

# RELATÓRIO ANUAL DE EXPLORAÇÃO 2024

Superintendência de Exploração



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

# RELATÓRIO ANUAL DE EXPLORAÇÃO 2024

Superintendência de Exploração



**anp**

Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis

## Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

### Diretor-Geral

Artur Watt Neto

### Diretores

Daniel Maia Vieira

Fernando Wandscheer de Moura Alves

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Symone Christine de Santana Araújo

### Superintendente de Exploração

Luciano Ricardo da Silva Lobo

### Superintendente-adjunta de Exploração

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

### Assessora Técnica

Daniela Moreira de Melo

### Coordenador Geral de Regulação e Gestão da Informação

Edson Marcello Peçanha Montez

## Relatório Anual de Exploração 2024

### Coordenadora-geral

Lydia Huguenin Queiroz

### Elaboração

Lydia Huguenin Queiroz

Rosana de Rezende Andrade

Daniel Gustavo Carvalho Silva

Vitória Cardoso Rocha

### Revisão

Daniela Moreira de Melo

Edson Marcello Peçanha Montez

Heloise Helena L. Maia da Costa

Luciano Ricardo da Silva Lobo

### Agradecimentos

Michelle Maximiano Steenhagen

### Projeto Visual

Edson Marcello Peçanha Montez

João Carlos Machado

Luiz Henrique Vidal Ferraz

Rosana de Rezende Andrade

# SUMÁRIO

<b>Sumário Executivo .....</b>	<b>5</b>
<b>1. Contratos de E&amp;P em Fase de Exploração .....</b>	<b>8</b>
1.1 Evolução do preço do petróleo e tendências na contratação de blocos .....	9
1.2 Panorama dos contratos de E&P na fase de exploração .....	10
1.3 Distribuição dos blocos sob contrato por ambiente .....	15
1.4 Distribuição dos blocos sob contrato por bacia .....	16
1.5 Distribuição dos blocos sob contrato por situação contratual .....	24
1.6 Distribuição dos blocos sob contrato por operadora .....	28
<b>2. Atividades Exploratórias .....</b>	<b>33</b>
2.1 Dados exclusivos .....	34
2.2 Dados não exclusivos .....	37
2.3 Poços exploratórios .....	38
2.3.1 Sondas .....	47
2.4 Abatimento do PEM .....	54
2.5 Desempenho exploratório por operadora .....	57
<b>3. Sucesso Exploratório .....</b>	<b>60</b>
3.1 Notificação de Descoberta .....	61
3.2 Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural .....	65
3.3 Declaração de Comercialidade .....	70
3.4 Índices de Sucesso Exploratório Geológico e Econômico .....	77
<b>4. Ações Regulatórias .....</b>	<b>82</b>
4.1 Ação regulatória do cumprimento do Programa Exploratório Mínimo fora dos limites da área original .....	83
4.2 Ação Regulatória da reformulação do Programa Exploratório Mínimo .....	84
4.3 Acordo para a rescisão de contratos <i>offshore</i> .....	85
4.4 Prorrogação dos Contratos de E&P .....	86
4.5 Avaliação de Resultado Regulatório da Resolução ANP nº 878, de 2022 .....	86
<b>5. Previsão de Investimentos na Fase de Exploração .....</b>	<b>88</b>
5.1 Comparativo entre os investimentos e atividades previstas e realizadas para o ano de 2024 .....	89
5.2 Previsão de investimentos e atividades na fase de exploração .....	95
5.2.1 Detalhamento da previsão de investimentos e atividades para a fase de exploração no ano de 2025 .....	98
<b>Painéis Dinâmicos - Dados sobre o segmento de exploração .....</b>	<b>103</b>

## SUMÁRIO EXECUTIVO

O Relatório Anual de Exploração 2024 apresenta um amplo panorama do desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural no Brasil no período 2016 a 2024. O documento, em sua quinta edição, reafirma a posição da ANP quanto à relevância do compartilhamento de informações sobre a fase de exploração com a sociedade.

