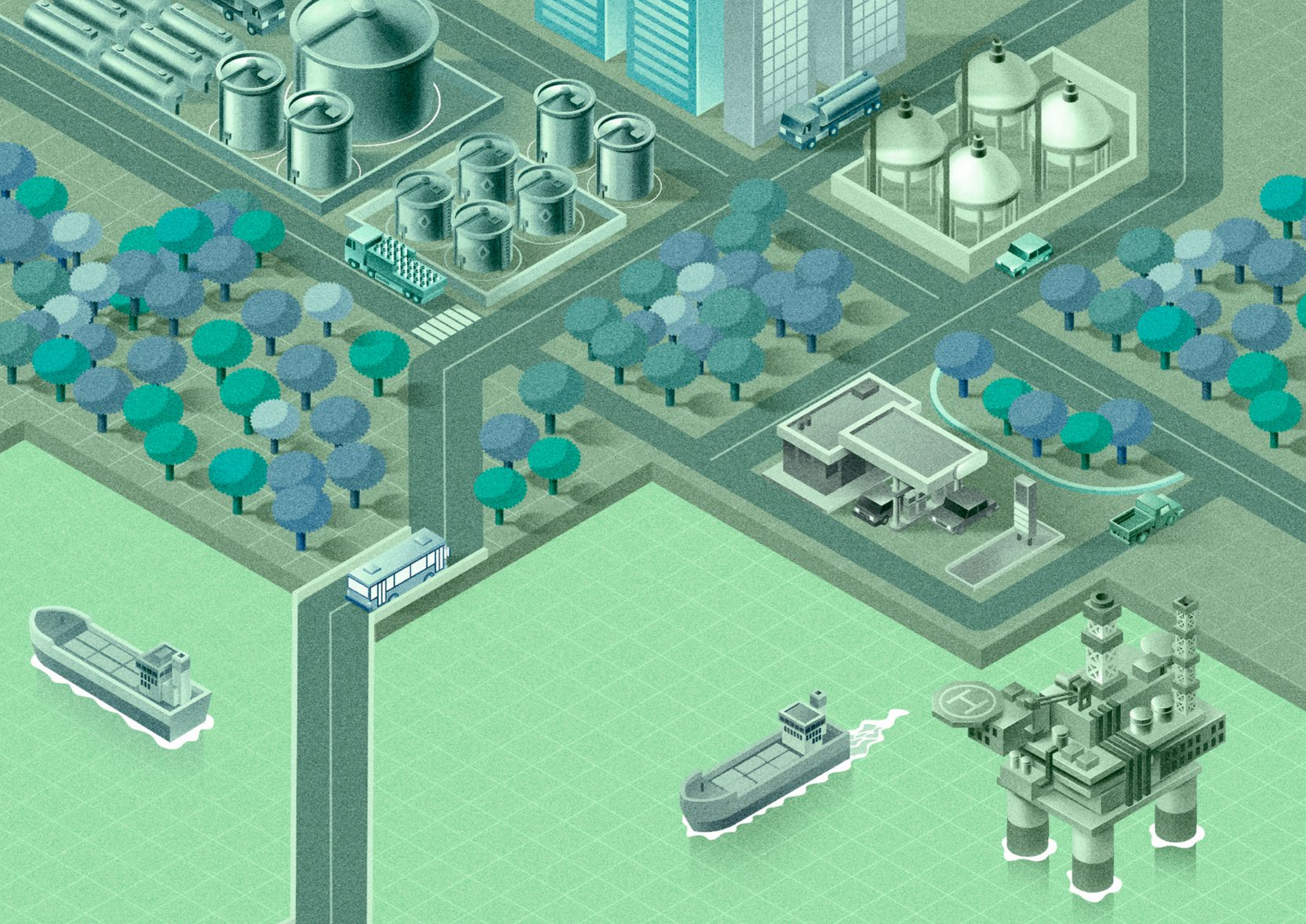


Anuário da indústria do petróleo e gás natural no Espírito Santo 2022





REALIZAÇÃO

Federação das Indústrias do Estado do Espírito Santo – Findes

Cristhine Samorini – Presidente

Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial – Senai/ES

Cláudio Marcassa – Diretor Regional

Serviço Social da Indústria – Sesi/ES

Cláudio Marcassa – Superintendente Regional

Federação da Indústria do Estado do Espírito Santo - Findes

Roberto Campos de Lima - Diretor Geral

Gerência Executiva do Observatório da Indústria – Sesi/ES e Senai/ES

Marília Gabriela Elias da Silva – Gerente Executiva

Equipe Técnica

Gabriela Vichi Abel de Almeida – Gerente de Ambiente de Negócios

Nathan Marques Diirr – Analista de Estudos e Pesquisas

Francisco Carlos Batistini Brunoro Junior – Analista de Estudos e Pesquisas

Projeto Gráfico, Diagramação, Revisão e Ilustração

Curumim – Vida Para Marcas

Gerência de Ambiente de Negócios do Observatório da Indústria

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

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

 www.portaldaindustria-es.com.br

APOIO:



OBSERVATÓRIO DA INDÚSTRIA. 2022- . **Anuário da Indústria do Petróleo no Espírito Santo. - Vol. 6.** Espírito Santo: Observatório da Indústria, 2023. Anual.

ISSN 2595-9255

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

CDU: 67(815.2)

CARTA DE ABERTURA

O Anuário da Indústria do Petróleo e Gás Natural no Espírito Santo chega à sua 6ª edição e traz um importante diagnóstico sobre a exploração, a produção e toda a cadeia que este setor movimenta.

Aliás, mais do que isso, o documento – produzido pelo Observatório da Indústria da Findes – antecipa cenários e apresenta projeções fundamentais para entendermos para onde caminha o segmento.

Com uma participação de 4,6% no PIB capixaba e um peso de 20% na indústria, o setor emprega diretamente cerca de 12 mil trabalhadores e tem mais de 520 empresas atuantes. Além disso, é um importante gerador de receitas. Em 2022, foram mais de R\$ 2,9 bilhões arrecadados no Estado com royalties e participações especiais.

Os números dão a dimensão da importância que o segmento tem para o Estado, mas é preciso entender que estamos falando de um insumo finito e que nos últimos cinco anos tem passado por um declínio da produção. Ainda assim, a atividade econômica dessa cadeia é pujante e muitas oportunidades são projetadas para o Estado.

Petrobras, Shell, Repsol, Equinor, Karavan Oil and Gas, ExxonMobil, Seacrest Petróleo, CNOOC Petroleum, Imetame, EnP, PRio, Vipetro, Petrosynergy, entre outras petroleiras preparam investimentos, que juntos superaram os R\$ 8,8 bilhões até 2027.

Com esses negócios, a produção de petróleo, que recuou 34,6% de 2021 para 2022, deve reverter a curva de queda e a previsão é que haja um aumento médio anual de 10,2% até 2027. Ou seja, temos que aproveitar as oportunidades que passam pelos investimentos já anunciados, pelo processo de oferta permanente de campos petrolíferos, pelo plano de desinvestimentos da Petrobras e também pelo descomissionamento de plataformas.

Paralelamente a elas, precisamos nos preparar para uma transição da matriz energética. Nós, setor produtivo, Poder Público e demais entidades do setor, temos que potencializar as oportunidades e maximizar projetos que possam nos endereçar para um Estado mais sustentável e desenvolvido.

Nesse contexto, o Fórum Capixaba de Petróleo e Gás e Energia tem tido um papel relevante. Ao reunir os principais players do setor, por meio de discussões qualificadas, o Fórum contribui para fortalecer o segmento energético capixaba.

Se formos estratégicos e fizermos um planejamento conjunto – e este Anuário é uma ferramenta muito rica nesse processo – conseguiremos atrair mais negócios que diversifiquem as nossas atividades e nos referenciem para o mundo, além de desenvolver projetos que mirem a transição energética.

Boa leitura!



Cris Samorini
Presidente da Findes





Marília Gabriela da Silva
Gerente Executiva do
Observatório da Indústria

APRESENTAÇÃO

Após seis anos consecutivos de queda na produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo, o ano de 2023 resgata um cenário de otimismo para o futuro. A peça fundamental que embasa essa afirmação surge nos recentes anúncios de investimentos em áreas offshore que direcionam para um aumento de produção dos insumos no curto prazo. Já no ambiente onshore, o otimismo aparece na recente diversificação das operadoras que com resultados ainda isolados, demonstram que o modelo com mais empresas independentes atuando na Exploração e Produção (E&P) é o caminho mais próspero.

De acordo com a ANP, no Espírito Santo foram repassados a operadores privados mais de 120 poços, em 18 campos de exploração onshore que respondem por um volume aproximado de 3 mil boe/dia. Quando comparamos os volumes médios de produção antes e depois do desinvestimento dessas áreas pela Petrobras, é possível perceber que 83,3% desses campos registraram aumento de produção de petróleo e gás natural nos primeiros doze meses de atuação das novas companhias.

Não há questionamento quanto aos benefícios ocasionados do aumento da competição na exploração e produção de petróleo e gás

natural. A produção onshore é importante catalisador do desenvolvimento socioeconômico regional dos municípios produtores, principalmente na geração de emprego e renda.

É neste contexto, que a **6ª edição do Anuário da Indústria do Petróleo e Gás Natural no Espírito Santo** reúne as mais importantes variáveis de análises do setor para o Espírito Santo, aliando o rigor técnico e informação estruturada, atualizada e confiável.

O primeiro capítulo do Anuário aborda a indústria mundial do petróleo e do gás natural. O capítulo 2 expõe acerca da indústria do petróleo e do gás natural no Espírito Santo. Os reflexos econômicos dessas atividades são tratados no capítulo 3. Por fim, o capítulo 4 discorre as novas oportunidades em exploração e produção de petróleo e gás natural para o Espírito Santo.

O Observatório da Indústria reafirma seu compromisso com o setor e com a indústria capixaba, e mantém também atualizado o Painel - Indústria do Petróleo e Gás – que contém os dados mais relevantes do setor em formato digital, intuitivo e dinâmico.

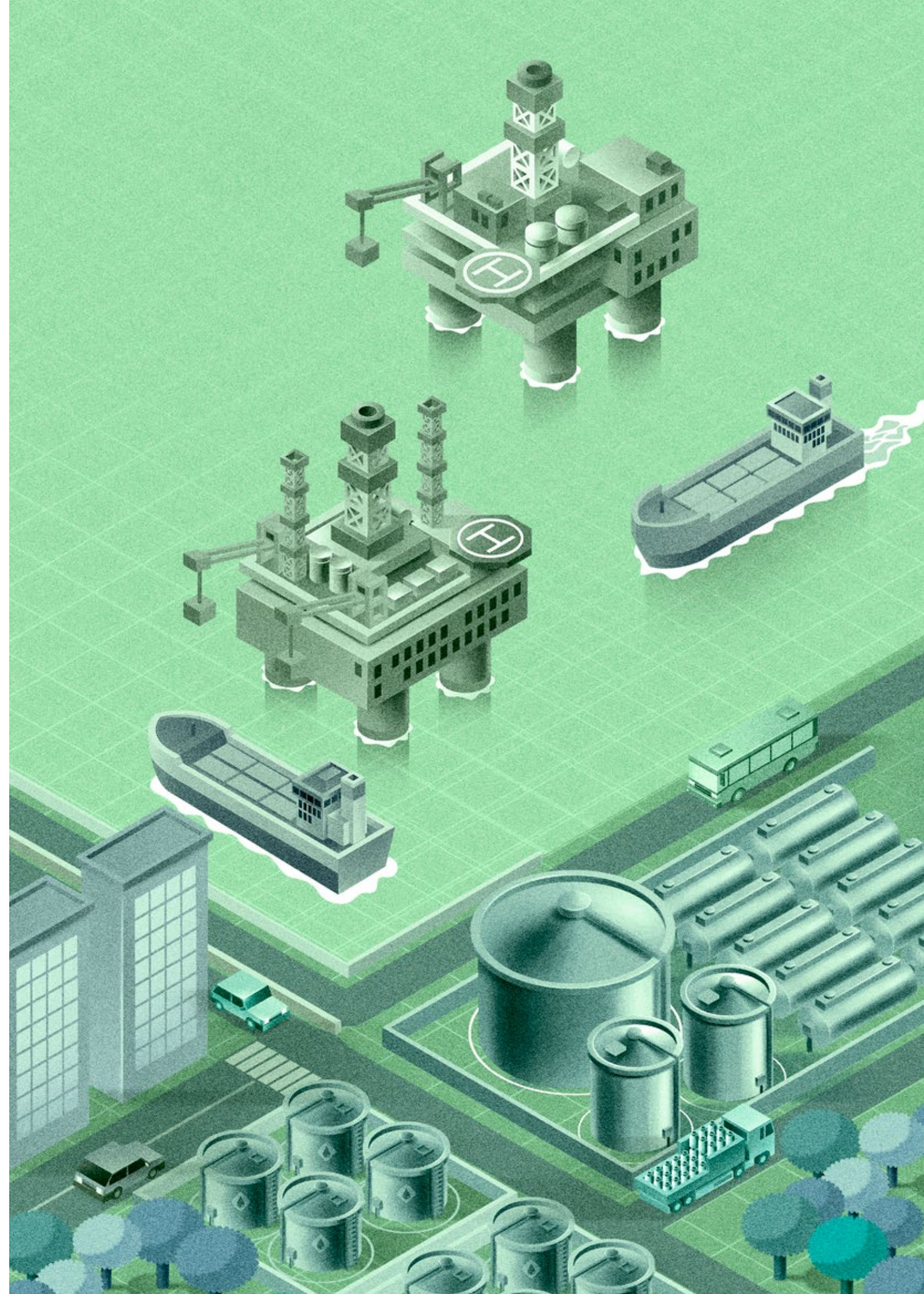
Boa Leitura!



ACESSE AQUI O
PAINEL – INDÚSTRIA
DO PETRÓLEO E GÁS



ACCESS THE ENGLISH
EDITION OF THE DO-
CUMENT HERE



ÍNDICE DE GRÁFICOS, TABELAS E FIGURAS _____ **10****1. PANORAMA INTERNACIONAL** _____ **12**

1.1. Consumo global de energia _____ 13

1.2. Produção e Consumo global de petróleo e gás natural _____ 15

1.3. Reserva global de petróleo e gás natural _____ 18

1.4. Capacidade e Refino global de petróleo _____ 20

INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS ESTÁ ATENTA E INVESTE NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA
_____ **21****2. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO ESPÍRITO SANTO** _____ **24**

2.1. Atividade perfuratória no Espírito Santo _____ 25

2.2. Declarações de hidrocarboneto _____ 26

2.3. Declarações de comercialidade _____ 27

2.4. Reservas de petróleo e gás natural _____ 29

2.4.1. Reservas offshore no Espírito Santo _____ 29

2.4.2. Reservas onshore no Espírito Santo _____ 31

2.5. Produção total de petróleo e gás natural _____ 32

2.5.1. Produção de petróleo e gás natural offshore _____ 33

2.5.2. Produção de petróleo e gás natural onshore _____ 35

ESPÍRITO SANTO, PROTAGONISMO EM PRODUÇÃO DIVERSIFICADA DE ÓLEO & GÁS DE TERRA AO PRÉ-SAL _____ **37**

2.6. Projeção da produção _____ 39

2.6.1. Projeção da produção offshore no Espírito Santo _____ 39

2.6.2. Projeção da produção onshore no Espírito Santo _____ 41

3. RELEXOS ECONÔMICOS _____ **44**

3.1. Empresas e empregos no encadeamento produtivo do setor de P&G _____ 45

3.2. Receitas Governamentais _____ 48

3.3. Setor externo _____ 50

3.4. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (Cláusula de PD&I da ANP) _____ 53

4. OPORTUNIDADES PARA O ESPÍRITO SANTO _____ **56**

4.1. Investimentos Anunciados _____ 57

4.2. Venda de ativos de P&G _____ 58

4.3. Oferta Permanente _____ 60

4.4. Descomissionamento de instalações _____ 62

GLOSSÁRIO _____ **66****REFERÊNCIAS** _____ **70**

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Países com maior consumo de energia primária (em exajoules) – 2021	14
Gráfico 2	Participação dos combustíveis na matriz energética global (em % e em exajoules)	15
Gráfico 3	Produção e consumo de petróleo no mundo (mil barris/dia)	16
Gráfico 4	Produção e consumo de gás natural no mundo (bilhões de m³)	17
Gráfico 5	Reservas provadas de petróleo no mundo (bilhões de barris)	18
Gráfico 6	Reservas de gás natural no mundo (trilhões de m³)	19
Gráfico 7	Capacidade e Refino de petróleo no mundo (mil barris/dia)	20
Gráfico 8	Poços perfurados onshore e offshore no Espírito Santo (em unidades)	26
Gráfico 9	Quantidade de declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo (em unidades)	27
Gráfico 10	Quantidade de declarações de comercialidade no Espírito Santo (em unidades)	28
Gráfico 11	Reservas de petróleo offshore no Espírito Santo (em milhões de barris)	30
Gráfico 12	Reservas de gás natural offshore no Espírito Santo (milhões de m³)	30
Gráfico 13	Reservas de petróleo onshore no Espírito Santo (em milhões de barris)	31
Gráfico 14	Reservas totais de gás natural onshore no Espírito Santo (milhões de m³)	32
Gráfico 15	Produção de petróleo total no Espírito Santo (mil de barris)	33
Gráfico 16	Produção de gás natural total no Espírito Santo (milhões de m³)	33
Gráfico 17	Produção de petróleo offshore no Espírito Santo por localização (mil barris de petróleo)	34
Gráfico 18	Produção de gás natural no Espírito Santo por localização (mil m³)	35
Gráfico 19	Produção de petróleo onshore no Espírito Santo (mil de barris de petróleo)	36
Gráfico 20	Produção de gás natural onshore no Espírito Santo (milhões de m³)	36
Gráfico 21	Projeção da produção offshore de petróleo no Espírito Santo (em mil barris)	40
Gráfico 22	Projeção da produção offshore de gás natural no Espírito Santo (em milhões de m³)	40
Gráfico 23	Projeção da produção onshore de petróleo no Espírito Santo (em mil barris)	42
Gráfico 24	Projeção da produção onshore de gás natural no Espírito Santo (em milhões de m³)	42

Gráfico 25	Receita de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo (R\$ milhões)	46
Gráfico 26	Exportações de petróleo e participação das exportações de petróleo no total das exportações do Espírito Santo	49
Gráfico 27	Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Espírito Santo (nº de projetos)	50
Gráfico 28	Distribuição de Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI)	54
Gráfico 29	Investimentos Previstos para o Programas de Descomissionamento de Instalações PDI no Espírito Santo (em milhões R\$) – 2022 a 2026	63

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1	Número de empresas no encadeamento produtivo do setor de P&G no Espírito Santo	45
Tabela 2	Número de empregados no encadeamento produtivo do setor de P&G no Espírito Santo	46
Tabela 3	Características do mercado de trabalho da cadeia de P&G no Espírito Santo – 2021	47
Tabela 4	Arrecadação de royalties e de participação especial no estado e nos municípios do Espírito Santo (R\$ milhões)	50
Tabela 5	Exportações do setor de petróleo e gás natural no Espírito Santo (US\$ milhões)	52
Tabela 6	Importações do setor de petróleo e gás natural no Espírito Santo (US\$ milhões)	52
Tabela 7	Principais investimentos anunciados no setor de Petróleo e Gás no Espírito Santo para os próximos 5 anos	58
Tabela 8	Acompanhamento da venda de ativos de P&G no Espírito Santo	59
Tabela 9	Relação dos Programas de Descomissionamento (PDI) aprovados no Estado do Espírito Santo	64

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Blocos exploratórios em oferta na Oferta Permanente no Espírito Santo	61
Figura 2	Blocos exploratórios em estudo na Oferta Permanente no Espírito Santo	61
Figura 3	Áreas com acumulações marginais em estudo para Oferta Permanente	62

Capítulo 1

PANORAMA
INTERNACIONAL

1.1 Consumo global de energia

Em 2021, o consumo global de energia primária foi de 595 exajoules, **5,5% superior ao registrado no ano anterior.**

O aumento pode ser atribuído, sobretudo, à retomada da atividade econômica global, superado o período mais crítico da pandemia do novo Coronavírus.

O consumo global de energia está centralizado em um grupo de dez países (gráfico 1) que juntos concentram 67% do total de energia consumida no mundo. Apenas a China e os Estados Unidos representam 42,1% do total da energia consumida no globo.

A matriz energética da China é composta pelas seguintes fontes: carvão (54,7%), petróleo (19,4%), gás natural (8,6%), hidroelétrica (7,8%), energias renováveis (7,2%) e energia nuclear (2,3%). Já a matriz energética dos Estados Unidos é composta por: petróleo (38,0%), gás natural (32,0%), carvão (11,4%), energia nuclear (8,0%), energias renováveis (8,0%) e hidroelétrica (2,6%).

67% 42,1%

do consumo global de energia está concentrado em um grupo de dez países

da energia consumida no mundo se concentra na China e nos Estados Unidos

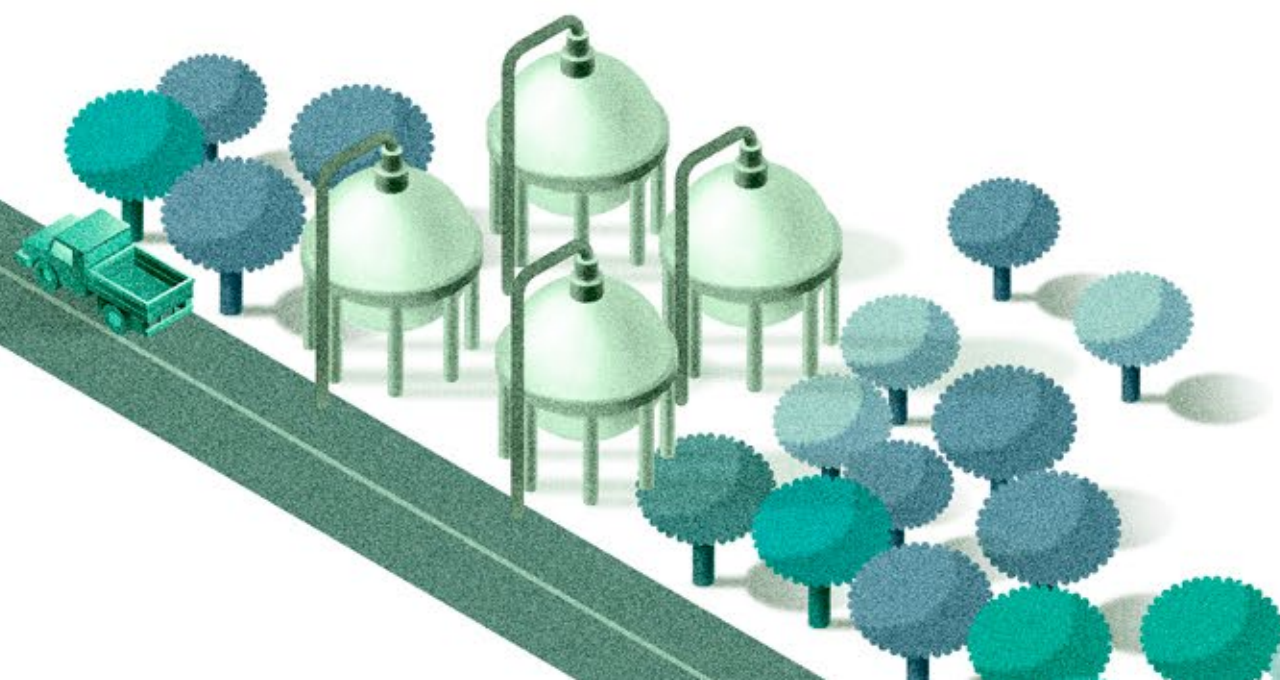
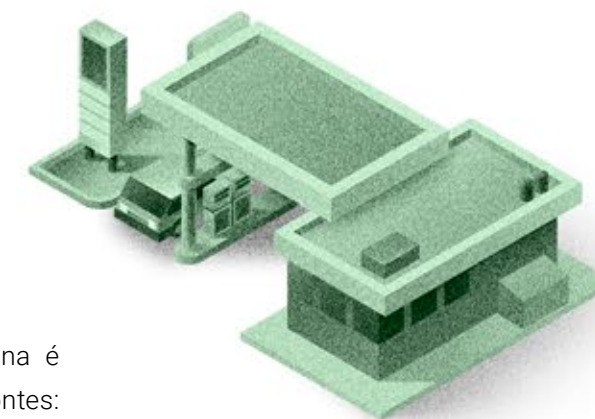
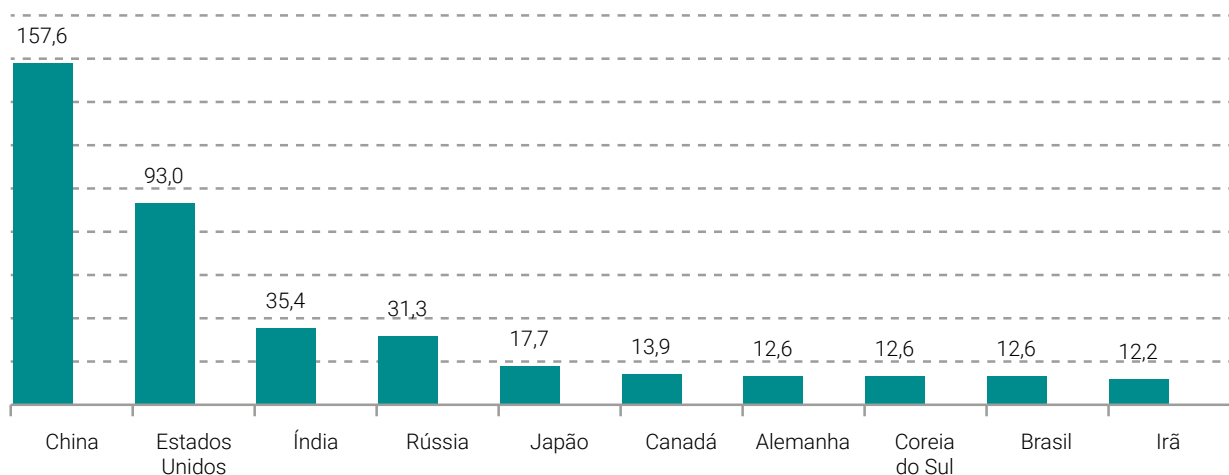


Gráfico 1 - Países com maior consumo de energia primária (em exajoules) – 2021



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes.