Em 2024, a fase de exploração registrou resultados relevantes, encerrando o ano com 420 blocos sob contrato, o maior número desde a criação da ANP. Esse avanço foi impulsionado pelo sucesso do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão, resultando na assinatura de 181 novos contratos, e pelo 2º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção, que resultou na assinatura de um contrato. Como consequência dos dois leilões ocorridos em 2023, foram assinados 182 novos contratos em 2024, superando amplamente o recorde anterior de 67 contratos assinados em 2018.

O aumento do número de blocos sob contrato ocorreu em um cenário de preços internacionais do petróleo cujo preço médio do barril encontrava-se acima de US\$ 80 desde 2022. Ao final de 2024, o ambiente terrestre manteve a liderança em número de blocos, totalizando 278 blocos sob contrato contra 142 no ambiente marítimo. Em contrapartida, o ambiente marítimo concentrou 60% da área contratada, 107 mil km<sup>2</sup>, refletindo a maior dimensão média dos blocos no mar.

Entre as bacias marítimas com mais blocos sob contrato ao final de 2024, destacou-se a bacia de Pelotas, com 44 blocos, sendo que 2019 havia sido o último ano com blocos sob contrato na bacia. Na sequência, a bacia de Santos finalizou o ano com 32 blocos, seguida pelas bacias de Campos, com 15 blocos, e Barreirinhas, com 11 blocos. No que se refere à área, a bacia de Santos manteve a maior extensão contratada no ambiente marítimo (29,0 mil km<sup>2</sup>), seguida pelas bacias de Pelotas e Campos.

No ambiente terrestre, a bacia Potiguar liderou com o maior número de blocos sob contrato, encerrando o ano com 151 blocos, dos quais 104 foram assinados em 2024, sendo 99 operados pela estreante Elysian Petroleum. Em seguida, as bacias do Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo finalizaram o ano com 32, 28 e 26 blocos, respectivamente. No que se refere à área, a bacia do Parnaíba manteve a maior extensão contratada *onshore* (33,5 mil km<sup>2</sup>), seguida pelas bacias do Paraná e São Francisco.

O perfil das operadoras mostrou forte concentração em alguns *players*. No mar, a Petrobras manteve a liderança com 61 blocos (43% do total *offshore*), seguida por Shell (23) e Chevron (15); esta última, que em 2023 contava com apenas um bloco na bacia de Santos, expandiu de forma significativa sua presença no Brasil em 2024 com a contratação de 14 blocos na bacia de Pelotas. Em terra, a Elysian Petroleum estreou liderando com 122 blocos, à frente da Petro-Victory (34) e da Imetame (23).

Quanto à situação contratual, 92% dos blocos estavam ativos no final de 2024, e apenas 8% suspensos, principalmente por atrasos no licenciamento ambiental, especialmente na margem equatorial, onde a totalidade dos blocos das bacias de Barreirinhas e Pará-Maranhão permaneceu suspensa.

Sobre a realização das atividades exploratórias, o desempenho em 2024 foi inferior ao ano de 2023, que já havia sido marcado pelo fraco resultado.

Em 2024, não houve levantamentos de dados exclusivos concluídos. A perfuração de poços exploratórios na fase de exploração, considerada o principal indicador de desempenho do segmento, apresentou queda significativa em 2024, com apenas 10 poços perfurados, sete marítimos e três terrestres, o menor número desde a criação da ANP e 55% inferior a 2023. Como registro, destaca-se que, pela primeira vez, houve mais poços perfurados no mar do que em terra na fase de exploração.

Em 2024, de um total de sete poços perfurados no ambiente marítimo, cinco foram no *play* pré-sal. Considerando o período de 2016 e 2024, os investimentos no ambiente marítimo estiveram concentrados no *play* pré-sal, isto é, dos 53 poços marítimos perfurados nesse período, 43 atingiram os reservatórios do pré-sal. Santos e Campos, bacias abrangidas pelo polígono do pré-sal, lideraram o *ranking* de perfurações no período, com 27 e 14 poços, respectivamente.

Em relação aos poços nas bacias terrestres, entre 2016 e 2024, a bacia do Parnaíba se destacou pela perfuração de poços em oito dos nove anos da série histórica. Dos 131 poços no período, 56 foram perfurados na bacia do Parnaíba. Em segundo lugar, a bacia do Recôncavo teve 24 poços perfurados no período, seguida pelas bacias do Espírito Santo e Amazonas, ambas com 13 poços. No ano de 2024, as bacias do Recôncavo, Espírito Santo e Amazonas foram aquelas que registraram poços perfurados, com um poço cada uma.