24,4%

do total de energia primária consumida no mundo em 2021 foi proveniente do gás natural

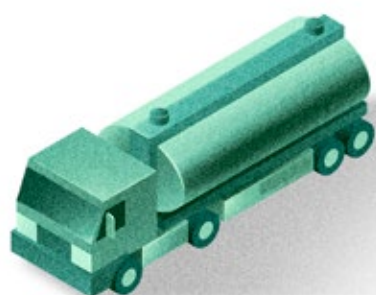
Nos últimos vinte anos, o consumo de energia primária no mundo teve crescimento médio anual de 1,3%. O destaque para o período foi o aumento da participação das fontes de energias renováveis na matriz energética. Em 2001, as fontes renováveis representavam 0,7% e em 2021 subiram para 6,7% de participação no total de energia consumida no mundo (gráfico 2). O crescimento do consumo dessas fontes esteve presente em regiões com maior participação no consumo total de energia primária, com destaque para China e Estados Unidos.

Por sua vez, os combustíveis fósseis cresceram de forma mais tímida. Em 2001, o carvão representava 25,0% do total de energia primária consumida no mundo e em 2021 subiu para 26,9%. A China, a Índia e os Estados Unidos concentraram 73,0% do total consumido de carvão em todo o mundo. A China e os Estados

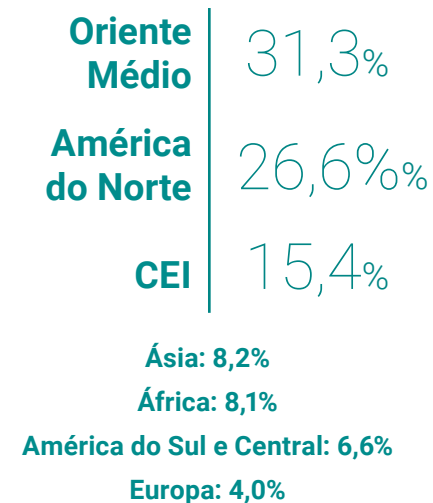
Unidos reduziram a participação do insumo no total consumido de energia em cada país, enquanto a Índia aumentou a participação do carvão no consumo total de energia primária. É sabido que o carvão é uma das fontes energéticas mais poluentes e, ainda assim, seu consumo nos últimos 20 anos ainda não foi contido.

Já o gás natural, que representava 21,8% do total de energia primária consumida no mundo em 2001, subiu para 24,4% em 2021. O consumo do gás natural representa uma alternativa na transição para uma produção de energia com fontes menos poluentes.

Como as fontes renováveis ainda não estão disponíveis em grande escala, o uso do gás natural torna-se estratégico devido à infraestrutura de produção, ao escoamento, ao tratamento e à regaseificação já instalada. Além



Divisão da produção de petróleo no mundo



3,0 milhões

de barris de petróleo por dia foram produzidos no Brasil em 2021, o que coloca o país na 9º posição no ranking global

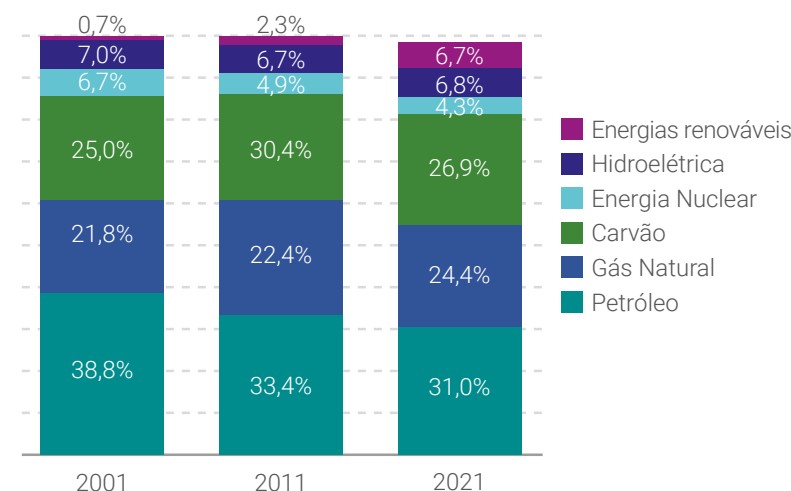
24,3 bilhões

bilhões de m³ de gás natural foram produzidos no Brasil em 2021, o que coloca o país na 30º posição do ranking global.

disso, o insumo é menos poluente do que o petróleo e o carvão, contribuindo para a descarbonização do setor energético. Os Estados Unidos, a Rússia e China concentraram 41,6% do total consumido de gás natural em todo o mundo.

Por fim, o petróleo detinha 38,8% de participação na matriz energética global em 2001 e, em 2021, reduziu para 31,0%. Os Estados Unidos, a China e a Índia concentraram 40,9% do total consumido de petróleo em todo o mundo.

Gráfico 2 - Participação dos combustíveis na matriz energética global (em % e em exajoules)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes.

1.2. Produção e Consumo global de petróleo e gás natural

A produção mundial de petróleo em 2021 foi de 89,9 milhões de barris por dia¹, 1,6% superior à registrada em 2020 (gráfico 3), representando um acréscimo de 1,4 milhões de barris por dia na produção em números absolutos. Apesar do aumento, a produção de petróleo no mundo ainda não recuperou o nível produzido em 2015 e está distante do recorde de produção em 2018,

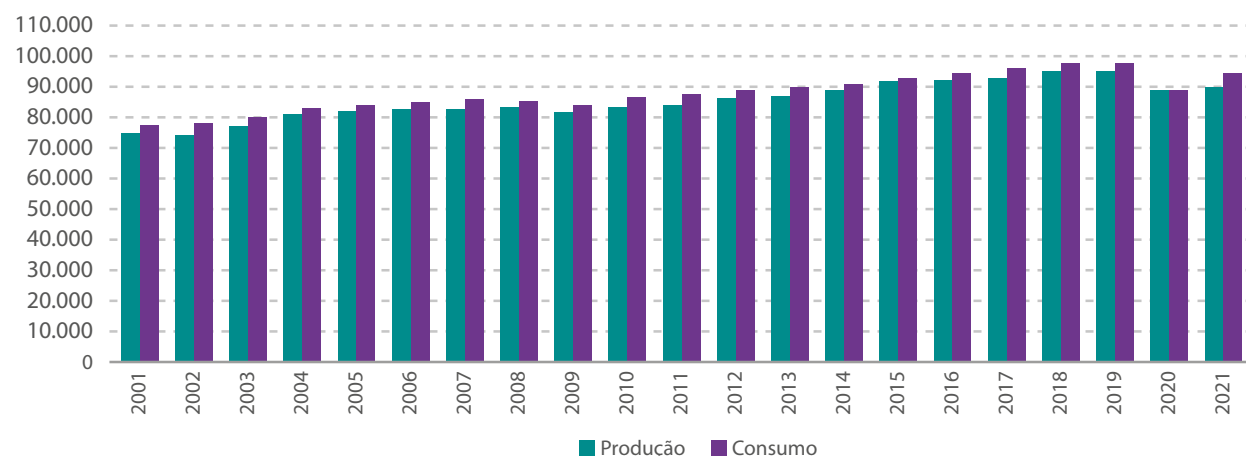
quando foram produzidos 94,9 milhões de barris por dia.

Em 2021, a divisão da produção de petróleo entre as regiões no mundo foi: Oriente Médio (31,3%), América do Norte (26,6%), Comunidade dos Estados Independentes² (15,4%), Ásia (8,2%), África (8,1%), América do Sul e Central (6,6%) e Europa (4,0%). Os principais países pro-

1. Nessa sessão foi adotado como métrica "barris de petróleo por dia"

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

Gráfico 3 - Produção e consumo de petróleo no mundo (mil barris/dia)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes.



Divisão do consumo de petróleo no mundo

Ásia	38,1%
América do Norte	23,7%
Europa	14,4%
Oriente Médio	9,2%
América do Sul e Central	6,0%
CEI	4,6%
África	4,2%

dutores foram os Estados Unidos, Arábia Saudita e Rússia, que juntos respondem por 42,8% da produção global. O Brasil é o 9º país com a maior produção do insumo no mundo, com 3,0 milhões de barris por dia.

Em 2021, foram consumidos 94,1 milhões de barris por dia em todo o mundo, 6,0% superior ao registrado no ano anterior (gráfico 3), o que representa o maior aumento percentual entre anos consecutivos desde 1976. O aumento expressivo pode ser explicado pela retomada da atividade econômica global após o período mais crítico da pandemia do novo Coronavírus.

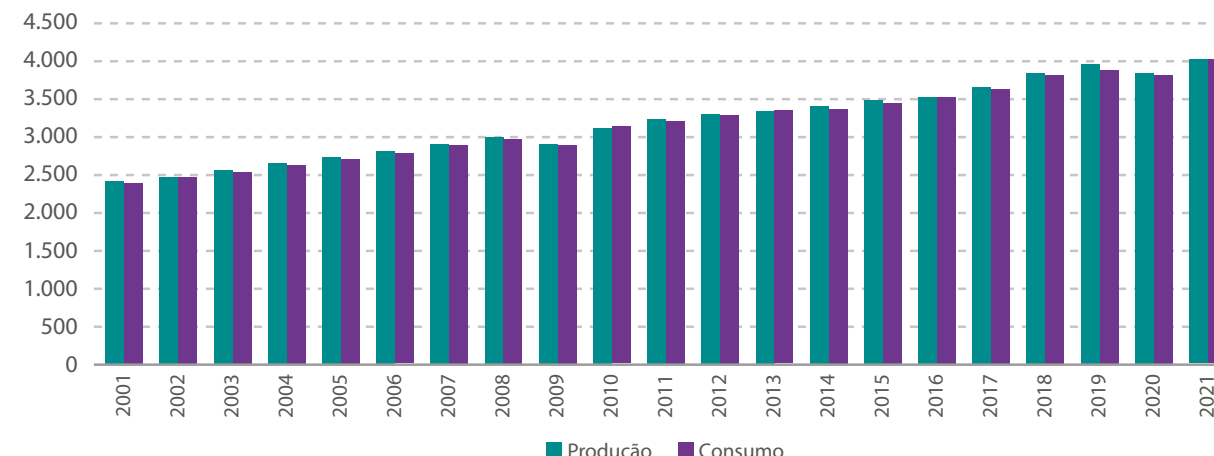
A divisão do consumo de petróleo entre as regiões no mundo se deu da seguinte forma: Ásia (38,1%), América do Norte (23,7%), Europa (14,4%), Oriente Médio (9,2%), América do Sul e Central (6,0%), Comunidade dos Estados Independentes (4,6%) e África (4,2%). Os principais países con-

sumidores foram os Estados Unidos, a China e a Índia, que juntos correspondem por 41,5% do consumo global. O Brasil é o 8º país com o maior consumo do insumo no mundo, com 2,3 milhões de barris por dia.

Com relação ao gás natural, a produção global alcançou 4,0 trilhões de m³ em 2021 (gráfico 4). A produção do insumo teve aumento de 175,4 bilhões de m³ na passagem de 2020 para 2021, o que representa um aumento de 4,5% e retoma a tendência de crescimento interrompida entre 2019 e 2020, atingindo o maior valor da série nesse último ano.

A divisão da produção de gás natural entre as regiões no mundo foi: América do Norte (28,1%), América do Sul e Central (3,8%). Os principais pa-

Gráfico 4 - Produção e consumo de gás natural no mundo (bilhões de m³)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes.

íses produtores foram Estados Unidos, Rússia e Irã, que juntos respondem por 46,9% da produção global. O Brasil é o 30º país com a maior produção do insumo no mundo, com 24,3 bilhões de m³ de gás natural.

Foram consumidos 4,0 trilhões de m³ de gás natural em todo o mundo em 2021, montante 5,0% superior ao registrado no ano anterior.

A divisão do consumo de gás natural entre as regiões no mundo foi: América do Norte (25,6%), Ásia (22,7%), Comunidade dos Estados Independentes (15,1%), Oriente Médio (14,3%), Europa (14,1%), África (4,1%) e América do Sul e Central (4,0%). Os Estados Unidos, a Rússia e a China concentram 41,6% do consumo global de gás natural. O Brasil é o 24º país com o maior consumo do insumo no mundo, com 40,4 bilhões de m³ de gás natural.



Divisão da produção de gás natural no mundo

América do Norte	28,1%
CEI	22,2%
Oriente Médio	17,7%
Ásia	16,6%
África	6,4%
Europa	5,2%
América do Sul e Central	3,8%

Divisão do consumo de gás natural no mundo

América do Norte	25,6%
Ásia	22,7%
CEI	15,1%
Oriente Médio	14,3%
Europa	14,1%
África	4,1%
América do Sul e Central	4,0%



11,9 bilhões

de barris de petróleo é a reserva de petróleo do Brasil em 2020, o que que coloca o país na 16ª posição no ranking global

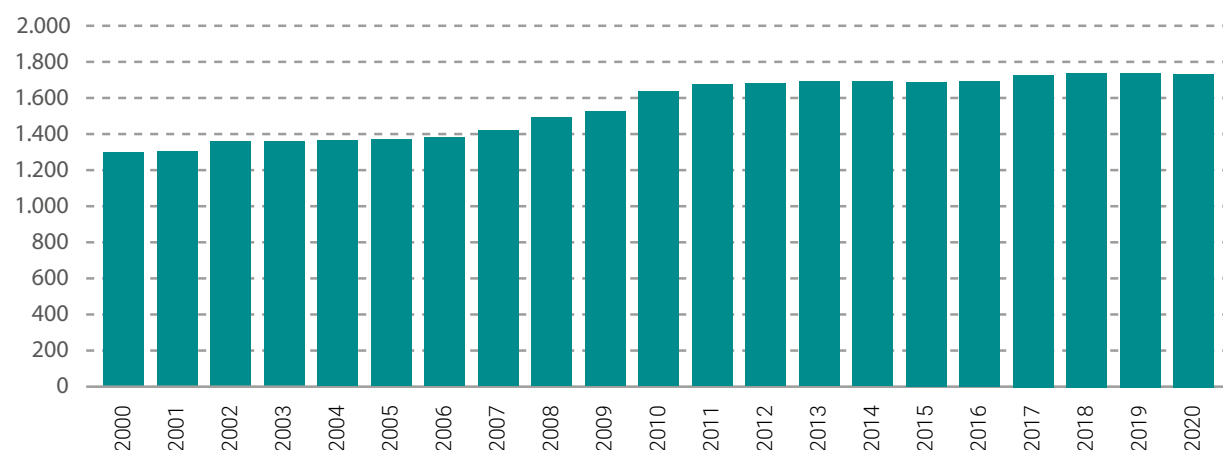
1.3. Reserva global de petróleo e gás natural

No que se refere às reservas globais de petróleo e gás natural, vale dizer que os dados disponíveis não receberam atualizações para o ano de 2021, de forma que os elementos mais recentes se referem a 2020.

O total de reservas de petróleo do mundo em 2020 foi de 1,73 trilhões

de barris, praticamente estável em relação a 2019, com uma leve queda de 0,1% (gráfico 5). Em termos absolutos, a redução foi de 2,4 bilhões de barris. Cabe ressaltar que a última variação expressiva foi em 2017 quando houve incremento de 37,9 bilhões de barris de petróleo nas reservas globais.

Gráfico 5 - Reservas provadas de petróleo no mundo (bilhões de barris)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes.

44,4%

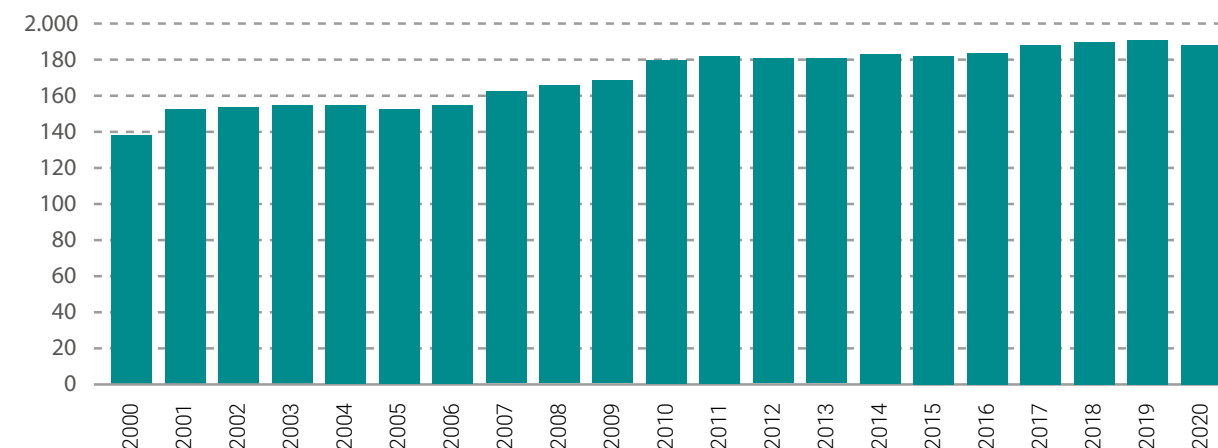
das reservas de petróleo no mundo concentram-se na Venezuela, Arábia Saudita e Canadá

A divisão das reservas de petróleo entre as regiões no mundo foi: Oriente Médio (48,3%), América do Sul e Central (18,7%), América do Norte (14,0%), Comunidade dos Estados Independentes (8,4%), África (7,2%), Ásia (2,6%) e Europa (0,8%). A Venezuela, a Arábia Saudita e o Canadá concentraram 44,4% do total das reservas de petróleo do mundo. O Brasil é o 16º país com a maior reserva do insumo no mundo, com 11,9 bilhões de barris de petróleo.

Já com relação ao gás natural, em 2020 as reservas alcançaram 188,1 trilhões de m³, 1,2% inferior ao registrado no ano anterior. Em termos absolutos, a queda foi de 2,2 trilhões de m³ de gás natural (gráfico 6). A divisão das reservas de gás natural entre as regiões no mundo foi: Oriente Médio (40,3%), Comunidade dos Estados Independentes (30,1%), Ásia (8,8%), América do Norte (8,1%), África (6,9%), América do Sul e Central (4,2%), e Europa (1,7%). A

Rússia, o Irã e o Catar concentraram com a maior reserva do insumo no mundo, com 348,5 bilhões de m³ de gás natural. O Brasil é o 33º país

Gráfico 6 - Reservas de gás natural no mundo (trilhões de m³)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes.



Divisão das reservas de petróleo no mundo

Oriente Médio	48,3%
América do Sul e Central	18,7%
América do Norte	14,0%
CEI	8,4%
África	7,2%
Ásia	2,6%
Europa	0,8%

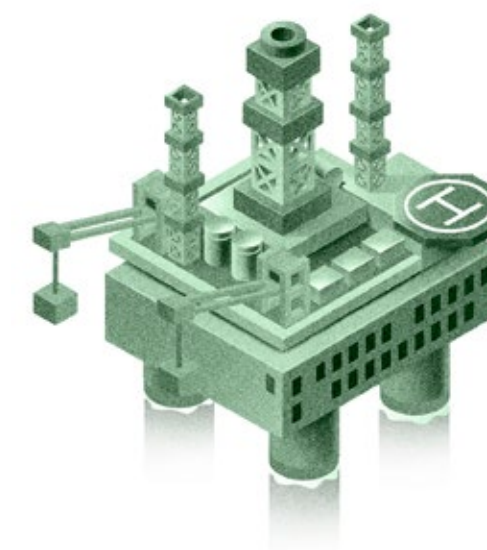


Divisão das reservas de gás natural no mundo

Oriente Médio	40,3%
CEI	30,1%
Ásia	8,8%
América do Norte	8,1%
África	6,9%
Ásia	2,6%
América do Sul e Central	4,2%
Europa	1,7%

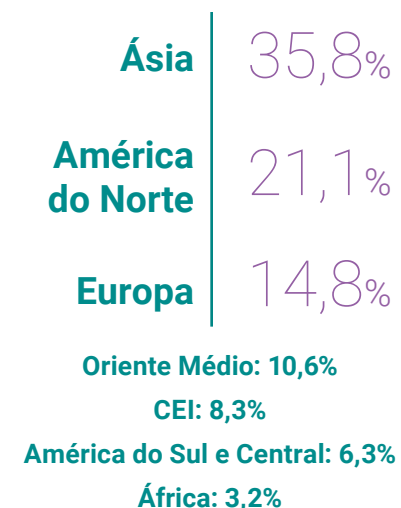
348,5 bilhões

de m³ é a reserva de gás natural do Brasil em 2020, o que que coloca o país na 33ª posição no ranking global





Capacidade de refino de petróleo no mundo



1.4. Capacidade e Refino global de petróleo

A capacidade instalada de refino mundial foi de 101,9 milhões de barris por dia em 2021. Houve uma redução de 419,5 mil barris diários, representando 0,41% a menos que no ano anterior.

Já o refino de petróleo foi de 79,2 milhões de barris por dia em 2021. Houve um acréscimo de 3,6 milhões de barris diários refinados no mundo, 4,8% superior ao registrado no ano anterior (gráfico 7).

A capacidade de refino entre as regiões no mundo foram: Ásia (35,8%), América do Norte (21,1%), Europa (14,8%), Oriente médio (10,6%), Comunidade dos Estados Independentes (8,3%), América do Sul e Central (6,3%) e África (3,2%). Os Estados

Unidos, a China e a Rússia concentram 41,0% da capacidade de refino de petróleo em todo o mundo. O Brasil é o 9º país com a maior capacidade de refino do mundo, com 2,3 milhões de barris por dia.

Já o refino de petróleo se dividiu da seguinte forma entre as regiões do mundo: Ásia (37,3%), América do Norte (22,1%), Europa (14,5%), Oriente médio (10,8%), Comunidade dos Estados Independentes (8,5%), América do Sul e Central (4,5%) e África (2,3%). Os Estados Unidos, a China e a Rússia concentram 44,6% do refino de petróleo em todo o mundo. O Brasil é o 9º país com o maior refino de petróleo do mundo, com 1,8 milhões de barris por dia.

Gráfico 7 - Capacidade e Refino de petróleo no mundo (mil barris/dia)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes.

INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS ESTÁ ATENTA E INVESTE NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA



Roberto Ardenghy | Presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP)

Fernanda Delgado | Diretora Executiva Corporativa do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP)

Em um cenário em que as mudanças climáticas vêm demandando cada vez mais soluções, o setor de energia caminha alinhado aos esforços globais por uma economia de baixo carbono. Esse é, certamente, um dos setores que mais pode contribuir para que as metas de redução das emissões de gases de efeito estufa sejam atingidas. A transição energética é um caminho sem volta, contudo trata-se de um processo complexo e cercado de desafios.

Diante desse contexto, é de grande importância destacar que o setor de petróleo e gás natural, ao contrário do que muitas vezes é sugerido pelo senso comum, pode se configurar como um importante aliado para o processo de transição energética. Isso porque as abordagens mais atuais desse processo devem abarcar não somente a questão da descarbonização, mas também aspectos ligados à segurança do suprimento energético e ao desenvolvimento econômico e social.

Desta forma, a contribuição do setor de petróleo e gás natural para o processo de transição energética pode se dar sob diferentes óticas, incluindo o desenvolvimento tecnológico e a expertise técnica, o aproveitamento de infraestruturas, a capacidade de financiamento de projetos voltados para as energias de baixo carbono e ainda os aspectos ligados à segurança energética e ao desenvolvimento econômico e social.

A segurança energética é um tema que vem ganhando importância crescente em função da crise energética recente causada pelo conflito entre Rússia e Ucrânia e seus reflexos marcantes, sobretudo para o continente europeu que conviveu por meses com temores relacionados ao abastecimento energético durante o inverno.

Esse tema também se torna especialmente sensível em meio à busca pela descarbonização. A fonte eólica e solar fotovoltaica lideram o processo de transição energética, mas estão sujeitas à variabilidade da geração em função de condições climáticas como a baixa incidência de raios solares ou a ausência de ventos. Assim, a atuação do setor de petróleo e gás natural se mantém necessária para a garantia da oferta de energia à população.

A importância dessas fontes se faz necessária mesmo no caso do Brasil que se destaca por sua matriz energética com participação de mais de 40% de fontes renováveis, com grande destaque para as usinas hidrelétricas. Nos momentos de condições climáticas desfavoráveis como observado em 2021 durante o período de escassez hídrica, o acionamento de usinas termelétricas foi fundamental para garantir que a eletricidade chegasse às unidades consumidoras.

Outra importante contribuição do setor de petróleo e gás natural diz respeito aos seus desdobramentos em termos socioeconômicos. Segundo o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), o setor vai atrair mais US\$ 180 bilhões, de 2022 a 2031 em atividades de Exploração & Produção (E&P). Com isso, pode gerar uma arrecadação superior a US\$ 600 bilhões aos governos, além de proporcionar mais 400 mil postos de trabalho na média por ano. Com mais de 800 milhões de barris em reservas provadas de petróleo e cerca de 20 bilhões de m³ de reservas provadas de gás natural, o Espírito Santo também tem potencial para desfrutar dos benefícios socioeconômicos associados aos investimentos em atividades de E&P de petróleo e gás natural.

Do ponto de vista da descarbonização, a atuação do se-

tor de petróleo e gás pode ser decisiva sob vários aspectos dada a sua expertise técnica, além da capacidade de reunir os recursos necessários para o financiamento de projetos voltados para as energias de baixo carbono. A Agência Internacional de Energia (IEA) estima que 50% das reduções de emissões necessárias para alcançar emissões líquidas zero até 2050 virão de tecnologias que ainda estão em desenvolvimento. Sem o apoio do setor de petróleo e gás natural, essas tecnologias tão importantes para a redução de emissões podem não atingir o nível de maturidade e estrutura de fornecimento necessários para sua adoção competitiva em larga escala.

Isso demonstra que ainda há um longo percurso a ser percorrido e o setor de óleo e gás tem muito a contribuir nessa trajetória. Essa indústria também possui a expertise e a infraestrutura necessárias para impulsionar outras atividades. Diversas iniciativas voltadas para investimentos em tecnologias de baixo carbono podem ser observadas nas empresas de petróleo e gás natural. Alinhadas ao Acordo de Paris, essas empresas se comprometeram a cumprir metas de redução de carbono. Dados do Goldman Sachs Global Investment Research demonstram, por exemplo, que as grandes companhias do setor alocaram, em média, 15% dos seus orçamentos de 2021 em fontes de baixo carbono, enquanto, em 2019, esse percentual foi de 4%.

Um exemplo significativo de sinergia entre o setor de petróleo e gás e as fontes renováveis sob a ótica do desenvolvimento tecnológico é a energia eólica offshore. O conhecimento do tipo de ambiente, as instalações em bases flutuantes e a adequação de materiais e de técnicas são alguns dos exemplos de sinergias existentes entre esses dois setores. A ampla expertise no ambiente marítimo detida pelo setor de petróleo e gás natural pode se configurar como uma importante forma de se reduzir despesas e aproveitar conhecimentos, sobretudo com relação à construção e operação de ativos nesse ambiente.

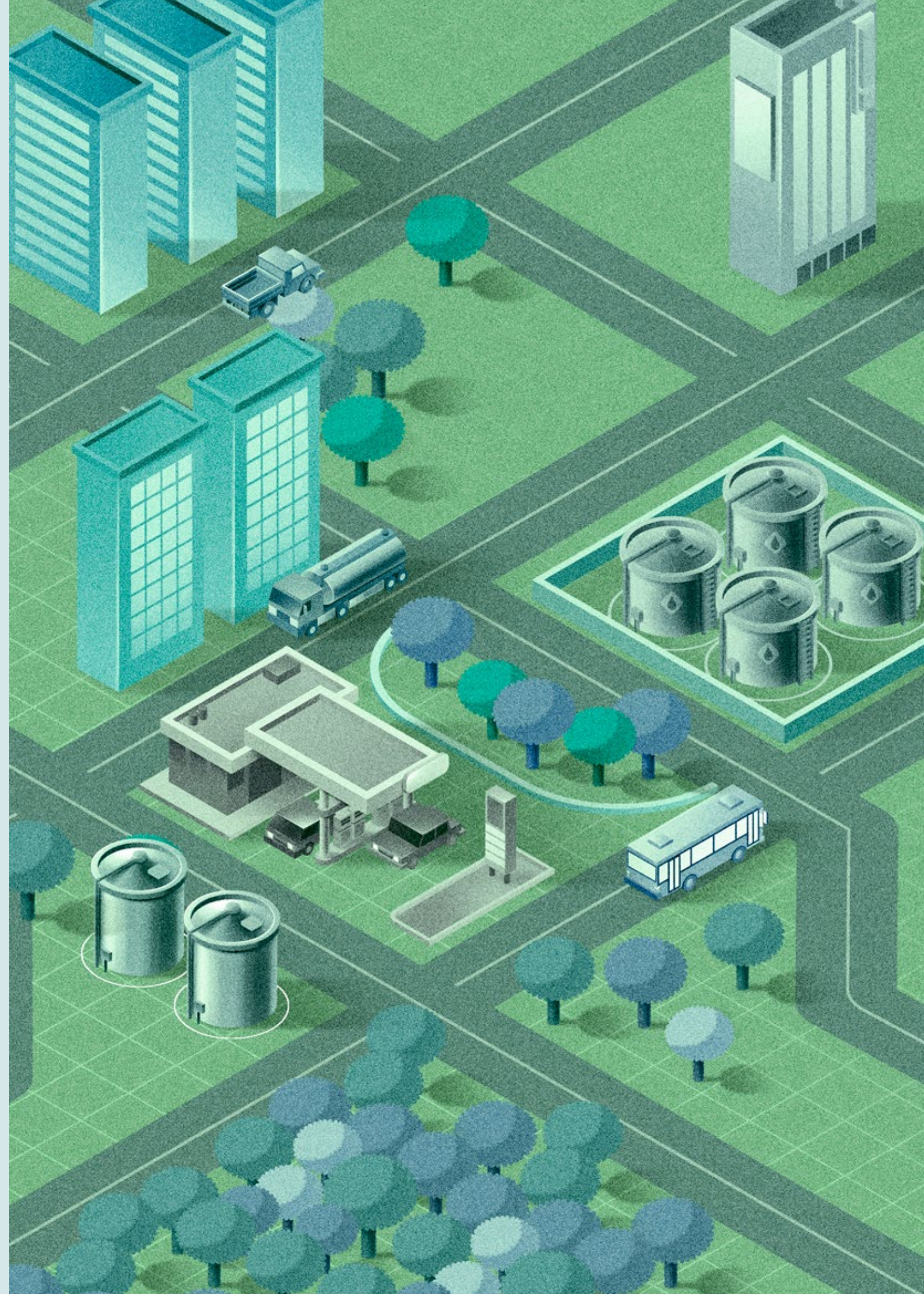
Com 7.367 km de costa e 3,5 milhões km² de espaço marítimo, o país possui condições de ser um agente promissor na geração eólica também em ambiente offshore, contribuindo para a consolidação da sua posição como um dos líderes em transição energética. O poten-

cial brasileiro já vem despertando a atenção de investidores. Dados do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) indicam que há cerca de 177 GW em projetos de eólica offshore com processo de licenciamento ambiental aberto no órgão, sendo quatro projetos localizados no litoral do Espírito Santo totalizando mais de 5 GW na região.

Assim, o Brasil se posiciona como um local estratégico por reunir características que lhe colocam em posição privilegiada em termos de transição energética, sobretudo nos aspectos que envolvem as sinergias existentes com o setor de O&G para a descarbonização. A matriz energética relativamente limpa confere ao país um perfil diferenciado das suas emissões: enquanto na maior parte dos países o setor energético é o maior responsável pelas emissões, no Brasil esse papel é do setor de agricultura e uso da terra. Além disso, o país também se notabiliza por ter uma produção de petróleo com intensidade de carbono em torno de 18 kg CO₂eq por barril, menor que alguns dos principais players no Oriente Médio que chegam a intensidades de carbono da ordem de 70 kgCO₂eq por barril.

Essas características possibilitam que o Brasil siga investindo no setor de petróleo e gás natural e colhendo seus frutos em termos socioeconômicos sem que isso tire o país da rota da transição energética e da descarbonização. Desta forma, a construção de um futuro descarbonizado no país passa por um caminho que deverá ser pavimentado com uma contribuição importante do setor de petróleo e gás sobretudo com o aproveitamento das sinergias existentes entre o setor e as fontes renováveis.

Isso não significa, no entanto, que não há muito trabalho a ser feito pela frente e tampouco desafios. O setor de petróleo e gás natural está ciente do seu papel no processo de descarbonização da economia e dos seus compromissos na transição. Cada vez mais será preciso investir, inovar, pesquisar novas tecnologias, aprimorar métodos e formar parcerias e o setor já vem direcionando esforços para a entrega de um barril de petróleo mais resiliente e com taxas mais baixas de emissão de CO₂. Esse percurso já começou a ser trilhado e a disposição das companhias do setor de buscar um futuro melhor caminha na mesma direção dos anseios da sociedade.



Capítulo 2

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO ESPÍRITO SANTO

A configuração física da exploração e produção de petróleo e gás do Estado do Espírito Santo, tanto em terra como em mar, é composta por 69 campos na fase de produção e 4 campos na etapa de desenvolvimento. Além desses, o estado possui 34 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 11 campos e 6 blocos exploratórios. Já na bacia do Espírito Santo são 62 campos, sendo 7 na parte offshore e 55 na parte onshore. Ainda nessa última bacia, são 28 blocos exploratórios, 10 na parte offshore e 18 na parte onshore.

Atuam no estado 19 petroleiras com campos na etapa de produção ou na etapa de desenvolvimento da produção. Entre elas, 7 empresas estrangeiras (CNOOC Petroleum Brasil, ExxonMobil Exploração Brasil, ONGC Campos, QP Brasil, Repsol Exploração Brasil, Seacrest e Shell Brasil Petróleo) e 12 empresas nacionais (3R Petroleum, BGM Petróleo e Gás, Capixaba Energia, IBV Brasil, Imetame, IPI, PRio, Petrobras, Petromais, Petrosynergy, Ubuntu Engenharia e Vipetro Petróleo).

A Petrobras possui a concessão dos campos com maior produtividade do estado, como os campos que compõem o Parque das Baleias.

2.1. Atividade Perfuratória no Espírito Santo

A atividade perfuratória é realizada durante a fase exploratória, em que a petroleira possui como objetivo o descobrimento de jazidas de petróleo e/ou gás natural. Nesta etapa, são realizadas a aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magneto-métricos, geoquímicos e a perfuração dos poços. O mapeamento da evolução da perfuração de poços é um indicador capaz de avaliar o nível exploratório das áreas em confrontação com o Espírito Santo.

Com início da atividade perfuratória em 1959, o Espírito Santo já registrou um total de 2.341 poços perfurados,

divididos entre onshore (75,7%) e offshore (24,3%). Entre 2002 e 2022 foram perfurados 642 poços onshore, com destaque para os campos de Fazenda Alegre, Inhambu, Jacutinga e Cancã. Com exceção do campo de Jacutinga, essas áreas compõem os campos terrestres com maior produção no estado. Em 2021 foram perfurados 7 poços em terra, sendo 5 poços perfurados pela BGM no campo de Suindara e no bloco ES-T-496, e 2 poços foram perfurados pela Imetame no bloco EST-441 e no campo Rio Ipiranga. Em 2022 a petroleira BGM perfurou 1 poço, no bloco ES-T-496 e 2 poços no bloco ES-T-506.



2.341
poços foram
perfurados no Espírito
Santo desde 1959



642
poços onshore foram
perfurados no Espírito Santo
entre 2002 e 2022



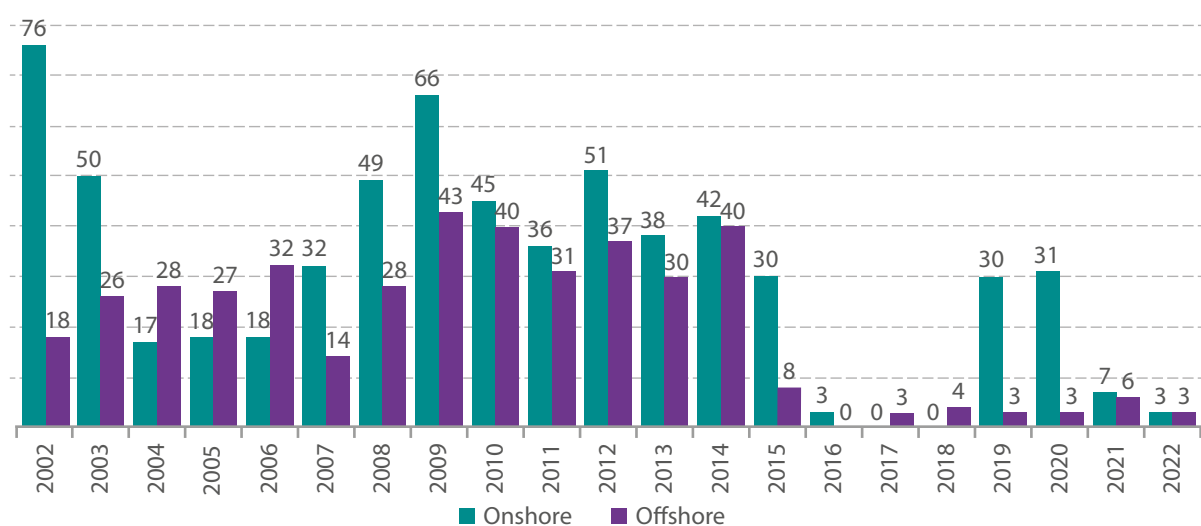
424
poços offshore foram
perfurados no Espírito Santo
entre 2002 e 2022



Já a atividade perfuratória offshore registrou, entre 2002 e 2022, um total de 424 poços perfurados, com destaque para os campos de Jubarte, Golfinho, Bloco BC-60 e Argonauta. Em 2021 foram perfurados 6 poços no mar, sendo 4 poços em Jubarte, 1 poço no bloco ES-M-669 e 1 poço no campo de

Argonauta. Em 2022, a Petrobras perfurou 3 poços offshore: 1 poço no campo de Jubarte e 2 poços no bloco ES-M-596, pertencentes a campanha da petroleira para os prospectos de Andurá e de Joelho. Em 2023, período mais recente, a Petrobras perfurou 1 poço no campo de Jubarte.

Gráfico 8 - Poços perfurados no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes



2.2. Declarações de hidrocarbonetos

184

declarações de indícios de hidrocarbonetos onshore

186

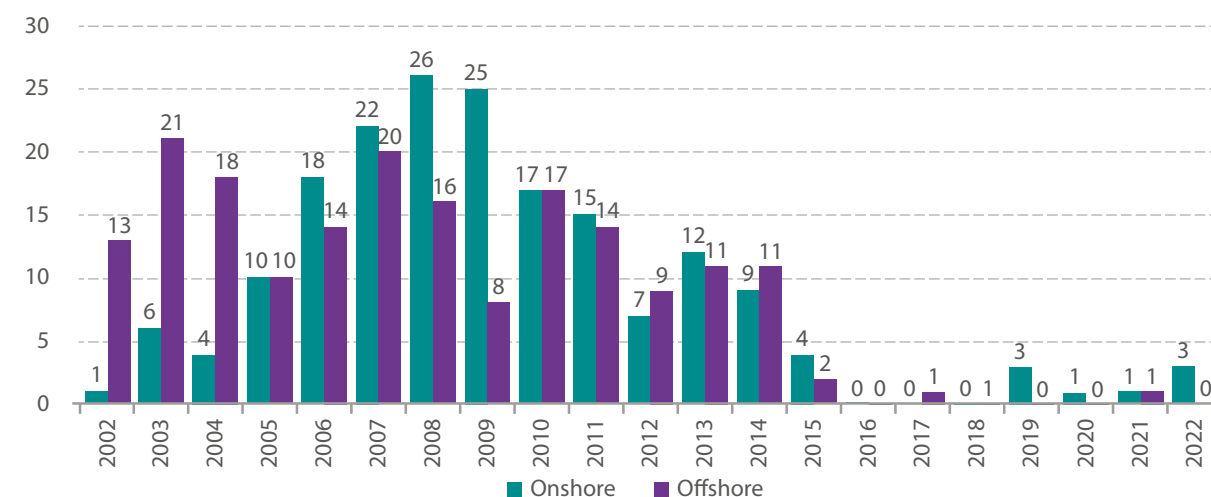
declarações de indícios de hidrocarbonetos offshore

Esse foi o montante de declarações emitidas no Espírito Santo entre 2002 e 2022

Caso a perfuração dos poços seja sucedida de descobrimento de algum reservatório, a petroleira é obrigada a emitir a declaração de hidrocarboneto junto à ANP, indicando a ocorrência de hidrocarbonetos ou quaisquer outros recursos naturais na área explorada. Desde 1998, quando a declaração de hidrocarboneto passou a ser uma obrigatoriedade, foram emitidas no Espírito

Santo 447 declarações, divididos entre onshore (50,6%) e offshore (49,4%). Entre 2002 e 2022, foram emitidas 184 declarações em terra com destaque para os campos de Cancã, Jacutinga e Tucano. Já em mar, no mesmo período foram emitidas 186 declarações de hidrocarbonetos com destaque para os campos de Golfinho, Jubarte e Argonauta.

Gráfico 9 - Declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Em 2021 foram emitidas 2 declarações de hidrocarbonetos no Espírito Santo. A Imetame anunciou a existência de petróleo onshore no bloco ES-T-441, localizado no município de Jaguaré³. Já a Petrobras anunciou a existência de gás natural offshore no bloco ES-M-669. Esse bloco faz parte da campanha da Petrobras e da Equinor

para chegar à camada do pré-sal na bacia do Espírito Santo⁴. Já em 2022, a BGM encontrou indícios de petróleo onshore nos blocos ES-T-496, ES-T-506 e no campo de Irara, todas as áreas localizadas no município de Linhares. Em 2023, período mais recente, a BGM encontrou indícios de petróleo onshore no bloco ES-T-506.



2021

Imetame anunciou a existência de petróleo no bloco ES-T-441 (município de Jaguaré)

Petrobras anunciou a existência de gás natural no bloco ES-M-669.

2022

A **BGM** anunciou a existência de petróleo nos blocos ES-T-496 e ES-T-506 e no campo de Irara.

2023

A **BGM** anunciou a existência de petróleo no bloco ES-T-506.

2.3. Declarações de comercialidade

Já as declarações de comercialidade são realizadas após a notificação dos indícios de hidrocarbonetos. Nessa fase, a petroleira verifica a viabilidade comercial para a produção das

jazidas. Caso positivo, a empresa operadora deve emitir a declaração de comercialidade junto à ANP, demonstrando a intenção de produzir petróleo e/ou gás natural na área demarcada.

3. Esse bloco foi arrematado na 14ª rodada da ANP, realizada em 2017.

4. O projeto, intitulado como "Prospecto de Monai" será fundamental para que possam avaliar a exploração de outras concessões adquiridas na 11ª rodada da ANP.



20
declarações de comercialidade offshore

38
declarações de comercialidade onshore

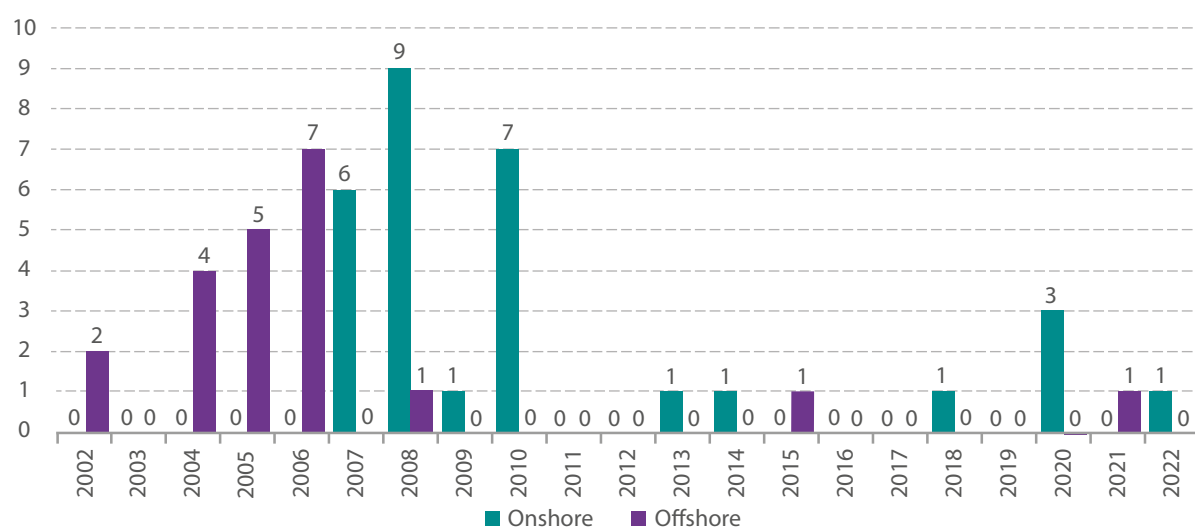
Esse foi o montante de declarações emitidas no Espírito Santo desde 1999

Desde 1999, foram emitidas 58 declarações de comercialidade no Espírito Santo, divididos entre onshore (65,5%) e offshore (34,5%). No ano de 2020 foram emitidas 3 declarações de comercialidade em ambiente onshore, nos campos de Suindara, Rio Mariricu e Garça Branca. As petroleiras responsáveis pela emissão nesses campos foram, respectivamente, a BGM, a Petrobras e a Petromais. Em 2022, a BGM emitiu a declaração de comercialidade para o campo de Iraira. Já em ambiente offshore, em 2021 a PRio emitiu a declaração de

comercialidade para o campo de Wahoo. O campo de Wahoo está localizado no pré-sal, na parte ca-pixaba da Bacia de Campos. Desde 2008, o Espírito Santo não registra uma declaração de comerciali-dade em mar. A última foi emitida a pedido da Petrobras para o campo de Camarupim Norte.

O baixo número de emissões de declarações de comercialidade no Espírito Santo sinaliza para um baixo número de novos projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural no estado.

Gráfico 10 - Declarações de comercialidade no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes



2020
BGM declarou comercialidade no campo onshore de Suindara
Petrobras declarou comercialidade no campo onshore de Rio Mariricu
Petromais declarou comercialidade no campo onshore de Garça Branca

2021
PRio declarou comercialidade no campo offshore de Wahoo
2023
A BGM anunciou a existência de petróleo no bloco ES-T-506.

2.4. Reservas de petróleo e gás natural

Na passagem de 2020 para 2021, as reservas brasileiras de petróleo registraram um aumento de 20,3%, alcançando 24,3 bilhões de barris de petróleo em 2021. Esse aumento nas reservas foi oriundo, principalmente, do aumento de reservas offshore no Rio de Janeiro e no Espírito Santo. No Espírito Santo, no mesmo período, houve um aumento de 7,1% nas reservas de petróleo, alcançando uma reserva de 1,4 bilhão de barris de petróleo em 2021. Com esse aumento, o Espírito Santo mantém a terceira posição de estado com as maiores reservas totais de petróleo, atrás de São Paulo (2,1 bilhões de barris de petróleo) e do Rio de Janeiro (20,1 bilhões de barris de petróleo).

Já com relação ao gás natural, a passagem de 2020 para 2021 registrou um aumento de 24,5% nas reservas brasileiras, alcançando uma reserva do insumo de 562,6 bilhões de m³. Esse aumento nas reservas foi oriundo, principalmente, do aumento de reservas onshore no Maranhão e o aumento das reservas offshore no Rio de Janeiro e no Espírito Santo. No Espírito Santo, no mesmo período, houve um aumento de 18,2% nas reservas, alcançando uma reserva de gás natural de 36,2 bilhões de m³ em 2021. Com esse aumento, o Espírito Santo situa-se na terceira posição entre os estados com as maiores reservas totais de gás natural, ficando atrás do Amazonas (45,3 bilhões de m³) e Rio de Janeiro (388,1 bilhões de m³).

2.4.1. Reservas offshore no Espírito Santo

Em 2021, as reservas de petróleo offshore do Espírito Santo registraram um aumento de 10,1%, comparado com o ano anterior, alcançando 1,36 bilhão de barris de petróleo (gráfico 11). Com esse aumento, o estado registrou o primeiro aumento das reservas offshore de petróleo em dez anos e manteve-se como terceiro estado com maior volume de reserva offshore de petróleo, atrás de São Paulo (2,1 bilhões de barris de petróleo) e Rio de Janeiro

(20,1 bilhões de barris de petróleo). Já com relação ao Gás Natural offshore, em 2021, o Espírito Santo alcançou 35,9 bilhões de m³ de reservas, um aumento de 18,5% comparado com o ano anterior (gráfico 12). Com esse aumento, o estado voltou a ocupar o segundo lugar na posição entre os estados com as maiores reservas de gás natural offshore, atrás do Rio de Janeiro (388,1 bilhões de m³).



1,4 bilhão

de barris de petróleo é a reserva do insumo no Espírito Santo em 2021, o que coloca o estado na 3ª posição no ranking nacional



36,2 bilhões

de m³ de gás natural é a reserva do insumo no Espírito Santo, o que coloca o estado na 3ª posição no ranking nacional



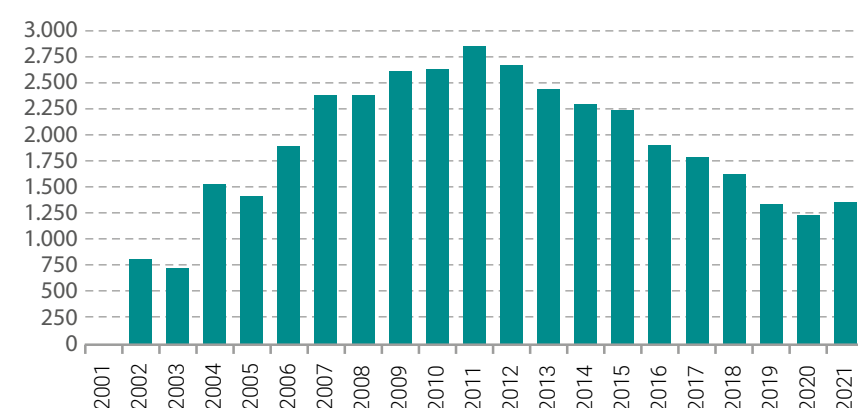
1,36
bilhão
barris de petróleo é a
reserva offshore do
insumo no Espírito
Santo em 2021

35,9
bilhões
de m³ de gás natural é
a **reserva offshore** do
insumo no Espírito Santo

O indicador que avalia a vida útil das reservas que sustentará a produção no decorrer do tempo⁵ demonstrou que, atualmente, o Espírito Santo possui uma vida útil das reservas de petróleo offshore de 18 anos, abaixo do in-

dicador brasileiro que registrou 23 anos. Já com relação ao gás natural, o indicador demonstrou que as reservas capixabas possuem vida útil de 18 anos, superior ao indicador nacional, que registrou 11 anos.

Gráfico 11 - Reservas de petróleo offshore no Espírito Santo (em milhões de barris)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Gráfico 12 - Reservas de gás natural offshore no Espírito Santo (milhões de m³)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

2.4.2. Reservas onshore no Espírito Santo

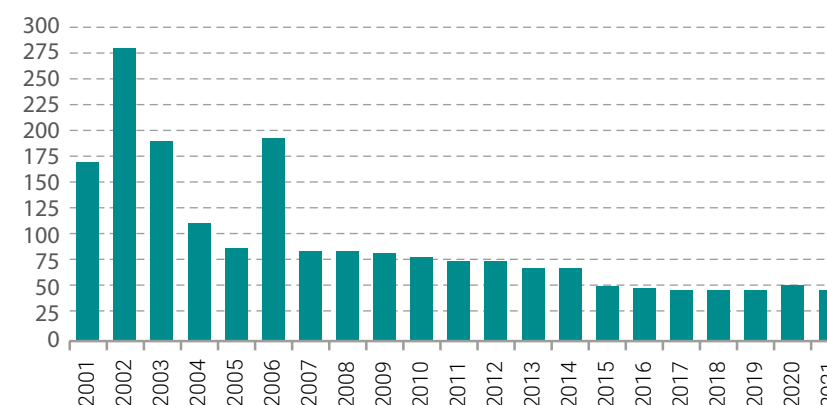
Com relação ao ambiente onshore, em 2021, as reservas de petróleo no Espírito Santo registraram uma queda de 8,5%, comparado com o ano anterior, alcançando 49,3 milhões de barris de petróleo (gráfico 13). Com essa queda, o estado perdeu uma posição entre os estados com maiores volumes de reserva onshore de petróleo situando-se na quinta posição, atrás do Amazonas (52,4 milhões de barris), Rio Grande do Norte (184,5 milhões de barris), Sergipe (201,4 milhões de barris) e Bahia (206,0 milhões de barris).

As reservas onshore de gás natural no Espírito Santo registraram uma queda, em 2021, de 10,9% em relação ao ano anterior e alcançaram uma reserva de 342,2 milhões de m³, angariando a oitava posição entre os maiores estados detentores do recur-

so em ambiente onshore. Entre os estados com maiores reservas de gás natural onshore estão: Amazonas (47,3 bilhões de m³), Maranhão (35,4 bilhões de m³), Bahia (9,9 bilhões de m³), Rio Grande do Norte (2,6 bilhões de m³), Alagoas (2,3 bilhões de m³), Sergipe (416,4 milhões de m³), Paraná (400,0 milhões de m³) e Espírito Santo (342,2 milhões de m³).