Em 2024, foram registrados quatro poços com descoberta, o menor número da série histórica, sendo três no mar e um em terra. No acumulado desde 2016, houve 79 descobertas terrestres (66%) e 41 descobertas marítimas (34%). No ambiente terrestre, houve a predominância de descobertas de gás, enquanto em mar predominaram as descobertas de petróleo.

Ao final de 2024, havia 29 Planos de Avaliação de Descobertas (PADs) em andamento: 12 ativos, nove suspensos e oito em postergação de declaração de comercialidade. As questões de cunho ambiental se configuravam em desafio para o avanço da fase de exploração em seis dos nove PADs suspensos. No que tange à distribuição por ambiente, 16 eram os PADs marítimos e 13 terrestres, com destaque para a bacia de Santos, que detinha cinco PADs. Durante o ano, iniciaram-se dois novos PADs, nas bacias de Campos e Espírito Santo terra, tendo sido concluídos seis. Todos os PADs concluídos resultaram em duas Declarações de Comercialidade em cada uma das seguintes bacias: Amazonas, Potiguar-terra e Recôncavo.

Entre 2016 e 2024, foram efetivadas 54 Declarações de Comercialidade. No ambiente marítimo, cinco operadoras foram responsáveis pelas 20 Declarações de Comercialidade nesse ambiente. A Petrobras liderou entre as operadoras marítimas com o maior número de Declarações de Comercialidade (11), seguida pela Karoon Brasil com quatro, Equinor Brasil e Equinor Energy, cada uma com duas, e Petro Rio Jaguar com uma. Já no ambiente terrestre, 12 operadoras foram responsáveis pelas 34 Declarações de Comercialidade

efetivas nesse ambiente. A Eneva, liderou, entre as operadoras terrestres, com nove declarações, seguida da Alvopetro e da Petrobras, cada uma com cinco, e da BGM e da Imetame com três cada uma. Na sequência, Capixaba Energia e Phoenix Óleo & Gás tiveram duas Declarações de Comercialidade efetivadas cada uma. Aguila, Níon Energia, PetroRecôncavo, Recôncavo Energia SP e Slim Drilling tiveram uma Declaração de Comercialidade cada uma. Os volumes *in place* associados às declarações do período foram estimados em 17,7 bilhões de barris de óleo e 357,3 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural.

O tempo médio entre a assinatura do contrato e a Declaração de Comercialidade, considerando todas as licitações ocorridas, inclusive a Rodada Zero, foi de 6,5 anos, sendo 9,1 anos a média para o ambiente marítimo e 5,1 anos para o ambiente terrestre.

A queda acentuada do volume de atividades exploratórias executado nos últimos anos evidencia a relevância da implementação de ações visando impulsionar o desempenho do segmento de exploração. Em 2024, duas ações regulatórias foram conduzidas pela Superintendência de Exploração. Foi dada continuidade à ação que resultará em resolução que abordará o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM) fora dos limites da área original. Adicionalmente, teve início uma nova ação regulatória, cujo objetivo é avaliar as medidas necessárias para a reformulação do PEM, considerando os avanços tecnológicos do segmento de exploração de petróleo e gás natural, os aspectos associados à descarbonização da indústria e os desafios para a melhoria do desempenho da fase de exploração. A ação regulatória tem conclusão prevista para 2026.

Com base nas informações apresentadas pelas operadoras nos Planos de Trabalho Exploratórios (PTE), para o período de 2025 a 2028, estão previstos investimentos de US\$ 2,33 bilhões na fase de exploração, sendo que US\$ 1,55 bilhão, 67% do total, estão concentrados em 2025. Ainda sobre o período 2025 a 2028, o ambiente marítimo deve absorver cerca de 94% dos recursos. Atividades relacionadas a poços permanecem liderando os investimentos com US\$ 2,02 bilhões no período, seguidas pela compra de dados não exclusivos. Entre as bacias marítimas, Santos, Campos e Pelotas lideram a previsão de investimentos. No ambiente terrestre, destacam-se as bacias do Parnaíba, Paraná e Potiguar.