O indicador que avalia a vida útil das reservas que sustentará a produção no decorrer do tempo demonstrou que, atualmente, o Espírito Santo possui uma vida útil das reservas de petróleo onshore de 17 anos, abaixo do indicador brasileiro que registrou 22 anos. Adicionalmente, o indicador para o gás natural demonstrou que as reservas capixabas possuem vida útil de 13 anos, superior ao indicador nacional, que registrou 12 anos.

Gráfico 13 - Reservas de petróleo onshore no Espírito Santo (em milhões de barris)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

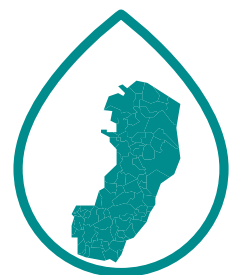


49,3
milhões
barris de petróleo é a
reserva onshore do
insumo no Espírito
Santo em 2021

342,2
milhões
de m³ de gás natural é
a **reserva onshore** do
insumo no Espírito Santo

5. O indicador é calculado através da relação entre a reserva e a produção de petróleo e gás natural. Quanto maior o indicador, maior o tempo disponível de produção dos insumos.

O indicador é calculado através da relação entre a reserva e a produção de petróleo e gás natural. Quanto maior o indicador, maior o tempo disponível de produção dos insumos.



34,6%

foi a queda na produção de **petróleo** no Espírito Santo em 2022 quando comparado a 2021

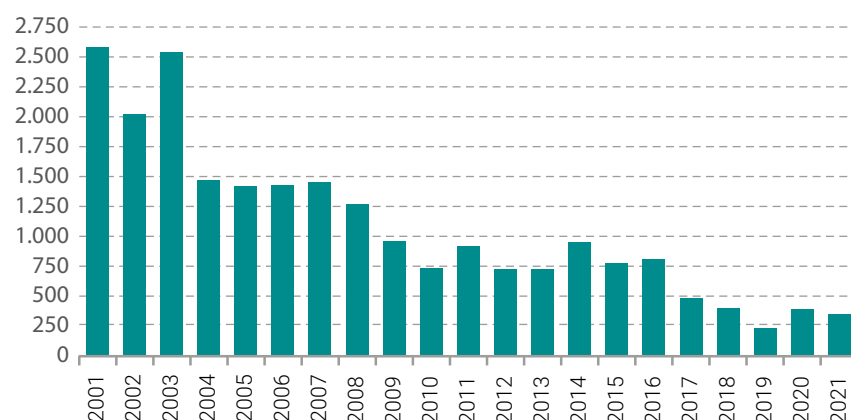


37,6%

foi a queda na produção de **gás natural** no Espírito Santo em 2022 quando comparado a 2021



Gráfico 14 - Reservas de gás natural onshore no Espírito Santo (milhões de m³)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

2.5. Produção total de petróleo e gás natural

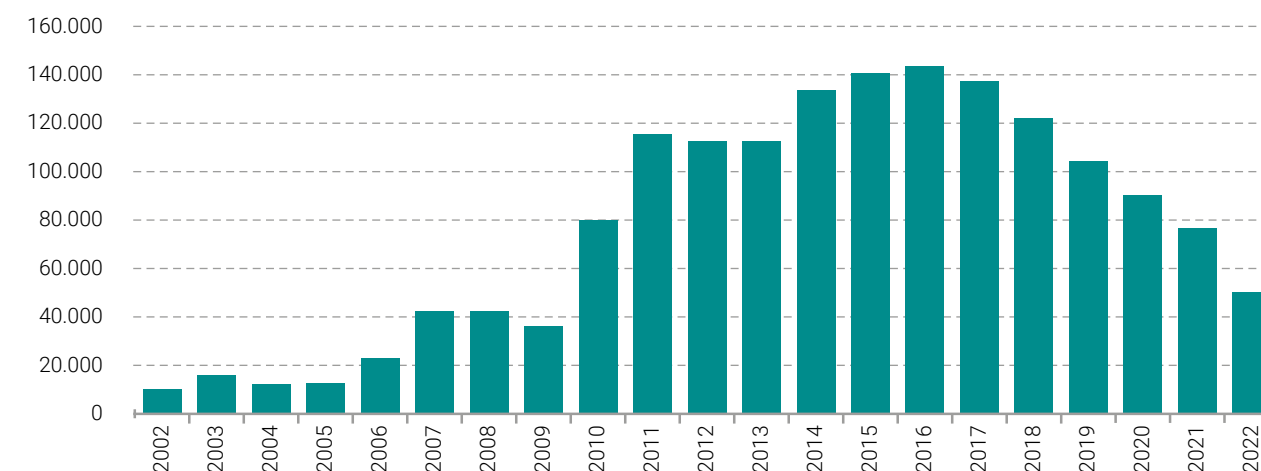
Em 2022, a produção brasileira de petróleo alcançou 1,1 bilhão de barris, 4,0% superior ao registrado em 2021. O Espírito Santo produziu, em 2022, um total de 50,3 milhões de barris de petróleo, 34,6% inferior ao que foi registrado no ano anterior (gráfico 15). O estado se manteve na terceira posição com a maior produção de petróleo entre todas as unidades federativas, ficando atrás de São Paulo (93,5 milhões de barris) e Rio de Janeiro (932,4 milhões de barris). Entre 2011 e 2018, o estado se manteve como o segundo maior produtor do insumo, perdendo em 2019 para o estado de São Paulo.

Já com relação ao gás natural, em 2022 a produção brasileira foi de 50,3 bilhões de m³, 3,1% superior ao registrado em 2021. No Espírito Santo, foram produzidos 1,25bi-

lhões de m³, 37,6% inferior ao registrado no ano anterior (gráfico 16). O estado situa-se na quinta posição entre os estados com a maior produção do insumo, ficando atrás da Bahia (1,8 bilhão de m³), do Amazonas (5,1 bilhões de m³), São Paulo (5,9 bilhões de m³) e Rio de Janeiro (34,8 bilhões de m³).

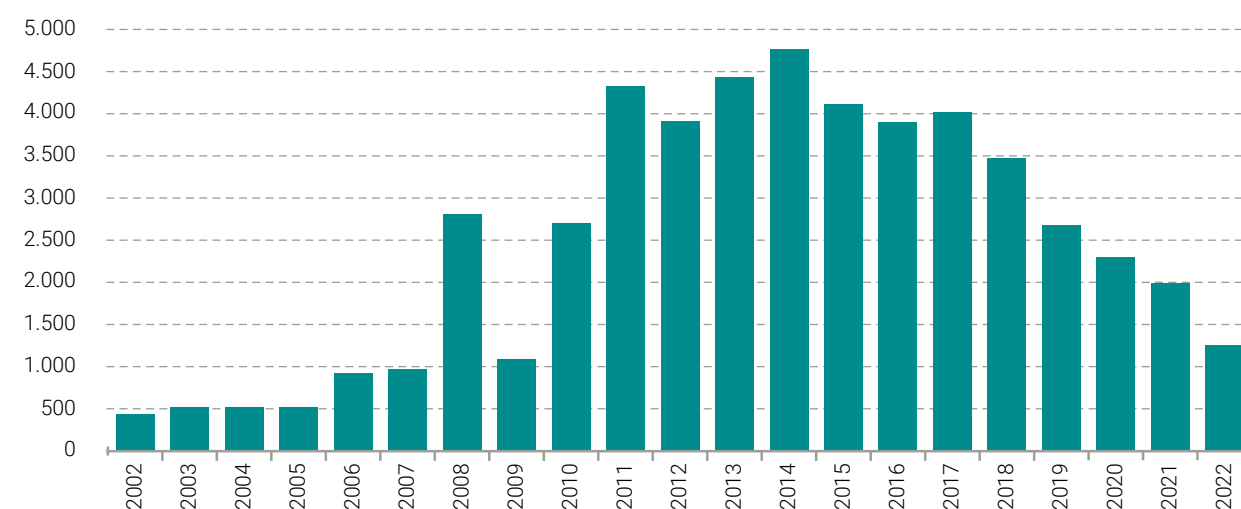
A explicação para a queda na produção de P&G no Espírito Santo em 2022 deve-se a três fatores. O primeiro está relacionado aos problemas operacionais enfrentados pela FPSO Cidade de Anchieta e pela FPSO Cidade de Vitória. O segundo está relacionado ao descomissionamento da FPSO Capixaba e por fim, o terceiro fator é o declínio natural acelerado da produção dos campos em produção no estado.

Gráfico 15 - Produção total de petróleo no Espírito Santo (mil barris)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Gráfico 16 - Produção total de gás natural no Espírito Santo (milhões de m³)



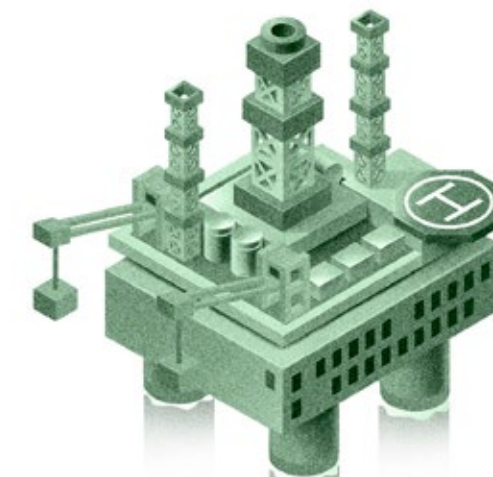
Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

2.5.1. Produção de petróleo e gás natural offshore

Em 2022, a produção de petróleo offshore no Espírito Santo foi de 47,7 milhões de barris de petróleo, 35,5% inferior ao registrado no ano anterior. Já com relação ao gás natural, em 2022 a produção capixaba foi de 1,22 bilhão de m³, 37,9% inferior ao registrado no ano anterior. Com essas quedas, o es-

tado se aproxima do nível produzido nos anos que antecederam a produção de petróleo e gás natural oriunda da camada do pré-sal, em águas capixabas.

A queda pode ser explicada, principalmente, pelo desempenho da produção nos poços da camada





47,7
milhões

de barris de petróleo foi a **produção offshore** do insumo no Espírito Santo em 2022

1,22
bilhão

de m³ de gás natural foi a **produção offshore** do insumo no Espírito Santo em 2022

do pré-sal que, em 2022, tiveram queda de 51,2% e 47,3% para a produção de petróleo e gás natural, respectivamente. Em 2022, a produção de petróleo no pré sal capixaba foi de 18,4 milhões de barris de petróleo e a produção de gás natural foi de 706,8 milhões de m³. A produção na camada do pré-sal é responsável por 38,7% e 57,8% da produção offshore de petróleo e gás natural no Espírito Santo, respectivamente.

A produção de petróleo e gás natural offshore no Espírito Santo pode ser dividida em três partes, de acordo com a sua localização. As duas primeiras localizadas na Bacia de Campos, nos campos produtores do Parque das Baleias⁷ e do Parque das Conchas⁸, já a terceira localizada nos campos produtores da Bacia do Espírito Santo⁹.

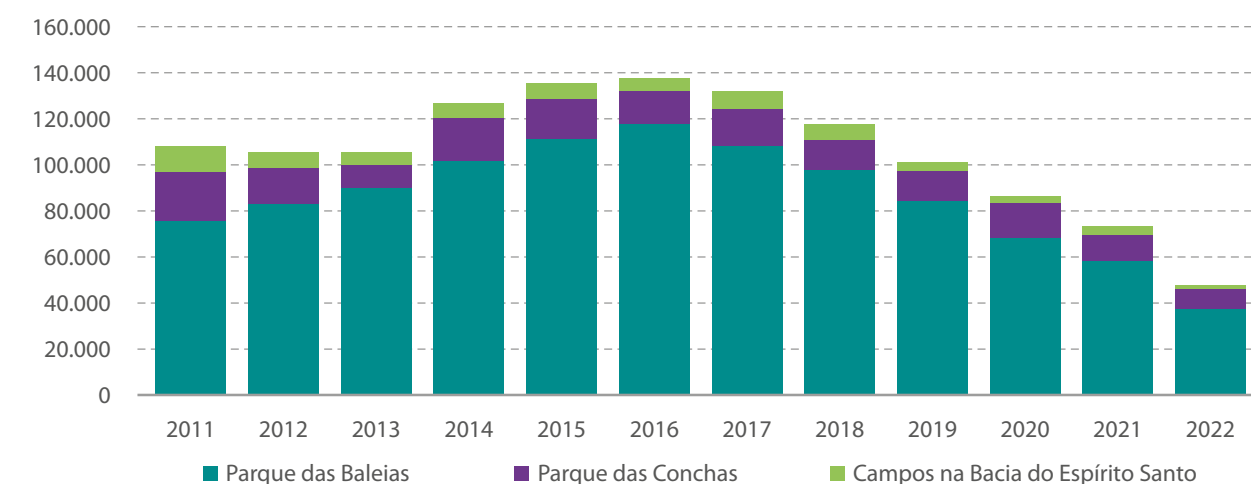
Na passagem de 2021 para 2022, o Parque das Baleias registrou uma queda de 35,9% e 40,7% na produção de petróleo e gás natural,

respectivamente. A área produziu 37,7 milhões de barris de petróleo (gráfico 17) e 921,9 milhões de m³ de gás natural (gráfico 18), sendo responsável por produzir 79,1% do petróleo e 75,3% do gás natural offshore do Espírito Santo.

Já o Parque das Conchas registrou, na passagem de 2021 para 2022, uma queda de 23,6% e 23,2% na produção de petróleo e gás natural, respectivamente. O parque produziu 8,6 milhões de barris de petróleo (gráfico 17) e 82,4 milhões de m³ de gás natural (gráfico 18), sendo responsável por produzir 18,0% do petróleo e 6,7% do gás natural offshore do Espírito Santo.

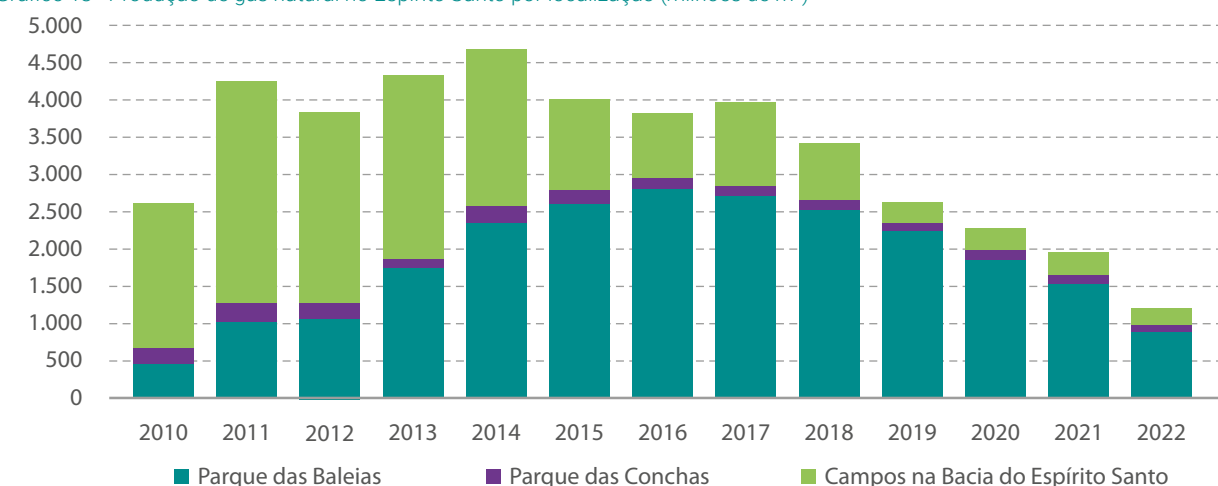
Por fim, os campos produtores da Bacia do Espírito Santo registraram uma queda na produção de 64,4% para o petróleo e 29,2% para o gás natural na passagem de 2021 para 2022, alcançando uma produção de 1,3 milhões de barris de petróleo (gráfico 17) e 219,6 milhões de m³ de gás natural (gráfico 18).

Gráfico 17 - Produção de petróleo offshore no Espírito Santo por localização (mil barris)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Gráfico 18 - Produção de gás natural no Espírito Santo por localização (milhões de m³)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

2.5.2. Produção de petróleo e gás natural onshore

A produção de petróleo onshore no Espírito Santo, em 2022, foi de 2,6 milhões de barris de petróleo, 12,9% inferior ao registrado no ano anterior (gráfico 19). Já a produção de gás natural onshore no Espírito Santo, em 2022, foi de 21,9 milhões de m³, 16,1% inferior ao registrado no ano anterior (gráfico 20). O estado atingiu o menor nível de produção de petróleo onshore em vinte anos.

Com relação a divisão por localização, 95,6% da produção de petróleo onshore capixaba está concentrada em dez campos produtores: Fazenda Alegre (49,9%),

Cancã (16,2%), Fazenda São Rafael (7,2%), Inhambu (6,6%), e Fazenda Santa Luzia (5,7%), Fazenda São Jorge (3,8%), Lagoa Parda (3,4%), Fazenda Queimadas (1,2%), Suindara (0,9%) e São Mateus (0,9%). Cabe destacar o bom desempenho na produção dos campos de Lagoa Parda e Suindara. Essas áreas possuíam produção baixa e em 2021, registraram uma produção de 27,8 e 102,5 mil barris de petróleo, respectivamente. O campo de Suindara é operado pela petroleira BGM Petróleo e Gás Natural e o campo de Lagoa Parda é operado pela Capixaba Energia.

7. Em 2019, a ANP e a Petrobras assinaram um acordo envolvendo os reservatórios do parque para a finalidade de pagamento de royalties e participações especiais. O acordo considerou apenas um reservatório denominado Novo Campo de Jubarte, que incluiu as áreas compreendidas entre Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote, Mangangá e Pirambu. O acordo possibilitou a aprovação de um novo Plano de Desenvolvimento para

o Novo Campo de Jubarte, com a prorrogação por mais 27 anos para a fase de produção.

8. Composto pelos campos de Abalone, Argonauta e Ostra.

9. Composto pelos campos de Cação, Camarupim, Camarupim Norte, Canapu, Cangoá, Golfinho e Peroá.



2,6
milhões

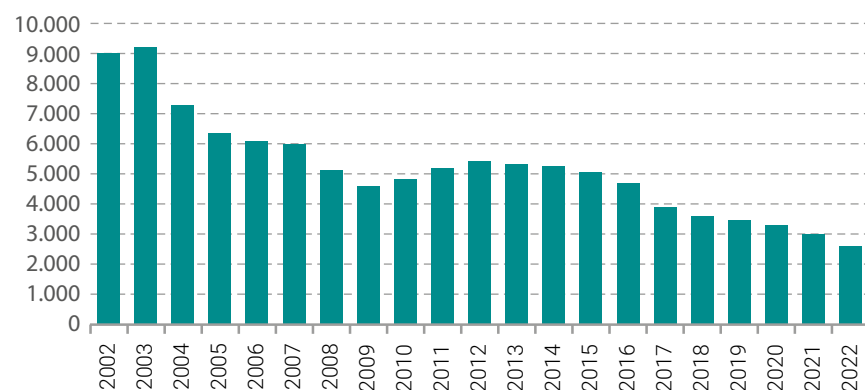
de barris de petróleo foi a **produção onshore** do insumo no Espírito Santo em 2022

21,9
milhões

de m³ de gás natural foi a **produção onshore** do insumo no Espírito Santo em 2022

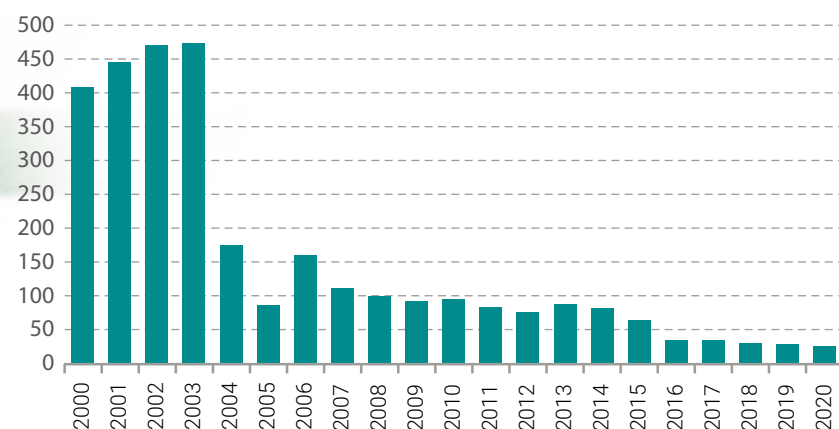
Já a produção de gás natural onshore capixaba está concentrada em dez campos produtores, que juntos somam 96,4% da produção total. Os campos são: Fazenda Alegre (35,9%), Fazenda Santa Luzia (16,9%), Fazenda São Rafael (16,5%), Rio São Mateus (11,1%), Lagoa Parda (5,8%), Cancã (3,7%), Fazenda São Jorge (2,1%), Inhambu (1,9%), Cacimbias (1,8%) e Fazenda Queimadas (0,9%).

Gráfico 19 - Produção de petróleo onshore no Espírito Santo (mil barris)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Gráfico 20 - Produção de gás natural onshore no Espírito Santo (milhões de m³)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

ESPÍRITO SANTO, PROTAGONISMO EM PRODUÇÃO DIVERSIFICADA DE ÓLEO & GÁS DE TERRA AO PRÉ-SAL

Márcio Felix - CEO da EnP Energy

Duas fases marcam a evolução das reservas de petróleo e gás natural no Espírito Santo. A primeira fase, na segunda metade do Século XX, iniciada em 1957, foi caracterizada por uma concentração em atividades terrestres no Norte Capixaba. Nessa mesma fase, o Espírito Santo sempre com a vocação, mas com o marco do início da exploração marítima no Brasil em 1968, através do poço 1-ESS-1 (Espírito Santo Submarino), no litoral do município de São Mateus. Não foi descobridor de óleo ou gás, mas encontrou um gigantesco domo salino, trazendo as primeiras pistas para se procurar hidrocarbonetos abaixo da camada de sal. A segunda fase é marcada pela descoberta de significativos volumes de petróleo e gás em águas profundas, incluindo a camada pré-sal. De acordo com dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP apresentados neste capítulo, em 2001, o Espírito Santo possuía em seu território e área de influência marítima 1,4% e 5,7% de reservas em petróleo e gás natural, respectivamente.

Após uma sequência de descobertas relevantes de hidrocarbonetos no litoral capixaba, o Espírito Santo, a partir dos anos 2000, passou a integrar o grupo dos três maiores produtores de O&G no Brasil, juntamente com os estados do Rio de Janeiro e São Paulo, sen-

do o primeiro a produzir no pré-sal através do poço 1-ESS-103A, no campo de Jubarte, em setembro de 2008. Em 2009, alcançou uma participação nas reservas nacionais de 12,8% para o petróleo e 15,1% para o gás natural.

O aumento das reservas provadas e os consequentes projetos para o desenvolvimento da sua produção, em sua maioria liderados pela Petrobras, fizeram emergir importantes investimentos de infraestrutura e escoamento da produção, marcando uma fase de ouro para o setor e para o desenvolvimento econômico do estado. Se, em 2001, a participação do estado na produção nacional de petróleo e gás natural representava 1,5% e 2,8%, respectivamente, ocupando a sétima posição entre os estados produtores em ambos os insumos, em 2006 passou a ser o segundo produtor nacional. Em 2014, o es-



tado continuava ocupando a segunda posição entre os maiores produtores de ambos os insumos, atingindo 16,3% da produção nacional de petróleo e 14,9% da produção nacional de gás natural.

Após esse período, com o crescimento da produção do pré-sal no litoral paulista e algum declínio na produção capixaba, o estado passou a ser o terceiro maior produtor nacional de petróleo, posição bastante relevante e muito à frente do quarto colocado. Em 2021, por exemplo, a despeito desse declínio, o estado entregou uma muito significativa contribuição para a produção nacional, de 7,3% para o petróleo e 4,1% para o gás natural. Parte das explicações para a queda da produção de petróleo e gás no Espírito Santo podem ser justificadas por um hiato de novas descobertas e de implantação de grandes projetos de produção.

No período 2011 a 2021, mesmo em um cenário de redução de produção, tivemos dois grandes resultados. O campo gigante de Jubarte continuou com produção crescente, o que já havia acontecido na década anterior. Para o ambiente onshore, o grande destaque foi o crescimento da produção do campo de Cancã, no município de Linhares, região norte do estado.

Contudo, a expectativa é que a produção no estado volte a crescer já a partir de 2023, tanto em terra como no mar. A base para essa afirmação reside em eventos promissores e recentes do setor, como a implantação de, pelo menos, um grande projeto marítimo e de uma melhor performance operacional, a exemplo de áreas maduras como o Parque das Conchas, operado pela Shell, e de diversos campos terrestres. Em síntese, o estado tem atraído o olhar de novas e tradicionais petroleiras que estão projetando suas operações no Espírito Santo, incluindo atividades exploratórias (aquisição de dados sísmicos e perfuração de poços pioneiros)

visando novas descobertas, a exemplo da CNOOC, ExxonMobil e Repsol, além da própria Petrobras. Esses novos projetos ainda não iniciaram a produção dos insumos e por isso ainda não figuram como importantes vetores da produção de petróleo e gás natural. Em destaque, além da implantação do Projeto Integrado do Parque das Baleias (100% Petrobras), a produção offshore começa a ganhar novo impulso com a chegada de operadores como a PRIO (descobertas de Itaipu e Wahoo), BW Energy (Polo Golfinho) e 3R Petroleum (Polo Peroá). Além destes, espera-se a consolidação dos projetos da Seacrest nos Polos Cricaré e Norte Capixaba, este último em fase de aquisição junto a Petrobras. Também, dos ativos de exploração e produção onshore da Imetame Energia, Energy Paranã, BGM, ES Óleo & Gás e da Capixaba Energia, entre outras empresas com DNA espírito-santense e de outras regiões do país, como a Origem, por exemplo.

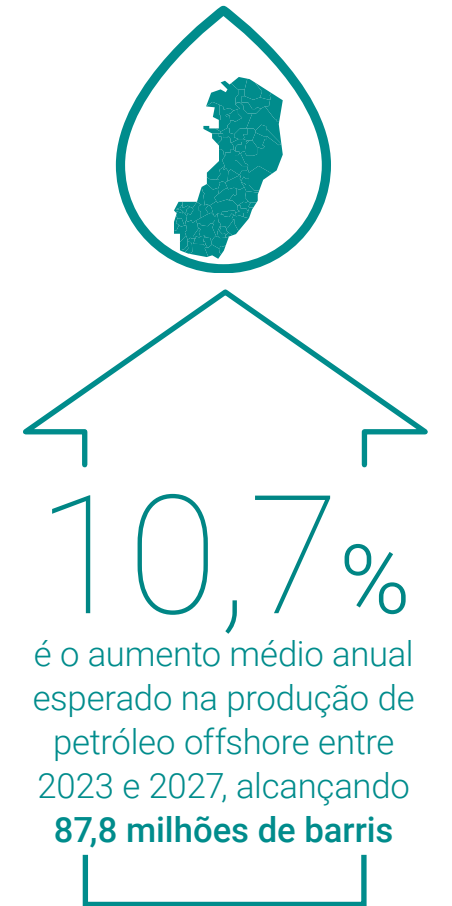
A expectativa é que com uma maior diversidade de atores e ambientes, a produção de óleo e gás no estado suba de maneira sustentável, mantendo o Espírito Santo no clube dos 3 maiores estados produtores do Brasil. Com isso, haverá uma maior geração de renda e emprego para os capixabas, contribuindo para uma nova fase de desenvolvimento para o Espírito Santo.

2.6. Projeção da produção

Para a projeção da produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo, adotou-se como metodologia o uso de regras contábeis para captar a tendência da produção com foco na oferta regional do insumo. Os valores foram projetados até o ano de 2027, considerando uma análise minuciosa do perfil da oferta dos hidrocarbonetos, relacionados com as fases de exploração e produção de cada campo, operador e plataforma. Os cálculos foram realizados utilizando-se de fórmulas algébricas que reproduzissem as médias e padrões históricos da

produção em cada poço produtor no Espírito Santo.

Espera-se que entre 2023 e 2027 a produção total de petróleo tenha um aumento médio anual de 10,3%, alcançando em 2027 uma produção de 90,0 milhões de barris de petróleo. Para o gás natural, projeta-se um aumento médio anual de 11,9%, entre 2023 e 2027, alcançando em 2027 uma produção de 2,43 bilhões de m³. A reversão da tendência de queda da produção é esperada na passagem de 2024 para 2025, tanto para petróleo como para gás natural.



2.6.1. Projeção da produção offshore no Espírito Santo

A produção offshore responde por parcela majoritária do volume total produzido de petróleo e gás natural no Espírito Santo. A evolução da extração no mar é responsável pela maior parte da produção do estado e, para os próximos anos, espera-se que essa configuração não seja alterada. Espera-se que, entre 2023 e 2027, a produção de petróleo em mar registre um aumento médio anual de 10,7%, alcançando em 2027 uma produção de 87,8 milhões de barris. Para o gás natural, projeta-se um aumento médio anual de 12,0%, entre 2023 e 2027, alcançando uma produção de 2,41 bilhões de m³, em 2027.

Os gráficos 21 e 22 apresentam a evolução recente e a projeção da produção em mar até 2027. A queda verificada na produção dos insumos entre 2017 e 2022 pode ser explicada pelo decaimento natural dos campos produtores no mar, com destaque para as quedas acentuadas no Parque das Baleias e no Parque das Conchas. Além disso, durante o período verificou-se um baixo número de novos projetos offshore no estado e a consequente concentração da produção futura nos projetos que foram desenvolvidos no passado.



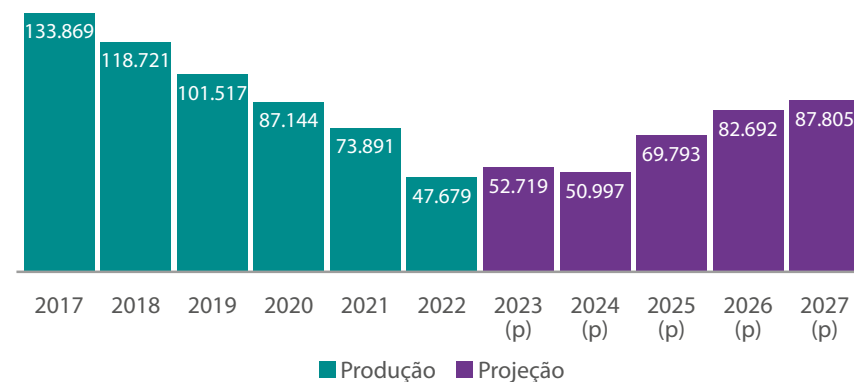


Para 2023, espera-se uma pequena recuperação na produção offshore devido a superação de problemas operacionais que afetaram o desempenho da produção do ano anterior, tais como o vazamento no casco da FPSO Cidade de Anchieta, problemas operacionais com a FPSO Cidade de Vitória e o descomissionamento da FPSO Capixaba. Para 2024 projeta-se uma queda na produção offshore devido a continuidade do declínio natural da produção.

Uma mudança significativa é esperada na passagem de 2024 e 2025, quando a Petrobras pretende colocar em funcionamento uma nova plata-

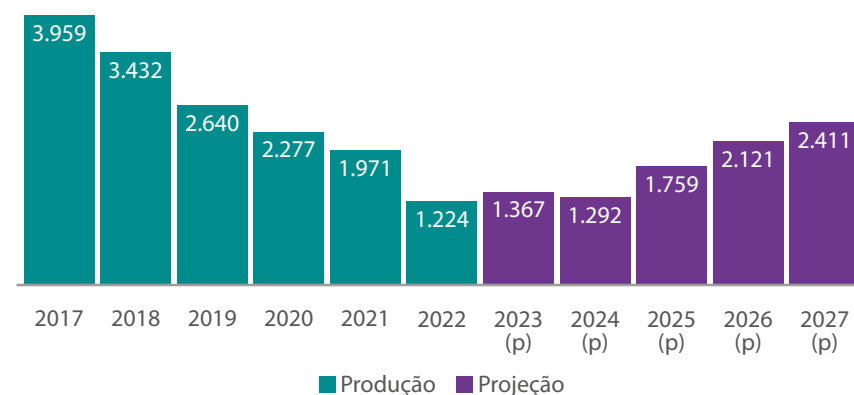
forma no Parque das Baleias (FPSO Maria Quitéria) e a PetroRio (PRio) planeja dar início à extração no campo de Wahoo. O projeto da Petrobras possui como pretensão aumentar o fator de recuperação de óleo e gás através da otimização da atual malha de drenagem, com a interligação de uma nova FPSO. A pretensão é que a nova plataforma esteja operando no último trimestre de 2024. Já a PRio pretende perfurar 4 poços produtores e 2 injetores, com 1º óleo previsto para o 1º semestre de 2024. Esses projetos são responsáveis pela curva de reversão das quedas projetadas para a produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo.

Gráfico 21 - Projeção da produção offshore de petróleo no Espírito Santo (mil barris)

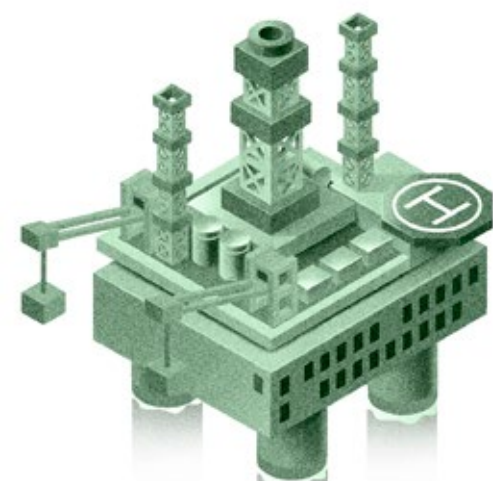
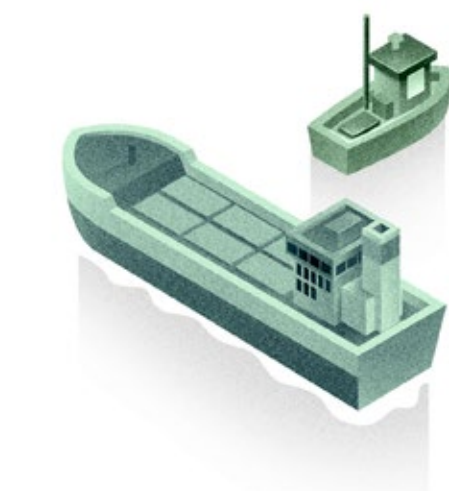


Elaboração: Observatório da Indústria/Findes e LCA.

Gráfico 22 - Projeção da produção offshore de gás natural no Espírito Santo (em milhões de m³)



Elaboração: Observatório da Indústria/Findes e LCA.



2.6.2. Projeção da produção onshore no Espírito Santo

A produção onshore é responsável por parcela minoritária do volume de petróleo e gás natural produzidos. A evolução da produção em terra não afeta de maneira expressiva o total produzido pelo estado. Contudo, essa atividade possui importância no desenvolvimento socioeconômico regional dos municípios produtores, principalmente na geração de emprego e renda. Espera-se que entre 2023 e 2027 a produção de petróleo em terra tenha uma queda média anual de 2,9%, alcançando em 2027 uma produção de 2,2 milhões barris. Para o gás natural, projeta-se uma queda média anual de 2,2%, entre 2023 e 2027, alcançando uma produção de 18,4 milhões de m³, em 2027.

Os gráficos 23 e 24 apresentam a evolução recente e a projeção da produção em terra até 2027. A tendência de queda na produção dos insumos deve-se ao fato de todos os principais campos serem maduros e com tendência de declínio da produção. Além disso, a Petrobras não possui interesse em desenvol-

vimento de ativos terrestre, o que reduz a capacidade de absorção de novos projetos na região. A companhia é detentora dos campos de maior produção de petróleo e gás natural terrestres no Espírito Santo.

Apesar desse resultado, espera-se quedas menos acentuadas até 2027 devido a venda de ativos da Petrobras para outros operadores. A perspectiva é que esses novos operadores aumentem o investimento na revitalização e no prolongamento da vida útil dessas áreas. Além disso, o aumento no número de declarações de hidrocarboneto e de comercialidade, alinhada com a venda de áreas terrestres na Oferta Permanente, sinaliza para um possível aumento do número de novos projetos onshore.

Cabe destacar que como os valores da produção em terra são menores, quaisquer novos projetos ou paradas não programadas podem causar desvios grandes em relação aos volumes projetados.



4,1%

é a queda média anual esperada na produção de petróleo onshore entre 2022 e 2027, alcançando **2,2 milhões de barris**

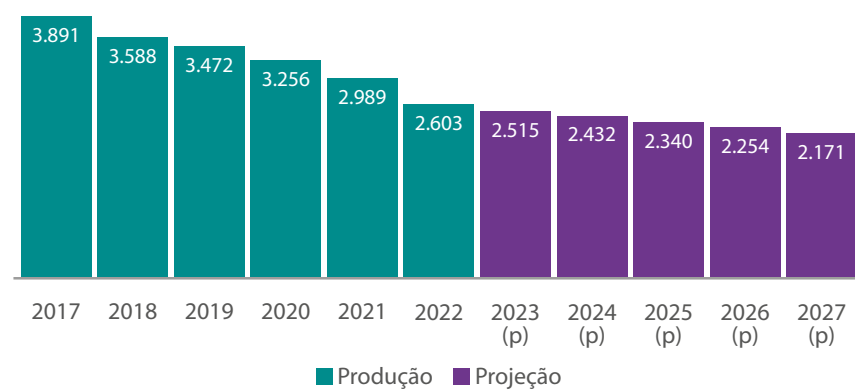


5,4%

é a queda média anual esperada na produção de gás natural onshore entre 2022 e 2027, alcançando **17,0 milhões de m³**

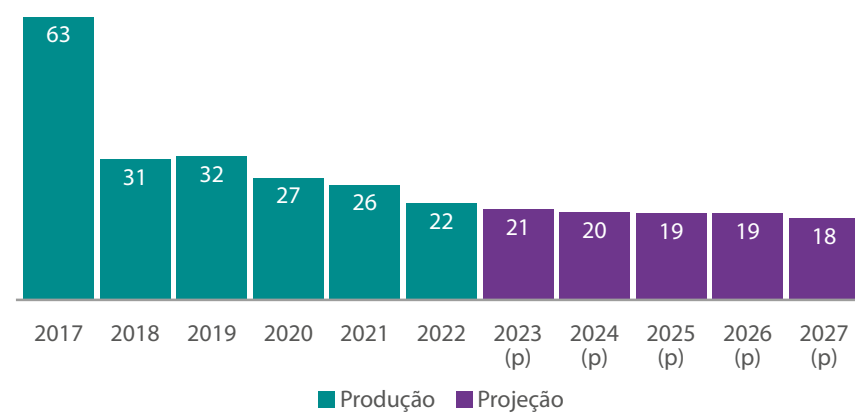
A produção onshore é importante no desenvolvimento socioeconômico regional dos municípios produtores, principalmente na geração de emprego e renda

Gráfico 23 - Projeção da produção onshore de petróleo no Espírito Santo (mil barris)

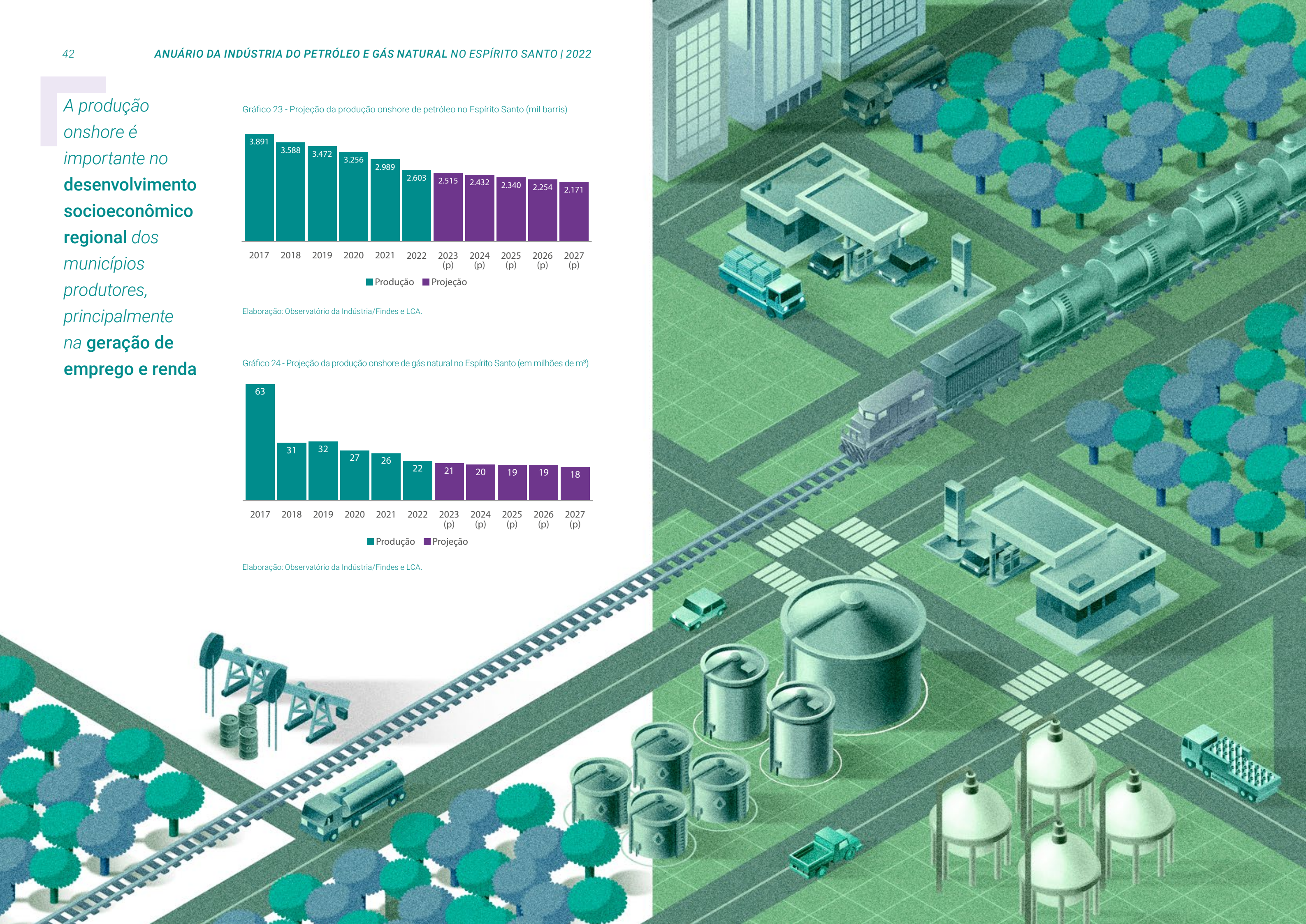


Elaboração: Observatório da Indústria/Findes e LCA.

Gráfico 24 - Projeção da produção onshore de gás natural no Espírito Santo (em milhões de m³)



Elaboração: Observatório da Indústria/Findes e LCA.

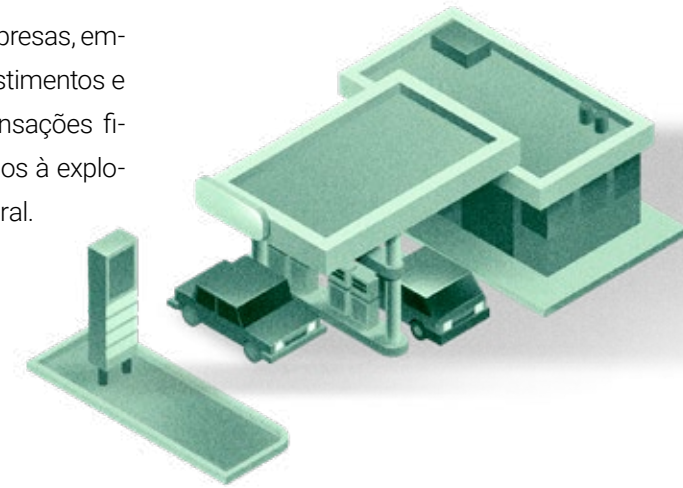


Capítulo 3

REFLEXOS ECONÔMICOS

A exploração e produção de petróleo e gás natural gera demandas por bens e serviços que cria ao seu entorno um mercado especializado. Como desdobramento, há a expan-

são da quantidade de empresas, empregos qualificados, investimentos e o pagamento de compensações financeiras e tributos ligados à exploração desse recurso natural.



3.1. Empresas e empregos no encadeamento produtivo do setor de P&G

A cadeia do setor de petróleo do Estado do Espírito Santo foi segmentada em cinco elos: (i) exploração e produção (E&P), também conhecida como upstream, que consiste nas atividades propriamente ditas de extração e produção de P&G; (ii) derivados, que são as atividades relacionadas ao processamento do petróleo e do gás natural; (iii) abastecimento, que consiste na transformação e comercialização dos produtos de P&G; (iv) petroquímica, que é um ramo da indústria química que usa o petróleo e gás natural como insumo; e (v) cadeia fornecedora, na qual estão inseridas as atividades industriais que fornecem produtos e serviços espe-

cíficos para as atividades de E&P. Em 2021, o encadeamento produtivo do setor de P&G possuía 527 empresas no Espírito Santo, 5,4% superior ao que foi registrado no ano anterior (tabela 1). Esse total de empresas representou 2,2% de todas as empresas nacionais do segmento e 0,6% de todas as empresas do estado. Essa quantidade de empresas estava distribuída nos seguintes elos da seguinte forma: 80,8% na cadeia fornecedora; 10,1% no abastecimento; 6,6% em E&P; 1,5% nas empresas petroquímicas e 0,9% nos derivados de petróleo.

527

empresas no Espírito Santo atuando na cadeia produtiva de petróleo e gás natural em 2021

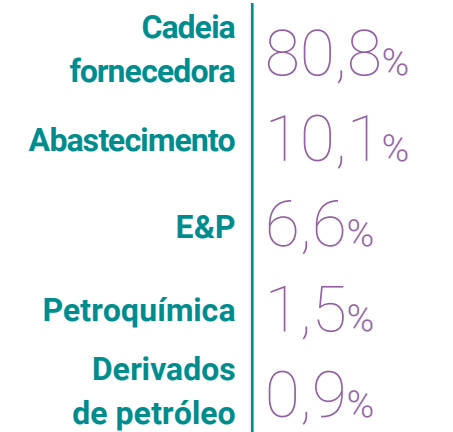


Tabela 1 - Empresas no encadeamento produtivo do setor de P&G no Espírito Santo (em unidades)

Elos da cadeia	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
E&P	32	27	26	26	27	26	20	24	30	34	35
Derivados de petróleo	7	6	7	6	6	5	6	5	7	6	5
Petroquímicos	2	2	2	1	0	1	1	1	2	5	8
Abastecimento	57	53	52	54	52	52	51	44	49	48	53
Cadeia Fornecedora	427	440	468	474	483	450	422	416	406	407	426
Total	525	528	555	561	568	534	500	490	494	500	527

Fonte: Ministério do Trabalho e Previdência | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes



Já em relação ao total de empregados, em 2021, o encadeamento produtivo do setor de P&G empregava 11.969 trabalhadores no Espírito Santo, 4,4% superior ao que foi registrado no ano anterior (tabela 2). Esse total de empregados representou 2,9% de todas as empresas nacionais do segmento

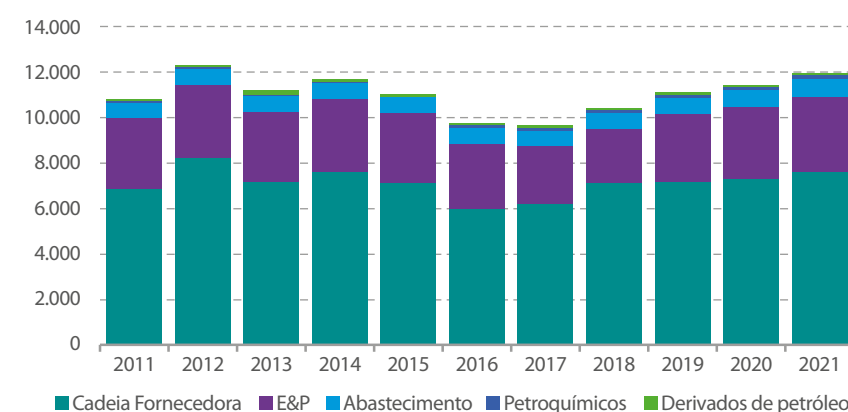
e 1,3% de todas as empresas do estado. Essa quantidade de empregos estava distribuída nos seguintes elos: 63,4% na cadeia fornecedora; 28,0% em E&P; 6,6% no abastecimento; 1,4% nas empresas petroquímicas; 0,6% nas empresas de derivados de petróleo.

Tabela 2 - Empregados no encadeamento produtivo do setor de P&G no Espírito Santo

Elos da cadeia	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
E&P	3.192	3.251	3.087	3.207	3.071	2.883	2.518	2.439	3.011	3.207	3.352
Derivados de petróleo	131	127	206	137	138	123	117	94	113	94	75
Petroquímicos	35	51	53	51	0	123	123	125	133	148	162
Abastecimento	645	694	693	716	728	699	687	661	733	738	787
Cadeia Fornecedora	6.868	8.223	7.186	7.630	7.143	5.981	6.232	7.107	7.155	7.275	7.593
Total	10.871	12.346	11.225	11.741	11.080	9.809	9.677	10.426	11.145	11.462	11.969

Fonte: Ministério do Trabalho e Previdência | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Gráfico 25 - Empregados no encadeamento produtivo do setor de P&G no Espírito Santo



Fonte: Ministério do Trabalho e Previdência | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Em função da multidisciplinariedade necessária para execução da atividade na indústria do petróleo e gás natural, o perfil dos trabalhadores que compõem a cadeia do setor é heterogêneo, abrangendo

várias ocupações, diversas faixas etárias e níveis de qualificação e salário médio. A tabela 3 apresenta o perfil do trabalhador da cadeia de P&G completa.

Em 2021, o encadeamento produtivo do setor de P&G empregou 522 ocupações, entre elas: soldador (5,2%), assistente administrativo (3,7%), operador de exploração de petróleo (3,4%), mecânico de manutenção de máquinas (3,1%) e motorista de caminhão (2,6%). Em relação à faixa etária, 36,2% dos trabalhadores da cadeia de P&G capixaba possuíam entre 30 a 39 anos (4.328) e 40,4% dos empregados possuíam mais de 40 anos, em 2021. Com relação à escolaridade dos trabalhadores em 2021, 58,3%

possuíam o ensino médio completo, 22,7% possuíam o superior completo e 2,1% possuíam mestrado e doutorado.

Como consequência da qualificação dos seus empregados, em 2021 a remuneração média mensal do setor P&G no Espírito Santo foi de R\$ 6.976,6 e a do Brasil foi de R\$ 6.144,8. Estes valores foram superiores à remuneração média mensal total do estado (R\$ 2.631,04) e do país (R\$ 3.081,3).

Tabela 3 - Características do mercado de trabalho no encadeamento produtivo do setor de P&G no Espírito Santo - 2021

Principais Ocupações	ES	BR	ES/BR %
Soldador	628	14.854	4,2
Assistente administrativo	447	15.723	2,8
Operador de Exploração de Petróleo	406	7.984	5,1
Mecânico de manutenção de máquinas	375	6.972	5,4
Motorista de Caminhão	314	14.419	2,2
Trabalhador de serviços de limpeza e conservação de áreas públicas	277	1.376	20,1
Auxiliar de escritório	247	12.347	2,0
Técnico em segurança no trabalho	245	6.066	4,0
Almoxarife	236	6.115	3,9
Técnico mecânico	232	4.779	4,9
Faixa Etária	ES	BR	ES/BR %
10 a 14	2	60	3,3
15 a 17	96	1.934	5,0
18 a 24	1.231	41.229	3,0
25 a 29	1.473	51.181	2,9
30 a 39	4.328	142.534	3,0
40 a 49	3.228	110.000	2,9
50 a 64	1.535	65.957	2,3
65 ou mais	76	5.952	1,3

36,2%

dos trabalhadores da indústria do petróleo e gás natural possuíam entre 30 a 39 anos em 2021

40,4%

dos trabalhadores da indústria do petróleo e gás natural possuíam mais de 40 anos em 2021



Distribuição da escolaridade dos funcionários da indústria do petróleo e gás natural em 2021:

Ensino médio | 58,3%

Ensino Superior | 22,7%

Mestrado e doutorado | 2,1%



11.969

funcionários formais foram empregados no Espírito Santo na cadeia produtiva de petróleo e gás natural em 2021

Escolaridade	ES	BR	ES/BR %
Analfabeto	16	666	2,4
Até 5ª Incompleto	82	4.731	1,7
5ª Completo Fundamental	78	4.751	1,6
6ª a 9ª Fundamental	324	13.312	2,4
Fundamental Completo	570	27.082	2,1
Médio Incompleto	958	20.814	4,6
Médio Completo	6615	223.704	3,0
Superior Incompleto	366	20.231	1,8
Superior Completo	2712	98.580	2,8
Mestrado	224	4.269	5,2
Doutorado	24	707	3,4
Salário Médio (R\$)	ES	BR	ES/BR %
Salário Médio	6.976,6	6.144,8	-

Fonte: Ministério do Trabalho e Previdência | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

3.2. Receitas Governamentais

As participações governamentais são compensações financeiras pagas pelas petroleiras como contrapartida pela exploração de um recurso natural e finito. As participações governamentais podem ser divididas entre Royalties e Participações Especiais (PE).