Detalhando-se as previsões para o ano de 2025, dos US\$ 1,55 bilhão previstos, 95% serão investidos no ambiente marítimo, com ênfase na perfuração de oito poços *offshore* e 17 em *onshore*. Em ambiente marítimo, estão previstos poços nas bacias de Campos (5) e Santos (3) apenas. No ambiente terrestre, a previsão de perfuração de poços em 2025 está distribuída em um maior número de bacias, sendo 12 na bacia do Parnaíba, três em Potiguar, um na bacia do Amazonas e um na bacia do Espírito Santo.





# CAPÍTULO 1

## **Contratos de E&P em Fase de Exploração**





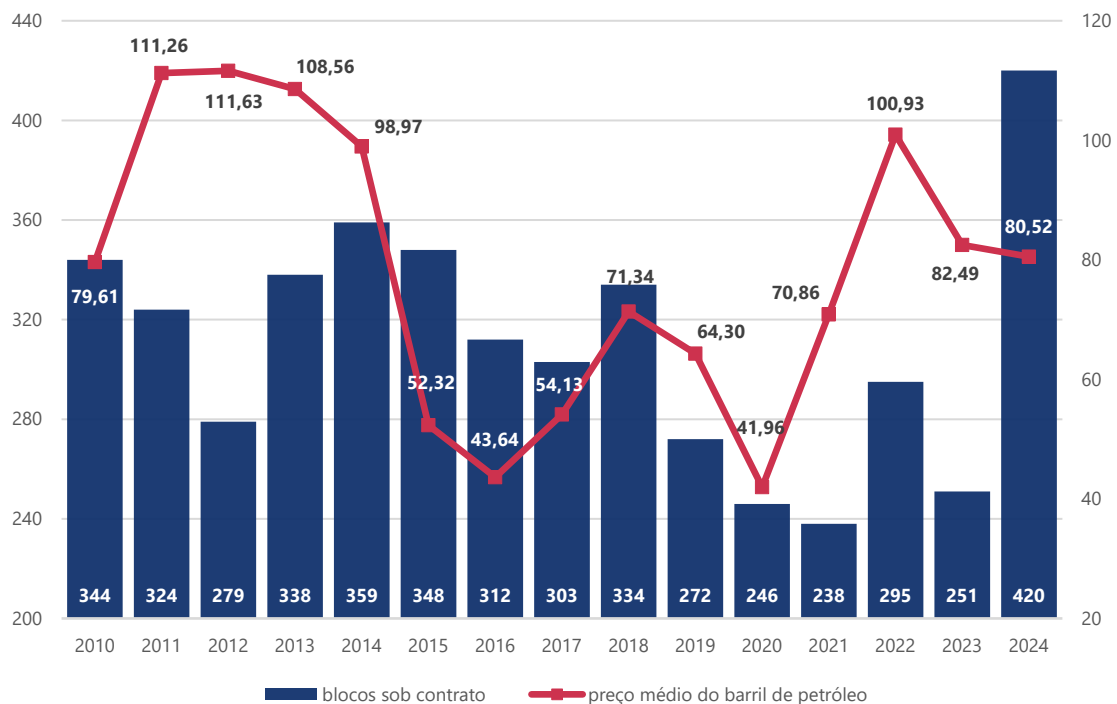
A Superintendência de Exploração (SEP) é a unidade organizacional da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que detém a competência regimental para propor a regulamentação e executar a fiscalização das atividades relativas à fase de exploração dos contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural (contratos de E&P). Esses contratos são constituídos pelas fases de exploração e de produção.

Na fase de exploração, a área contratada é denominada de bloco exploratório. A campanha empreendida pelas empresas em um bloco tem como objetivos descobrir e avaliar jazidas de petróleo e gás natural através da realização de atividades exploratórias. Uma vez que a ocorrência de hidrocarbonetos envolve incertezas, a campanha exploratória é considerada de elevado risco geológico e requer, por consequência, investimento financeiro significativo por parte das empresas.