Os Royalties são uma compensação financeira calculada por meio da aplicação de uma alíquota pre-

vista em contrato, que varia entre 5% a 15%, sobre o faturamento do poço produtor. Já as Participações Especiais são uma compensação financeira paga pelas empresas petroleiras que possuem campos com grande produtividade. Ou seja, trata-se de um pagamento extraordinário relacionado ao nível de produção de uma área. A apuração do valor a ser pago em PE ocorre por meio da aplicação de alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo.

No Brasil, a produção de petróleo e gás natural pagou, em 2022, R\$ 129,9 bilhões em participações governamentais, 67,0% superior ao registrado no ano anterior. Essa compensação foi destinada à União, aos estados e aos municípios. A composição desses pagamentos no país foi de: 45,5% em royalties; 45,3% em participações especiais, 8,9% em bônus de assinatura e 0,3% em taxa de ocupação ou retenção de área.

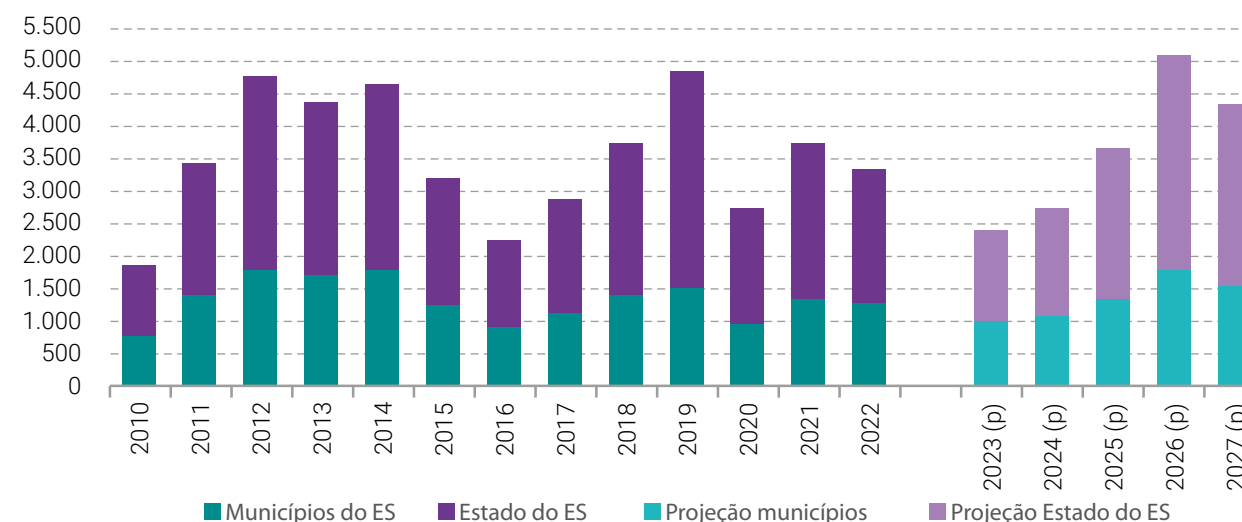
Já no Espírito Santo, o total de participações governamentais foi de R\$ 3,3 bilhões, em 2022, 10,8% inferior ao registrado no ano anterior (gráfico 26). A explicação para essa queda deve-se a retração de 34,6% na produção de petróleo e 37,62% na produção de gás natural no Espírito Santo, em 2022. Entre o total de participações governamentais,

R\$ 1,6 bilhão foi referente ao pagamento de Royalties e R\$ 1,7 bilhões foi referente ao pagamento de Participações Especiais. O estado recebeu a terceira maior arrecadação de participações governamentais entre todos os estados, atrás do Rio de Janeiro (R\$ 49,5 bilhões) e de São Paulo (R\$ 5,9 bilhões).

Segundo projeções da ANP, espera-se que entre 2023 e 2027, as receitas governamentais provenientes da exploração de petróleo e gás dentro das áreas de influência do Espírito Santo registre um crescimento médio anual de 12,6%, alcançando em 2027 uma arrecadação total de R\$ 4,3 bilhões (gráfico 26). Espera-se que a arrecadação de royalties alcance R\$ 2,0 bilhões e a arrecadação de participações especiais alcance R\$ 2,3 bilhões, em 2027.

R\$ 2,9 bilhões foram pagos pela produção de petróleo e gás natural ao Espírito Santo em participações governamentais em 2022

Gráfico 26 - Receita de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo (R\$ milhões)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes
Valores constantes - IPCA acum. jan-dez 2022

Tabela 4 - Receita de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo (R\$ milhões)

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total de Participações Governamentais	Municípios do ES	736	1.372	1.743	1.659	1.763	1.996	866	1.080	1.347	1.459	927	1.307	1.218
	Estado do ES	1.081	2.020	2.973	2.644	2.830	1.165	1.316	1.763	2.336	3.344	1.770	2.383	2.073
	Total Brasil	43.763	48.772	56.604	53.979	56.394	35.363	24.066	40.129	67.283	68.087	54.382	81.969	117.941
	% do Brasil	4,2	7,0	8,3	8,0	8,1	8,9	9,1	7,1	5,5	7,1	5,0	4,5	2,8
Royalties	Municípios do ES	616	1.129	1.305	1.308	1.390	938	709	843	1.004	841	637	912	888
	Estado do ES	603	1.051	1.222	1.243	1.336	900	690	814	962	871	609	805	753
	Total Brasil	20.119	24.708	28.105	27.678	29.555	19.971	16.052	20.153	29.675	28.544	26.569	40.007	59.128
	% do Brasil	6,1	8,8	9,0	9,2	9,2	9,2	8,7	8,2	6,6	6,0	4,7	4,3	2,8
Participação Especial	Municípios do ES	120	242	438	350	374	264	157	237	344	618	290	395	330
	Estado do ES	478	969	1.751	1.401	1.494	1.057	626	949	1.374	2.473	1.161	1.579	1.320
	Total Brasil	23.644	24.064	28.499	26.301	26.936	15.392	8.014	19.976	37.608	39.575	27.813	41.961	58.813
	% do Brasil	2,5	5,0	7,7	6,7	6,9	8,6	9,8	5,9	4,6	7,8	5,2	4,7	2,8

Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes
Valores constantes - IPCA acum. jan-dez 2022

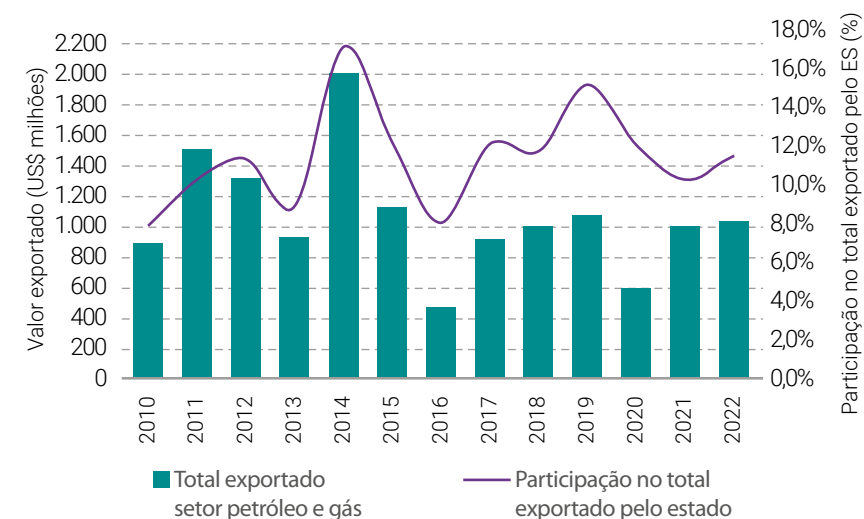
3.3. Setor externo

US\$ FOB 1,0 bilhão
foi exportado pela indústria de petróleo e gás natural do Espírito Santo

A indústria de petróleo e gás natural do Espírito Santo exportou US\$ FOB 1,0 bilhão em 2022, 4,0% superior ao registrado no ano anterior (gráfico 27). **O total exportado pelo setor no estado representou 1,7% das vendas externas do setor no**

país e 11,4% das vendas externas totais do estado. Entre todos os setores capixabas, a indústria de petróleo e gás natural foi o terceiro setor com maior exportação, atrás apenas dos setores de extração de minerais metálicos e metalurgia.

Gráfico 27 - Exportações de petróleo no Espírito Santo (em US\$ milhões FOB) e participação das exportações de petróleo no total das exportações do Espírito Santo (%)



Fonte: Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

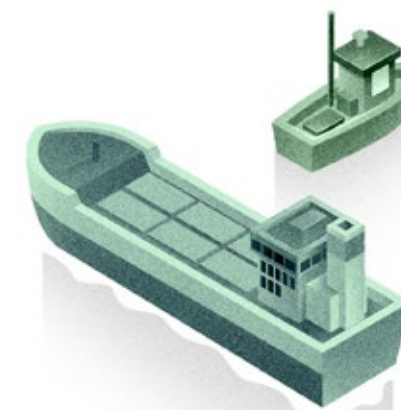
A venda externa de petróleo bruto totalizou US\$ FOB 970,4 milhões, 93,1% do total exportado pelo setor de petróleo e gás natural capixaba, em 2022 (tabela 5). Na passagem de 2021 para 2022, a exportação de petróleo bruto registrou uma queda de 1,8% explicado pela queda da produção no estado. Os destinos do petróleo bruto capixaba foram: Malásia (77,0%), Singapura (8,9%), Índia (5,8%), Suécia (5,1%) e Países Baixos (3,2%).

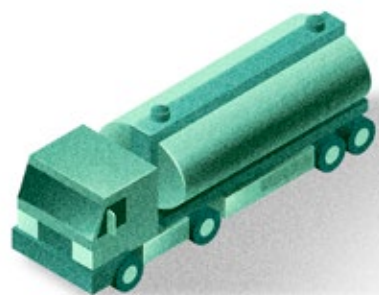
Já as exportações de produtos de coque e derivados do petróleo totalizaram US\$ FOB 70,8 milhões, 6,8% do total exportado pelo setor de petróleo e gás natural capixaba, em 2022 (tabela 5). Na passagem de 2021 para 2022, a exportação de coque e derivados de petróleo registrou um aumento de 496,1%

explicado pelo aumento das vendas externas de óleo combustível para Singapura. Os principais destinos dos produtos de coque e derivados do petróleo capixaba foram: Singapura (99,8%), Malta (0,11%) e Ilhas Marshall (0,08%).

Por fim, as exportações dos produtos que compõem o segmento da petroquímica totalizaram US\$ FOB 1,4 milhões, 0,1% do total exportado pelo setor de petróleo e gás natural capixaba, em 2022 (tabela 5). Entre 2021 e 2022, a exportação dos produtos da petroquímica registrou uma queda de 40,9%, explicado, principalmente, pela redução das vendas de polímeros fluorados para a França. Os principais destinos dos produtos da petroquímica foram: Argentina (73,9%), Uruguai (17,0%), Paraguai (4,7%) e México (0,8%).

11,4%
das vendas externas totais do Espírito Santo são da indústria de petróleo e gás natural





Com relação aos produtos importados, a indústria de petróleo e gás natural do Espírito Santo importou US\$ FOB 130,5 milhões em 2022, 4,2% inferior ao registrado no ano anterior. O total importado pelo setor no estado representou 0,2% das compras externas do setor no país e a 1,4% das compras externas totais do estado (tabela 6). Os principais segmentos de destaque são as importações de produtos da petroquímica, especialmente produtos químicos orgânicos e resinas termofixas.

Tabela 5 - Exportações do setor de P&G no Espírito Santo (US\$ milhões)

Período	Total exportado		Petróleo e Gás Natural		Coque e derivados do petróleo		Produtos da Petroquímica	
	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR
2010	900,9	3,6%	899,2	5,5%	0,0	0,0%	1,7	0,0%
2011	1.512,3	4,5%	1510,6	7,0%	0,0	0,0%	1,7	0,0%
2012	1.322,8	4,0%	1322,3	6,5%	0,0	0,0%	0,5	0,0%
2013	933,8	3,8%	931,6	7,2%	0,0	0,0%	2,1	0,0%
2014	2.006,4	7,4%	2000,7	12,2%	0,0	0,0%	5,7	0,1%
2015	1.130,7	5,9%	1128,5	9,6%	0,1	0,0%	2,1	0,0%
2016	466,7	2,8%	465,1	4,6%	0,0	0,0%	1,6	0,0%
2017	924,2	3,8%	919,9	5,5%	0,0	0,0%	4,4	0,1%
2018	1.004,2	2,9%	960,0	3,8%	38,5	0,9%	5,7	0,1%
2019	1.075,0	3,1%	1014,5	4,2%	58,8	1,0%	1,7	0,0%
2020	599,0	2,1%	566,9	2,9%	30,4	0,6%	1,7	0,0%
2021	1.002,5	2,3%	988,3	3,2%	11,9	0,2%	2,3	0,0%
2022	1.042,5	1,7%	970,4	2,3%	70,8	0,5%	1,4	0,0%

Fonte: Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Tabela 6 - Importações do setor de P&G no Espírito Santo (US\$ milhões)

Período	Total importado		Petróleo e Gás Natural		Coque e derivados do petróleo		Produtos da Petroquímica	
	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR
2010	374,1	1,0%	0,0	0,0%	46,3	0,4%	327,8	2,6%
2011	421,0	0,8%	0,0	0,0%	17,1	0,1%	403,9	2,8%
2012	405,0	0,8%	0,0	0,0%	34,6	0,2%	370,4	2,6%
2013	281,6	0,5%	0,0	0,0%	37,8	0,2%	243,8	1,6%
2014	256,3	0,4%	0,0	0,0%	35,5	0,2%	220,8	1,4%
2015	271,4	0,8%	0,0	0,0%	67,0	0,7%	204,3	1,6%
2016	160,0	0,7%	0,0	0,0%	33,8	0,4%	126,2	1,2%
2017	175,5	0,6%	0,0	0,0%	81,1	0,6%	94,4	0,8%
2018	164,1	0,5%	0,0	0,0%	46,3	0,3%	117,8	0,8%
2019	166,1	0,5%	0,0	0,0%	51,6	0,4%	114,4	0,8%
2020	174,9	0,7%	0,0	0,0%	85,6	1,0%	89,2	0,7%
2021	136,2	0,3%	0,0	0,0%	30,4	0,2%	105,9	0,6%
2022	130,5	0,2%	0,0	0,0%	22,5	0,1%	107,9	0,5%

Fonte: Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

3.4. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (Cláusula de PD&I da ANP)

Firmada nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, a cláusula de PD&I estabelece que as empresas petrolíferas devam realizar despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento em valor correspondente a 1% (um por cento) da receita bruta da produção dos campos que pagam Participação Especial. 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 País¹⁰.

Entre 1998 e junho de 2022, a cláusula de PD&I gerou no Brasil aproximadamente R\$ 24,5 bilhões em volume de obrigações, sendo a Petrobras responsável por R\$ 20,6 bilhões (84,2%). Em 2021, o valor gerado em obrigações pela cláusula foi de R\$ 3,03 bilhões, aumento de 107,6% em relação ao mesmo período do ano anterior. O aumento de recursos no período pode ser explicado pelo aumento da produção em áreas de alta produtividade, notavelmente nas áreas que pagam participações especiais, além da valorização do preço do barril do petróleo no período.

Já com relação ao número de projetos, entre 1998 e junho de 2022 foram desenvolvidos 13.013 projetos no Brasil financiados com recursos das obrigações geradas pela cláusula. Em 2021, o total de projetos financiados pela cláusula foi de 805, aumento de 352,2% em relação a 2020.

No Espírito Santo, entre 2000 e junho de 2022 foram desenvolvidos 94 projetos financiados com recursos das obrigações geradas pela cláusula. Destes projetos, 91 foram executados, ou estão em execução, pela UFES, 1 projeto pelo IFES, 1 projeto pela Faculdade do Centro Leste (UCL) e 1 projeto pela empresa Mogai Tecnologia de Informação S.A (gráfico 28). Os projetos desenvolvidos no Espírito Santo abrangem as áreas de pesquisas de abastecimento, exploração e produção, gás natural e temas transversais.

Em 2021, foram iniciados 2 projetos envolvendo recursos da cláusula de PD&I no Espírito Santo com investimento de R\$ 3,5 milhões. O primeiro projeto está em execução pela empresa Mogai Tecnologia de Informação S.A e possui como ob-



R\$ 24,5 bilhões

foram gerados pela cláusula PD&I para pesquisas em todo o Brasil entre 1998 e 2022

13.013

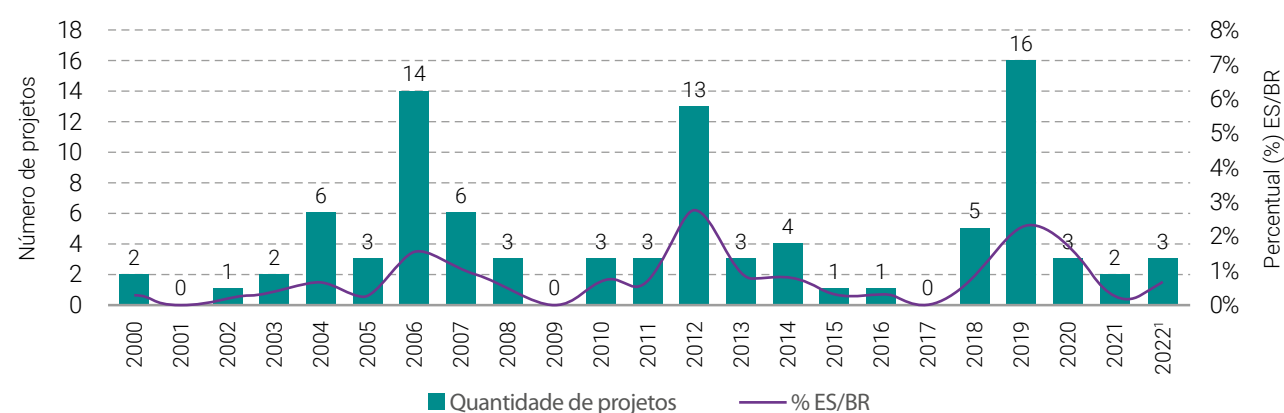
foi o total de projetos de pesquisa financiados pela cláusula PD&I em todo Brasil entre 1998 e 2022

94

foi o total de projetos de pesquisa financiados pela cláusula PD&I no Espírito Santo entre 2000 e junho de 2022

10. Nas edições anteriores do Anuário da Indústria do Petróleo e Gás Natural no Espírito Santo foi apresentado e analisado o ordenamento jurídico e regulatório pertinente à cláusula de PD&I.

Gráfico 28 - Projetos do Programa de Descomissionamento de Plataformas (PDI) que receberam recurso da cláusula de PD&I no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

¹ Dados até junho de 2022

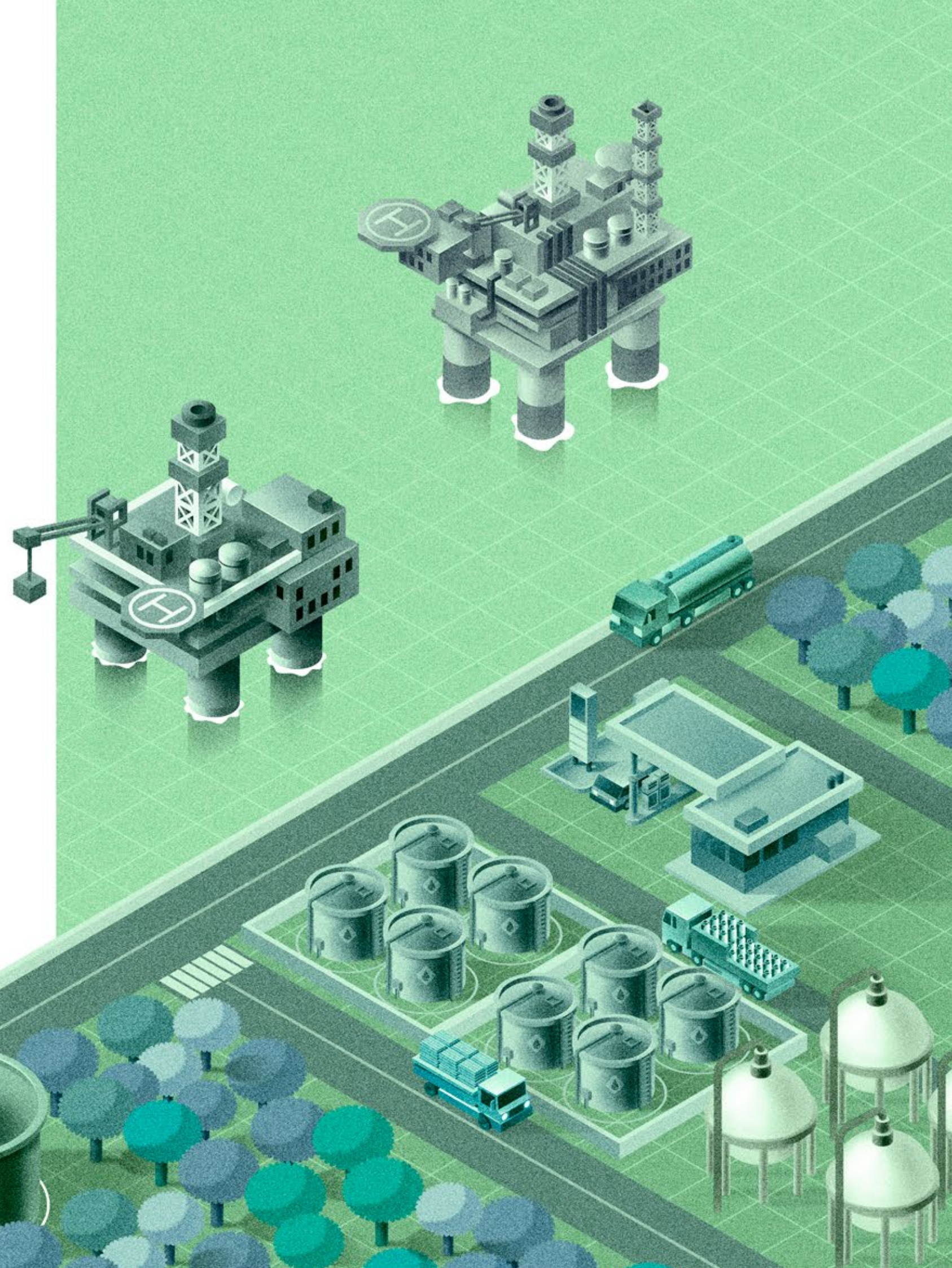
As informações são originárias do Regulamento Técnico nº 05/2005 e do Regulamento Técnico nº 03/2015

R\$ 5,2 milhões foram investido em pesquisas no Espírito Santo de janeiro a junho de 2022

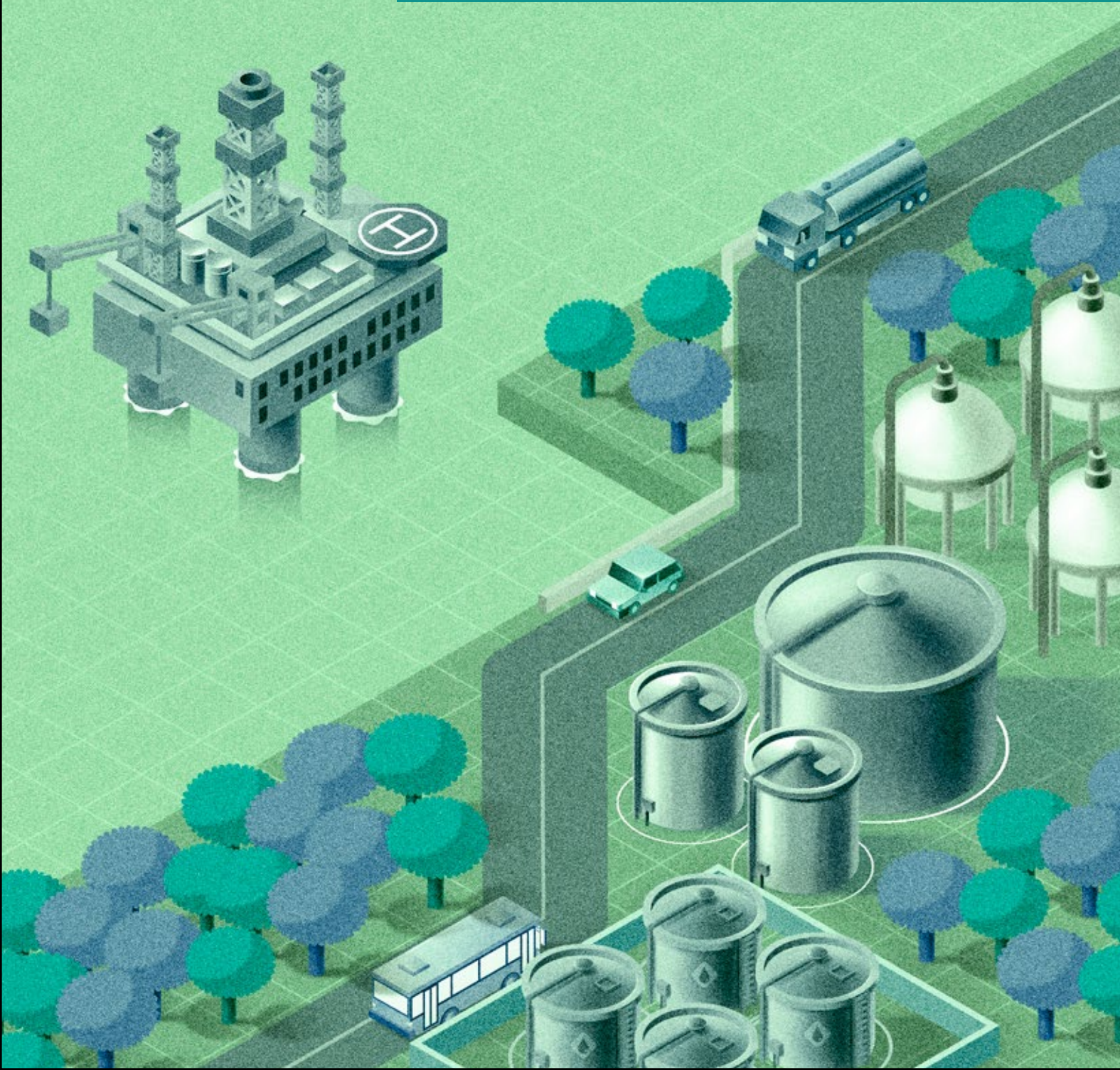
jetivo a identificação e a gestão da corrosão em plataformas de petróleo utilizando câmeras 3D. A companhia foi a primeira empresa capaz de desenvolver um projeto com recursos da Cláusula de PD&I. O segundo projeto está em execução pelo Laboratório de Oceanografia Geológica da UFES e possui como objetivo a calibração de zonas paleobatimétricas com o quaternário na Bacia do Espírito Santo.

Até junho de 2022, foram iniciados 3 projetos envolvendo recursos da cláusula de PD&I no Espírito Santo com investimento de R\$ 5,2 milhões. O primeiro projeto está em execução no Laboratório de Telecomunicações da UFES e possui como objetivo o desenvolvimento de um Perfilador com fibra óptica

para tanques de FPSO. O segundo projeto está em execução no LabPetro da UFES e possui como objetivo o desempenho de dispersantes químicos em petróleos para mitigação em casos de derramamentos. O terceiro projeto está em execução secundária pelo Laboratório de Computação de Alto Desempenho (LCAD) da UFES e possui como objetivo o desenvolvimento de um sistema de aquisição e processamento computacional customizável de alta resolução para diagnóstico de falhas em motores elétricos, utilizando inteligência artificial.



Capítulo 4

OPORTUNIDADES
PARA O ESPÍRITO
SANTO

Para os próximos anos, as estratégias das principais petroleiras direcionam para um cenário marcado pela possibilidade de recuperação da capacidade de investimento global perdida nos últimos anos. Apesar da persistente incerteza geopolítica e macroeconômica global, a indústria segue com o compromisso de prover investimentos que proporcionem segurança energética no curto prazo e, para o longo prazo, investimentos que assegurem uma transição para o uso de energias mais limpas.

O Espírito Santo será impactado pelos projetos prioritários das grandes petroleiras e também pelo novo mercado de pequenas e médias empresas atuando em novas áreas do setor. As oportunidades para o estado podem ser sintetizadas em quatro grupos: i) Investimentos Anunciados; ii) Oferta Permanente; iii) Plano de desinvestimento da Petrobras e iv) Descomissionamento de instalações.

4.1. Investimentos Anunciados

No Espírito Santo, de acordo com o levantamento de investimentos realizado pelo Observatório da Indústria/Findes, estima-se que o estado receberá R\$ 8,8 bilhões de investimentos no setor de petróleo e gás natural, até 2027. No total, foram levantados 8 projetos no Estado, envolvendo principalmente as empresas PRio, Petrobras, Shell, Karavan Oil and Gas e Seacrest Petróleo. O destaque é o projeto Integrado do Parque das Baleias (IPB), que pretende instalar a FPSO Maria Quitéria no campo de Jubarte (tabela 7).

O projeto Integrado do Parque das Baleias (IPB) possui como pretensão aumentar o fator de recuperação de óleo e gás através da otimização da atual malha de dre-

nagem, com a interligação de uma nova FPSO¹¹. Em fevereiro de 2022, a Petrobras e a Yinson assinaram o contrato para afretamento e prestação de serviços da FPSO Maria Quitéria. A pretensão é que a nova plataforma esteja operando no último trimestre de 2024. Atualmente, o projeto está no Plano Estratégico da Petrobras 2023-2027.

Além deste investimento, destacam-se ainda anúncios de petroleiras e outras empresas que estão interessadas em agregar novas áreas em seus portfólios ou expandir suas atividades no Espírito Santo. A tabela 7 apresenta os principais projetos levantados pelo Observatório da Indústria.



R\$ 8,8
bilhões

é o montante esperado em **investimentos no Espírito Santo** no setor de petróleo e gás natural até 2027



11. A área do parque é formada pelas áreas de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote e Pirambu.

Tabela 7 - Principais projetos de investimento anunciados no setor de P&G no Espírito Santo para os próximos 5 anos

Investidor	Projeto	Município	Status do projeto	Valor (em milhões R\$)
PRio	O projeto de Wahoo contempla a perfuração de poços e a conexão entre os poços e o FPSO de Frade.	Presidente Kennedy	Em execução	4.200
Petrobras	Desenvolvimento do Novo Campo de Jubarte, formado pelas áreas de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote e Pirambu.	Anchieta, Piúma, Itapemirim, Marataízes e Presidente Kennedy	Em licitação	1.300
Petrobras	Construção do Navio Sonda Arpodador destinado à perfuração e extração de petróleo.	Aracruz	Em execução	1.012
Shell	Desenvolvimento e Produção dos campos do Litoral Sul do Espírito Santo.	Anchieta, Piúma, Itapemirim, Marataízes e Presidente Kennedy	Em execução	1.000
Karavan Seacrest Spe Cricaré S.A.	Exploração de petróleo e gás natural no Polo Cricaré, que compreende 27 campos petrolíferos terrestres.	Conceição da Barra, Jaguaré, Linhares e São Mateus	Em execução	1.000
ESGÁS	Ampliar a rede de distribuição em mais de 292 mil metros e ligar mais de 96 mil novos consumidores.	Espírito Santo	Planejamento	260
Subsea 7	Em Ubu, a Subsea 7 fabricará 126 km de linhas rígidas para o sistema de coleta submarina de Búzios 8.	Anchieta	Planejamento	-
3R Petroleum e DBO Energia	Investimento nas áreas do Polo Peroá, o Polo Cangoá e o bloco BM-ES-21 (Descoberta de Malombe), todos na Bacia do Espírito Santo.	Aracruz e Linhares	Em execução	-
Total				8.772

Fonte: ANP, IJSN, Petrobras, ESGAS e Brasil Energia. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

4.2. Venda de ativos de P&G

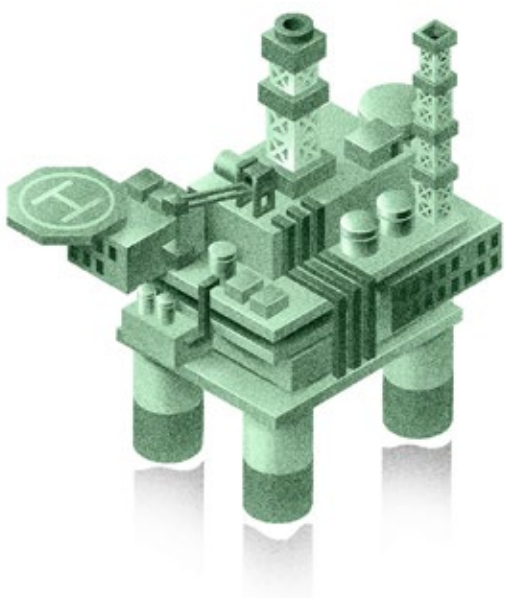
O Plano de Desinvestimento da Petrobras visa reduzir a dívida da empresa e maximizar os investimentos em ativos com maior rentabilidade, focados na atuação, por exemplo, em exploração e produção de petróleo e gás natural em águas profundas e ultra profundas. Desde 2015, a empresa iniciou o processo de venda de um conjunto de ativos relacionados à exploração e produção de petróleo e gás natural.

No Espírito Santo, foram ofertadas 52 áreas com 78,8% dos ativos com a venda concluída. No offshore foram ofertadas 14 áreas com 21,4% dos ativos com a venda concluída e no onshore foram ofertadas 38 áreas com 100,0% dos ativos com a venda concluída. A tabela 8 elenca os ativos e o status de cada projeto.

Tabela 8 - Acompanhamento da venda de ativos da Petrobras no Espírito Santo

Empresa	Bacia	Teaser	Localização	Ativos	Quant. de ativos	Município Confrontante	Status	Parceiro
Petrobras	Bacia do Espírito Santo	Polo Norte Capixaba	Onshore	100% dos campos de Cancã, Cancã Leste, Fazenda Alegre, Fazenda Santa Luzia. Além dos campos, foi ofertado o Terminal Norte Capixaba (TNC).	6	Linhares, São Mateus e Jaguaré	Vendido	Seacrest Capital
		Bacia do Espírito Santo	Offshore	50% de participação no bloco ES-M-596_R11 e 40% de participação nos blocos ES-M-598, ES-M-671, ES-M-673 e ES-M-743	5	Vitória	Fase Vinculante	-
		Águas Profundas ES	Offshore	100% dos campos de Golfinho, Canapu, Camarupim e Camarupim Norte e 65% do bloco BM-ES-23	5	Linhares	Em negociação	BW Offshore
		Bacia do Espírito Santo	Onshore	50% de participação nos blocos ES-T-506 e ES-T-516	2	Linhares	Vendido	Cowan Petróleo e Gás
		Cluster de Peroá	Offshore	100% dos campos de Peroá, Cangoá e Malombe	3	Linhares	Vendido	3R Petróleo DBO Energia
		Polo Cricaré	Onshore	100% dos campos de Biguá, Cacimbas, Campo Grande, Córrego Cedro Norte, Córrego Cedro Norte Sul, Córrego das Pedras, Córrego Dourado, Fazenda Cedro Norte, Fazenda Queimadas, Fazenda São Jorge, Guriri, Inhambu, Jacutinga, Lagoa Bonita, Lagoa Suruaca, Mariricu, Mariricu Norte, Rio Itaúnas, Rio Preto, Rio Preto Oeste, Rio Preto Sul, Rio São Mateus, São Mateus, São Mateus Leste, Seriema e Tabuiaíá	27	São Mateus, Conceição da Barra e Jaguaré	Vendido	Karavan Seacrest Spe Cricaré S.A.
		Polo Lagoa Parda	Onshore	100% dos campos Lagoa Parda, Lagoa Parda Norte e Lagoa Piabanha	3	Linhares	Vendido	Imetame
		Bacia de Campos	Campo Catuá	Offshore	100% do campo de Catuá	1	Anchieta	Em fase vinculante

Fonte: Petrobras, Brasil Energia e Observatório da Indústria/Findes. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes



ÁREAS EM OFERTA NO ESPÍRITO SANTO

REGIME DE CONCESSÃO

48 blocos exploratórios:

20 blocos na parte terrestre
28 blocos na parte marítima

ÁREAS EM ESTUDO NO ESPÍRITO SANTO

REGIME DE CONCESSÃO

25 blocos exploratórios:

25 blocos na parte terrestre

ÁREAS COM ACUMULAÇÕES MARGINAIS

Barra do Ipiranga
Rio São Mateus Oeste,
Mariricu Oeste
Nativo Oeste
Jacupemba
Rio Itaúnas Leste

4.3. 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 ANP, além de novos blocos exploratórios em bacias terrestres em estudo na ANP.

Em dezembro de 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) autorizou a Agência a definir e licitar em Oferta Permanente, no regime de concessão, blocos em quaisquer bacias terrestres ou marítimas, bem como licitar campos devolvidos ou em processo de devolução, incluindo as áreas localizadas no polígono do pré-sal ou em áreas estratégicas.

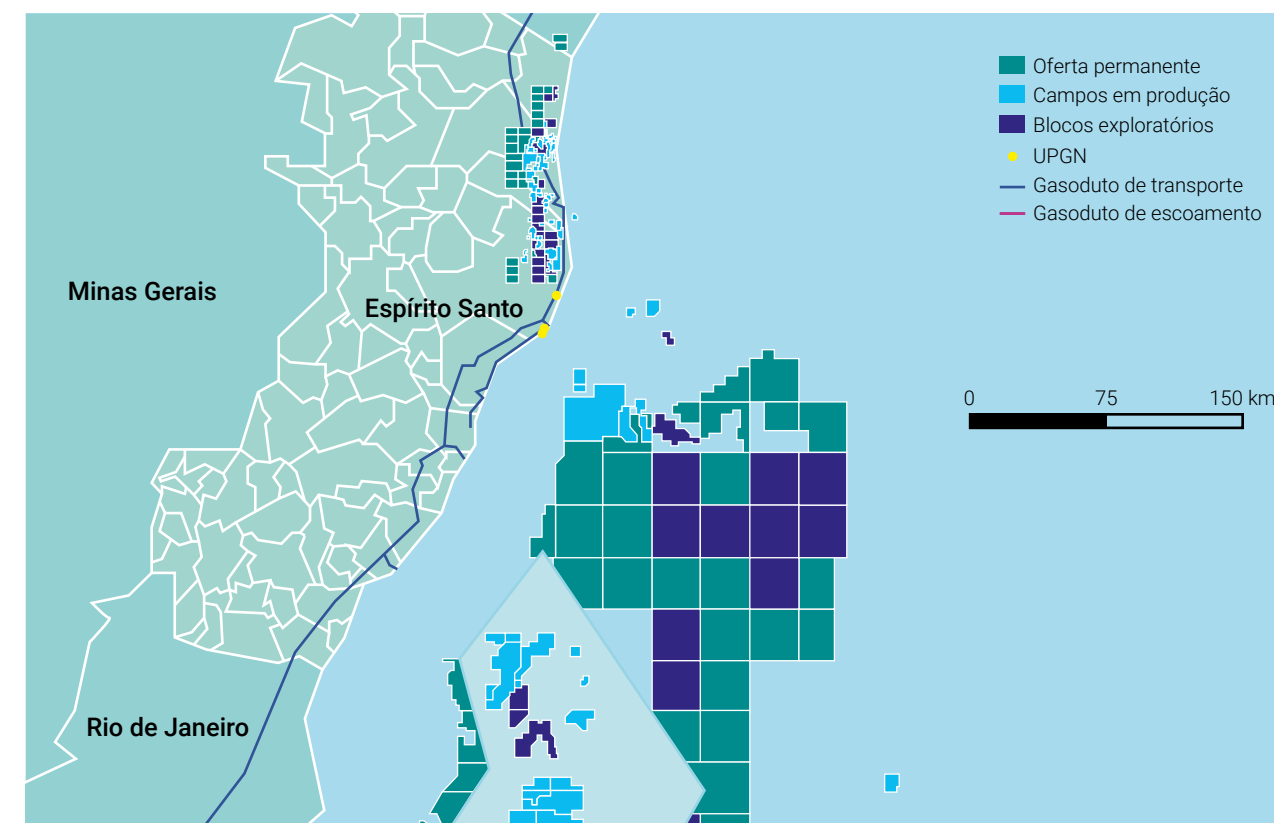
Em todo o território nacional, estão em oferta sob o regime de concessão para a Oferta Permanente 1.010 blocos exploratórios localizados em 17 bacias sedimentares. Além destes, estão em estudo sob o regime de concessão 1.018 blocos exploratórios em 17 bacias sedimentares brasileiras e 15 áreas com acumulações marginais em 6 bacias terrestres. As áreas em estudo estarão

disponíveis para a Oferta Permanente logo após sejam finalizados os pareceres ambientais e a realização da audiência pública, promovida pela ANP.

No Espírito Santo, estão em ofertas sob o regime de concessão para Oferta Permanente 48 blocos exploratórios, sendo 20 blocos na parte terrestre e 28 blocos na parte marítima. Essas áreas receberam poucas perfurações no passado e, por isso, estão associadas a um maior risco exploratório devido à escassez de informações. A figura 1 apresenta a área em oferta permanente no Espírito Santo em terra e mar.

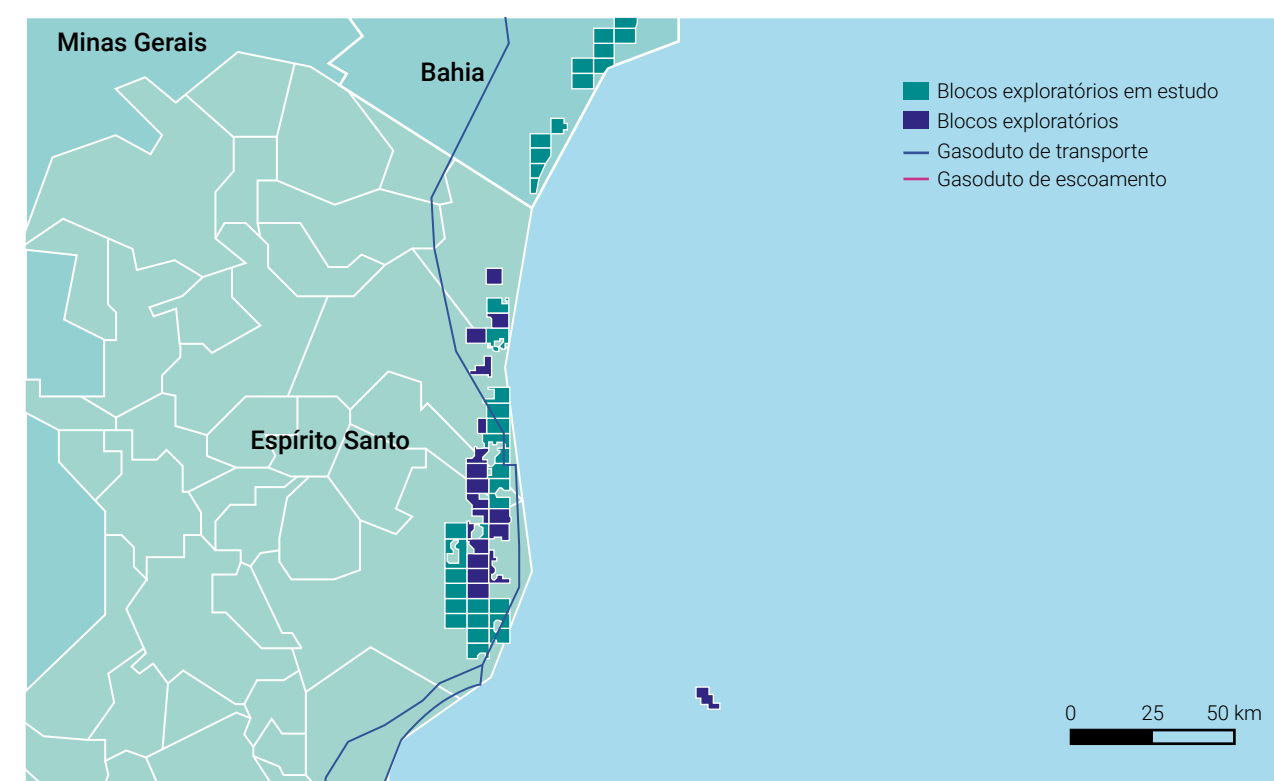
Além destes, estão em estudo no Espírito Santo um total de 25 blocos exploratórios, todos terrestres (figura 2), e 6 áreas com acumulações marginais (figura 3). Entre as áreas com acumulações marginais em estudo, estão: Barra do Ipiranga, Rio São Mateus Oeste, Mariricu Oeste, Nativo Oeste, Jacupemba e Rio Itaúnas Leste, todas localizadas entre os municípios de Conceição da Barra, São Mateus, Jaguaré e Linhares. Essas áreas estavam em concessão com a Petrobras e foram devolvidas à ANP em 2019. As áreas são apresentadas na figura 3.

Figura 1 - Blocos exploratórios em oferta na Oferta Permanente no Espírito Santo



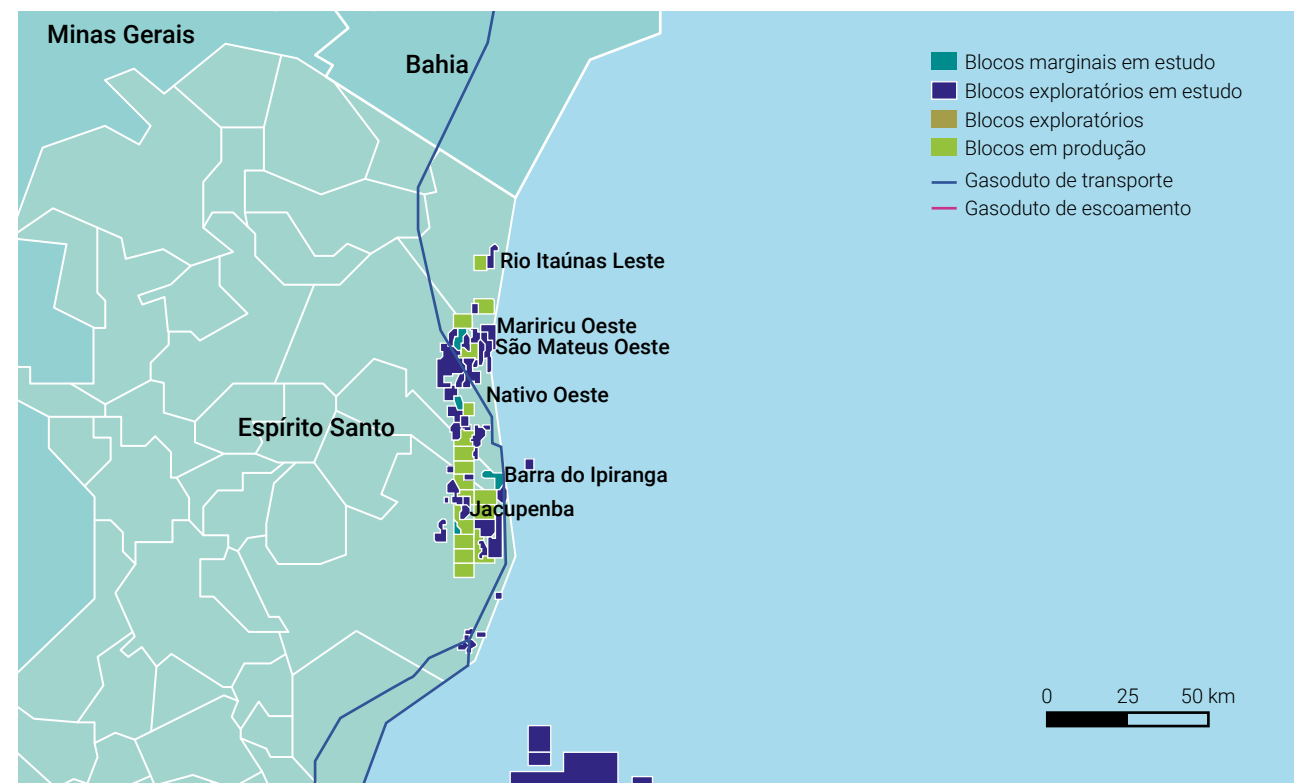
Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Figura 2 - Blocos exploratórios em estudo na Oferta Permanente no Espírito Santo



Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Figura 3 - Áreas com acumulações marginais em estudo para Oferta Permanente



Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

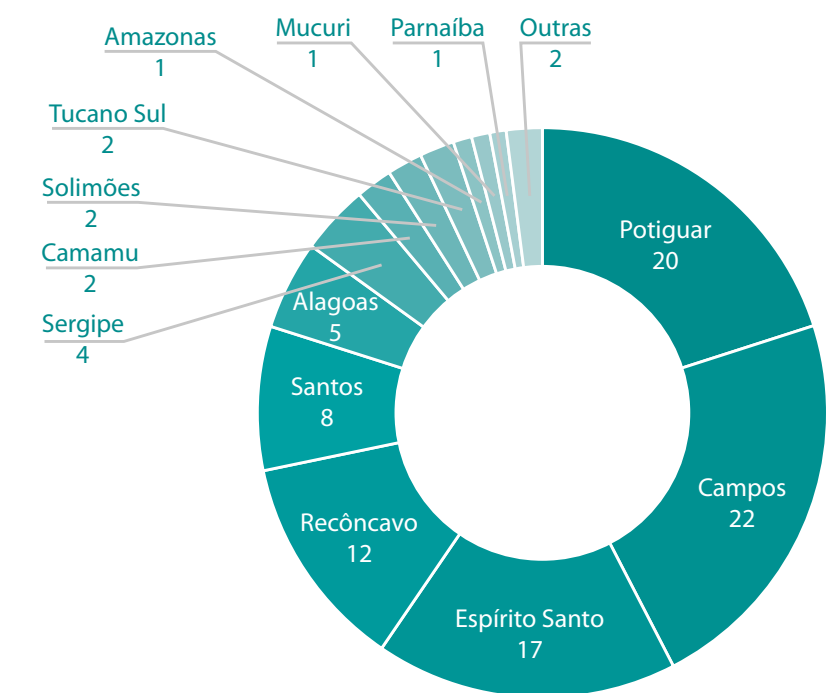
4.4. Descomissionamento de instalações

O descomissionamento de instalações é a destinação segura das estruturas de exploração e produção de petróleo e gás natural após o término de sua fase produtiva. Entre as atividades, constam: a remoção de instalações; o arrasamento de poços; a destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos; e a recuperação ambiental da área. A ANP aprova a interrupção definitiva das instalações após esgotadas todas as possibilidades de exploração e produção da área.

Até 2022, a ANP possuía 99 propostas de Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) no Brasil (gráfico 29), sendo: 78 PDI's aprovados pelo órgão, 11 PDI's classificados como em sobrestado (ou parados), 6 PDI's classificados como recebidos e 4 PDI's classificados como encerrados. No total, treze bacias tiveram PDI's aprovados pela ANP. Entre eles, 18 planos estavam localizados na Bacia de Campos, 17 na Bacia do Espírito Santo, 12 na Bacia de Potiguar, 9 na Bacia do Recôncavo Potiguar e 22 em outras dez bacias.



Gráfico 29 - Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) por bacia (em unidades)



Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

99

propostas de Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) na ANP até 2022

78

PDI's aprovados pela ANP

11

PDI's em sobrestado (ou parados)

6

PDI's recebidos

4

PDI's encerrados

Para o estado do Espírito Santo, 18 PDI's foram aprovados, 17 referentes à bacia do Espírito Santo (todos em terra) e 1 referente à bacia de Campos em confrontação com o estado, a FPSO Capixaba (tabela 9).

A Petrobras e a SBM iniciaram os tramites para o descomissionamento da unidade, localizada no Parque das Baleias. Com a saída da plataforma, a Petrobras pretende remanejar a produção de sete dos nove poços do parque para a plataforma P-58. Com o descomissionamento completo da FPSO Capixaba, o Parque das Baleias vai operar com 3 unidades de produção (P-58, P-57 e FPSO Cidade de Anchieta). O plano da companhia é iniciar a operação da FPSO Maria Quitéria em 2024, projeto que inclui as pretensões da

empresa no desenvolvimento do Novo Campo de Jubarte.

Em 2022, a ANP aprovou o Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI) do campo de Cação, localizado na Bacia do Espírito Santo. Após serem exercidas todas as atividades de desativação das infraestruturas, a petroleira submete o relatório à ANP, dependente ainda de aprovação. Em 2022 a agência aprovou 6 RDI's, entre eles: Cação, Catuá, Tatui, Gavião Real, Xerelete, Xerelete Sul e FPSO Polvo.