### 1.1 Evolução do preço do petróleo e tendências na contratação de blocos

Uma das variáveis mais importantes para a decisão de uma empresa sobre a realização de investimentos no setor de óleo e gás é a cotação do barril de petróleo. O Gráfico 1.1 apresenta a evolução do preço médio do barril do petróleo entre os anos de 2010 e 2024, bem como a sua relação com o quantitativo de blocos sob contrato.

**Gráfico 1.1: Comportamento do preço médio do barril de petróleo (US\$/bbl) – Europe Brent Spot Price<sup>1</sup> – e do quantitativo de blocos sob contrato entre 2010 e 2024**



<sup>1</sup> Europe Brent Spot Price. Disponível em: [https://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_pri\\_spt\\_s1\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_a.htm), acesso em 06/08/2025.

O período entre 2010 e 2014 foi caracterizado por preços elevados do barril de petróleo, com picos superiores a US\$ 110. Apesar disso, o número de blocos sob contrato oscilou, com uma queda considerável de 344 (em 2010) para 279 (em 2012), seguida de uma recuperação até 2014, ano finalizado com 359 blocos sob contrato. Essa desconexão pode ser explicada, em parte, pela interrupção do calendário de licitações da ANP entre 2008 e 2013. Após cinco anos sem a realização de um leilão, a retomada ocorreu em maio de 2013, com a 11ª Rodada de Licitações, que resultou na assinatura de 120 contratos de concessão.

Entre 2014 e 2016, a acentuada queda no preço do petróleo – de US\$ 98,97 para US\$ 43,64 – foi acompanhada por uma redução no número de blocos sob contrato, refletindo a retração dos investimentos no setor diante de um cenário internacional adverso.

Em 2018, o preço médio do barril subiu para US\$ 71,34, sinalizando uma recuperação em relação aos anos anteriores. Nesse mesmo ano, observou-se um aumento no número de blocos sob contrato, impulsionado pela assinatura de 67 novos contratos, decorrentes das 14ª e 15ª Rodadas de Licitações e das 2ª a 5ª Rodadas de Partilha de Produção.

Já em 2020, com a pandemia de Covid-19, o preço médio do barril atingiu o menor valor da série histórica (US\$ 41,96), e o número de blocos sob contrato caiu para 246.

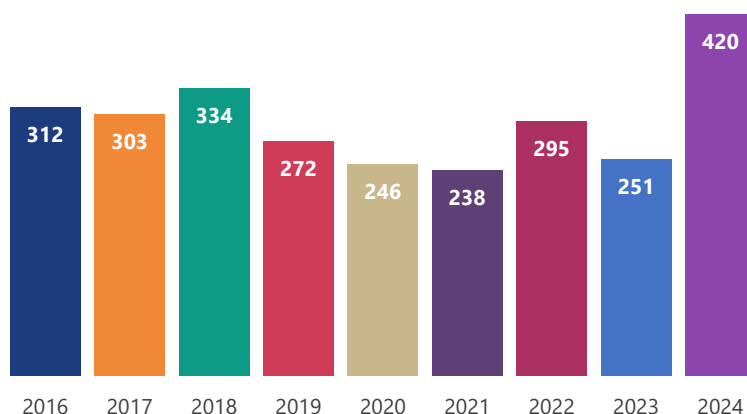
Nos anos seguintes, a cotação do barril de petróleo apresentou forte recuperação, alcançando US\$ 100,93 em 2022. Apesar de uma queda nos anos posteriores, os valores se mantiveram em patamares elevados (acima de US\$ 80). Ainda assim, foi apenas em 2024 que se observou uma resposta mais expressiva do setor, em um contexto marcado pelo sucesso do 4º Ciclo da Oferta Permanente (OPC4).

## 1.2 Panorama dos contratos de E&P em fase de exploração

O ano de 2024 foi encerrado com **420 blocos sob contrato** – o maior quantitativo já registrado desde a criação da ANP (Gráfico 1.2). Isso se deu em função da assinatura, neste ano, de um número elevado de contratos associados aos blocos arrematados nas licitações realizadas em 2023. Esse movimento representou um crescimento de 67% em relação a 2023 e resultou, pela primeira vez, na superação da marca de 400 blocos sob contrato.