Tabela 9 - Relação dos Programas de Descomissionamento (PDI) aprovados no Estado do Espírito Santo

Ambiente	Bacia	PDI	Empresa	
Terra	Espírito Santo	Albatroz	Petrisyenergy	
	Espírito Santo	Barra do Ipiranga	Petrobras	
	Espírito Santo	Corruíra	Petrobras	
	Espírito Santo	Jacupemba	Petrobras	
	Espírito Santo	Lagoa do Doutor	Vipetro	
	Espírito Santo	Lagoa Parda Sul	Petrobras	
	Espírito Santo	Mariricu Oeste	Petrobras	
	Espírito Santo	Mosquito	Petrobras	
	Espírito Santo	Mosquito Norte	Petrobras	
	Espírito Santo	Nativo Oeste	Petrobras	
	Espírito Santo	Rio Barra Seca	Petrobras	
	Espírito Santo	Rio Ibiribas	Petrobras	
	Espírito Santo	Rio Itaunas Leste	Petrobras	
	Espírito Santo	Rio Mariricu	Petrobras	
	Espírito Santo	Rio Mariricu Sul	Petrobras	
	Espírito Santo	Rio Preto	Petrobras	
	Espírito Santo	Rio São Mateus Oeste	Petrobras	
	Mar	Campos	FPSO Capixaba	Petrobras

Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

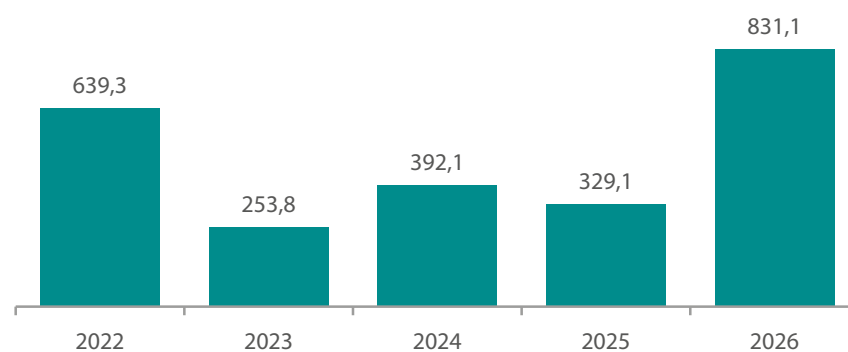
R\$ 51,5 bilhões
em investimento
serão gerados pelo
descomissionamento de
9.892 instalações em todo
Brasil entre 2022 e 2026

R\$ 2,45 bilhões
em investimento
serão gerados pelo
descomissionamento de
751 instalações no Espírito
Santo entre 2022 e 2026

Em todo o Brasil, o descomissionamento de 9.892 poços gerará R\$ 51,5 bilhões em investimento entre os anos de 2022 e 2026. Para o Espírito Santo, o descomissionamento de 751 poços gerará R\$ 2,45 bilhões em investimento no mesmo período, sendo R\$ 781,2 milhões na Bacia de Campos e outros 1,66 bilhão na Bacia do Espírito Santo (gráfico 30).

Este montante total será aplicado nas atividades de abandono permanente (59,9%), remoção de linhas (23,2%), remoção de instalações associadas às Unidades de Produção Terrestres (4,5%), recuperação ambiental (5,5%) e desmobilização de Unidades de exploração de petróleo (UEP) (7,1%) e arrasamento de poços (0,2%).

Gráfico 30 – Total de investimentos previstos para a execução do Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) no Espírito Santo (em milhões R\$) – 2022 a 2026



Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/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 o 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 produzam 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 in-

cluem 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.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário Estatístico Brasileiro Do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2021**. Rio de Janeiro: ANP, 2022.

_____. **Dados Abertos – Pesquisa e Desenvolvimento e Inovação (PD&I)**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/dados-abertos-pesquisa-e-desenvolvimento-e-inovacao-pd-i>>. Acesso em: novembro de 2022.

_____. **Declaração de comercialidade**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/orientacoes-aos-concessionarios-e-contratados/declaracao-de-comercialidade>> Acesso em: novembro de 2022.

_____. **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: dezembro de 2022.

_____. **Edital de licitações de oferta permanente**. Versão nº 02.02. [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, 30 de julho de 2021.

_____. **Indícios de hidrocarbonetos**. Disponível em: <<https://cpl.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-hidrocarbonetos-constatados/consulta.xhtml>>. Acesso em: novembro de 2022.

_____. **Investimentos em PD&I**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-p-d-i>>. Acesso em: dezembro de 2022.

_____. **Oferta Permanente**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente>>. Acesso em: outubro de 2022.

_____. **Projetos de PD&I**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-p-d-i/novo-projetos-de-pd-i>>. Acesso em: dezembro de 2022.

_____. **Resolução nº 03/2005**. 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: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-33-2005?origin=instituicao&q=33/2005>>. Acesso em: dezembro 2022.

_____. **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: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-50-2015?origin=instituicao>>. Acesso em: dezembro 2022.

_____. **Resolução nº 799/2019**. Estabelece as normas para a aplicação de recursos a que se referem as cláusulas de pesquisa, desenvolvimento e inovação (P, D&I). Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-799-2019-altera-o-regulamento-tecnico-anp-no-3-de-2015-anexo-a-resolucao-anp-no-50-de-25-de-novembro-de-2015-que-estabelece-as-normas-para-a-aplicacao-de-recursos-a-que-se-referem-as-clausulas-de-pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao-p-d-i-presentes-nos-contratos-para-exploracao-desenvolvimento-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural-bem-como-estabelece-as-regras-para-comprovacao-das-atividades-de-p-d-i-e-respectivas-despesas-realizadas-pelas-empresas-petroliferas-em-cumprimento-as-referidas-clausulas-contratuais?origin=instituicao>>. Acesso em: janeiro de 2023.

_____. **Resolução nº 866/2022**. Estabelece as normas para a aplicação de recursos a que se referem as cláusulas de pesquisa, desenvolvimento e inovação (P,D&I). Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-866-2022-altera-o-regulamento-tecnico-anp-no-3-de-2015-aprovado-pela-resolucao-anp-no-50-de-25-de-novembro-de-2015-a-qual-estabelece-as-normas-para-a-aplicacao-de-recursos-a-que-se-referem-as-clausulas-de-pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao-p-d-i-presentes-nos-contratos-para-exploracao-desenvolvimento-e-producao-de-petroleo-e-gas-e-da-outras-providencias?origin=instituicao>>. Acesso em: janeiro 2023.

_____. **Royalties**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>>. Acesso em: novembro de 2022.

_____. **Participações governamentais consolidadas**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacoes-governamentais-consolidadas>>. Acesso em: novembro de 2022.

_____. **Participação Especial**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>>. Acesso em: novembro de 2022.

_____. **Painel Dinâmico Descomissionamento de Instalações e Exploração e Produção**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-descomissionamento-de-instalacoes-de-exploracao-e-producao>>. Acesso em: janeiro de 2023.

BP. **Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/>>

<<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>>. Acesso em: dezembro de 2021.

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: novembro de 2022.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY **Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector**, OECD Publishing, Paris, 2021. Disponível em: ><https://doi.org/10.1787/c8328405-en>>. Acesso em: dezembro de 2022.

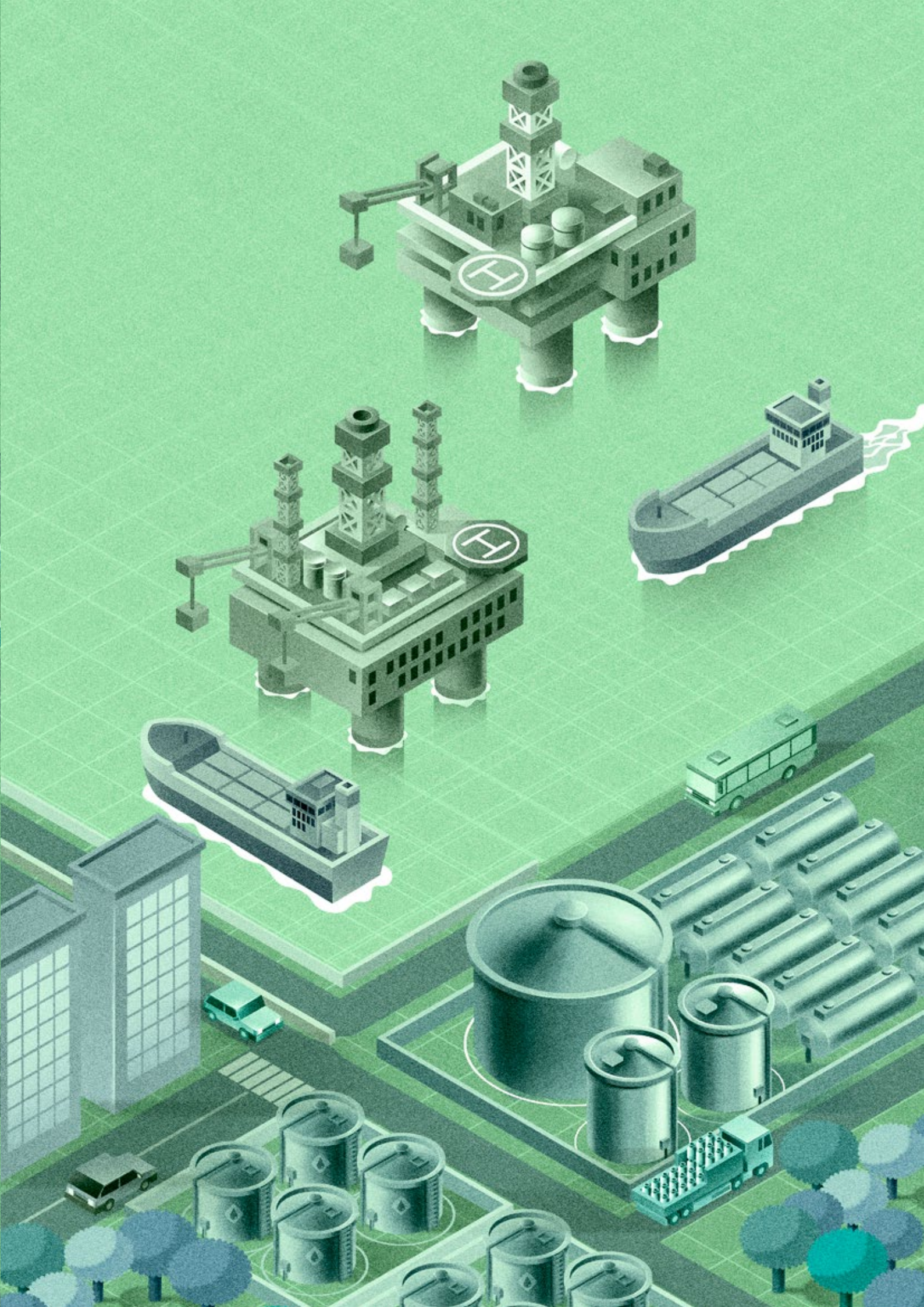
OBSERVATÓRIO DA INDÚSTRIA ES. **Bússola do Investimento**. Vitória, Espírito Santo.

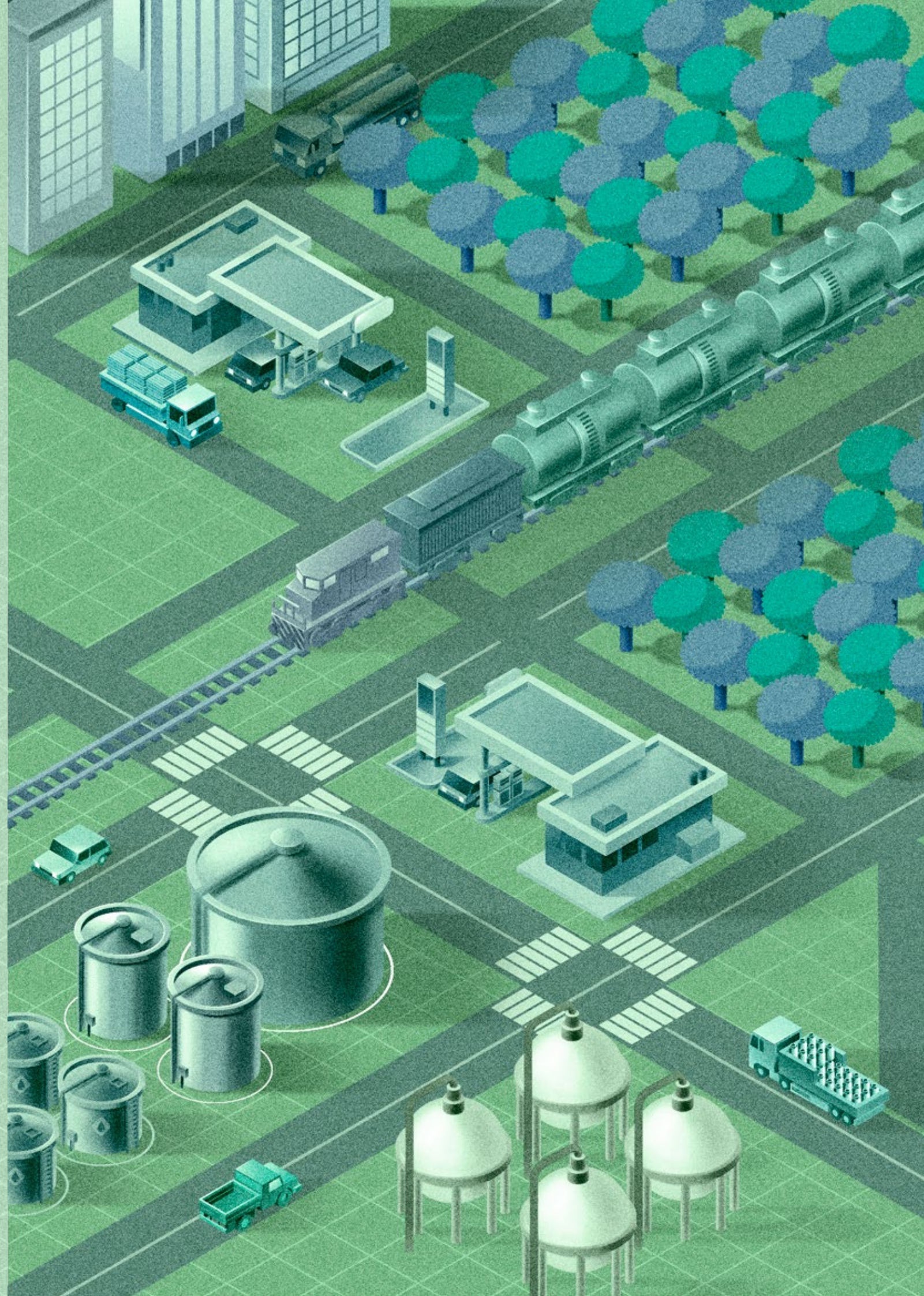
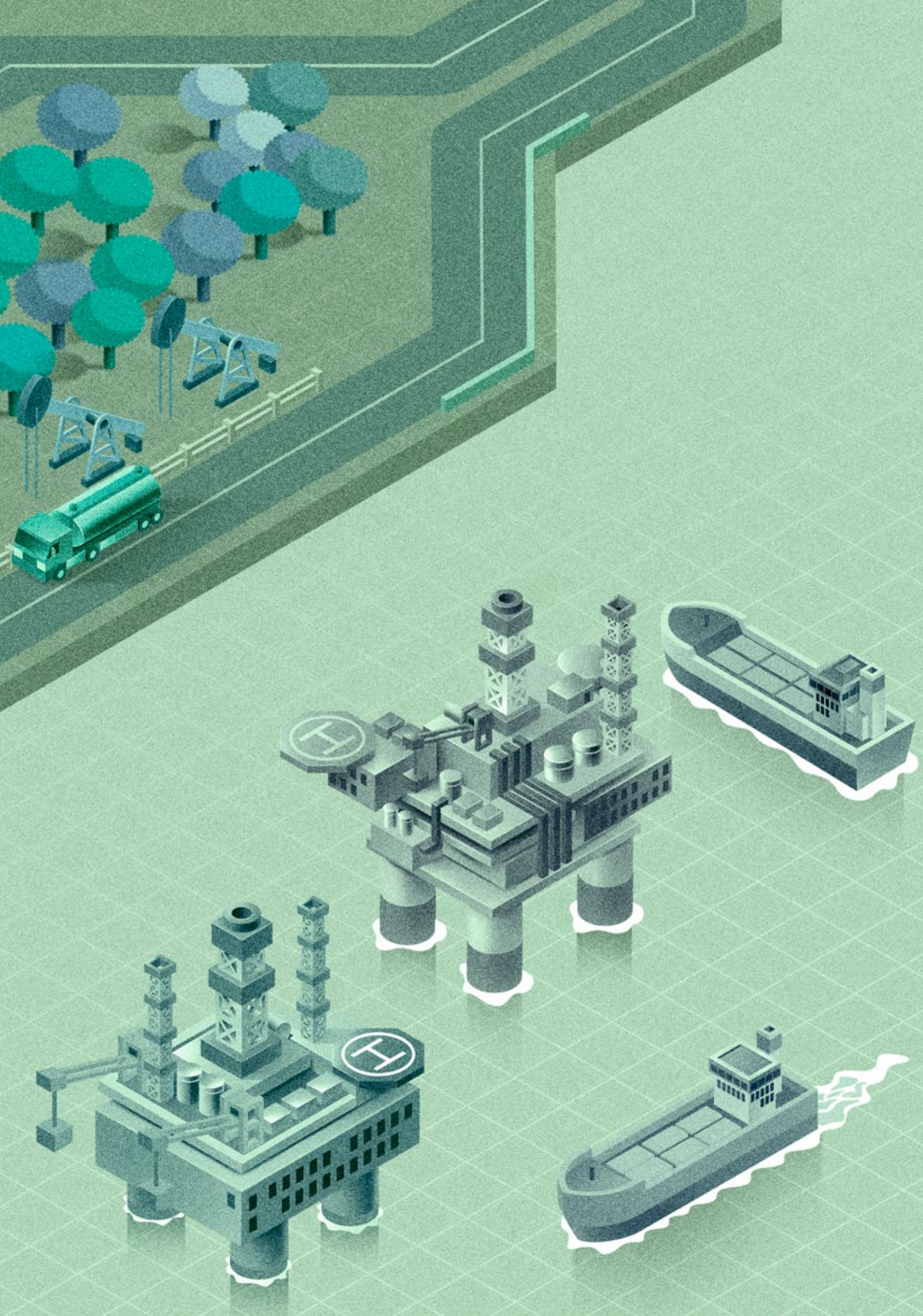
OBSERVATÓRIO DA INDÚSTRIA ES. **Exercício proposto para a projeção da produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo**. Nº 01/2022.

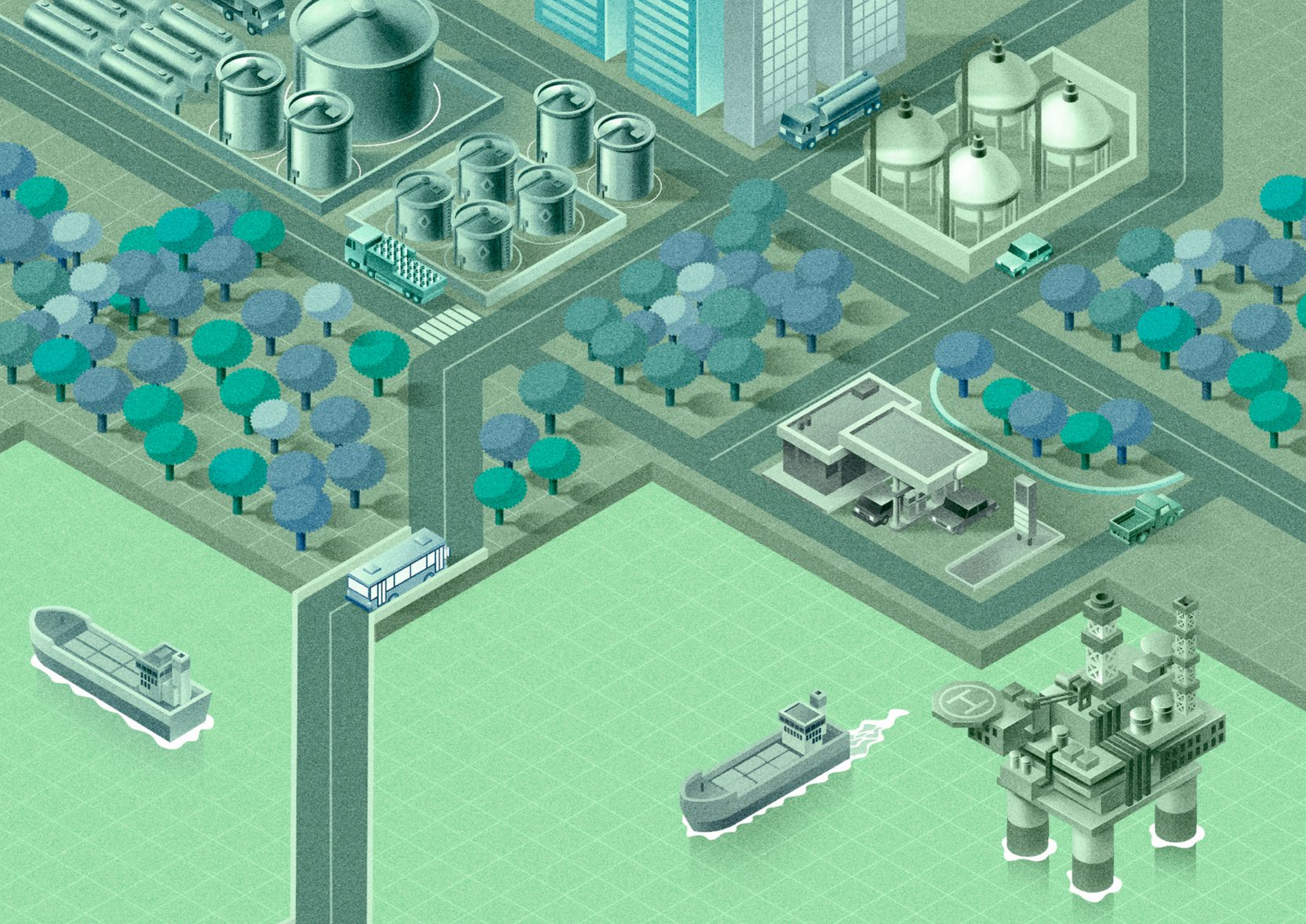
MIDC - Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços. **Comex Stata**. Disponível em: <<http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>>. Acesso em: dezembro de 2022.

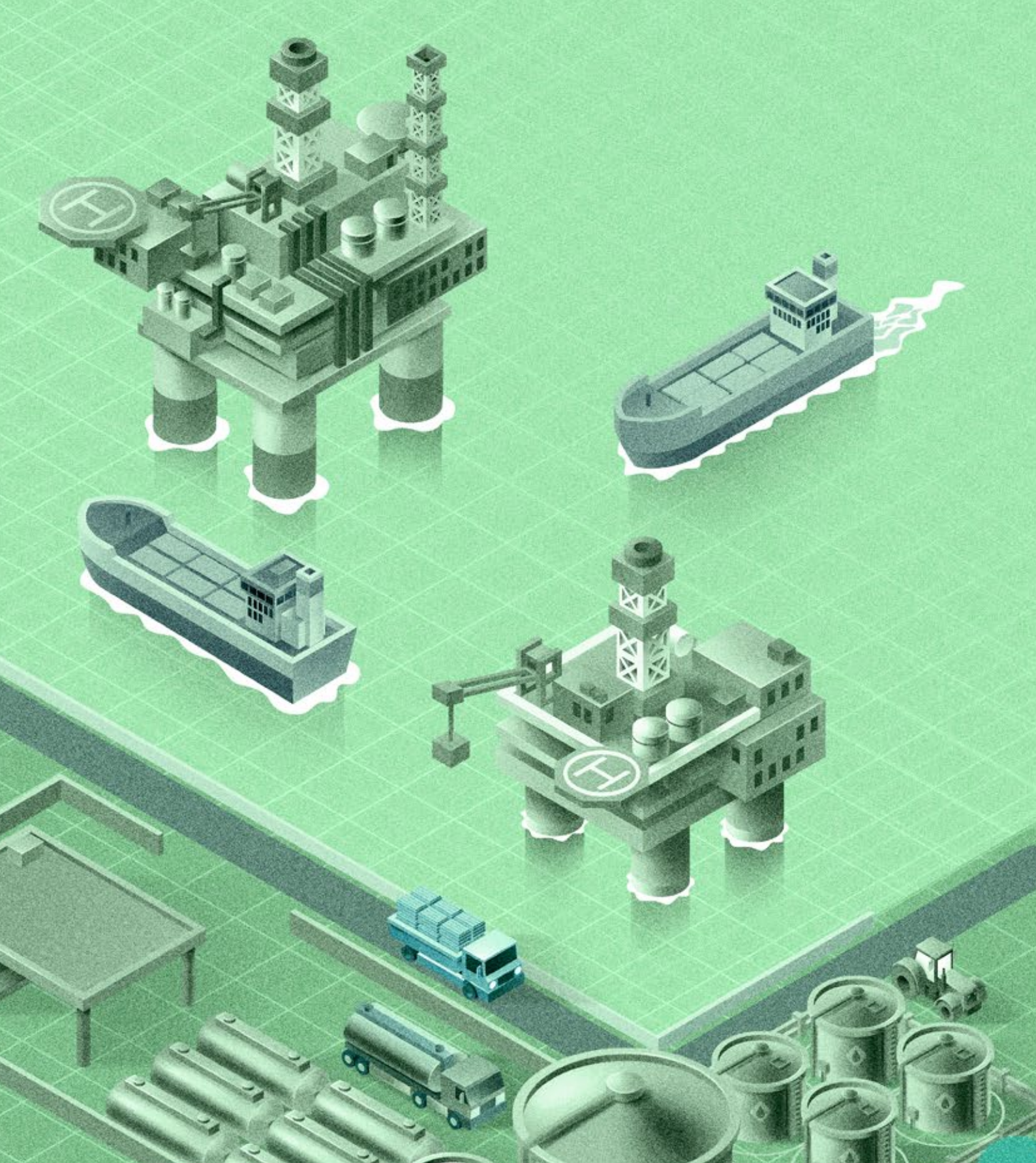
MT- Ministério do Trabalho. **Relação Anual de Informações Sociais (Rais)**. Distrito Federal, 2019.

PETROBRAS. **Petrobras Plano Estratégico 2022-2026**. Plano Estratégico Petrobras 2022-2026 Investimento com Responsabilidade. 30 de novembro de 2021. Disponível em <<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/apresentacoes/>>. Acesso em: dezembro de 2022.









observatório
da indústria

Apoio:

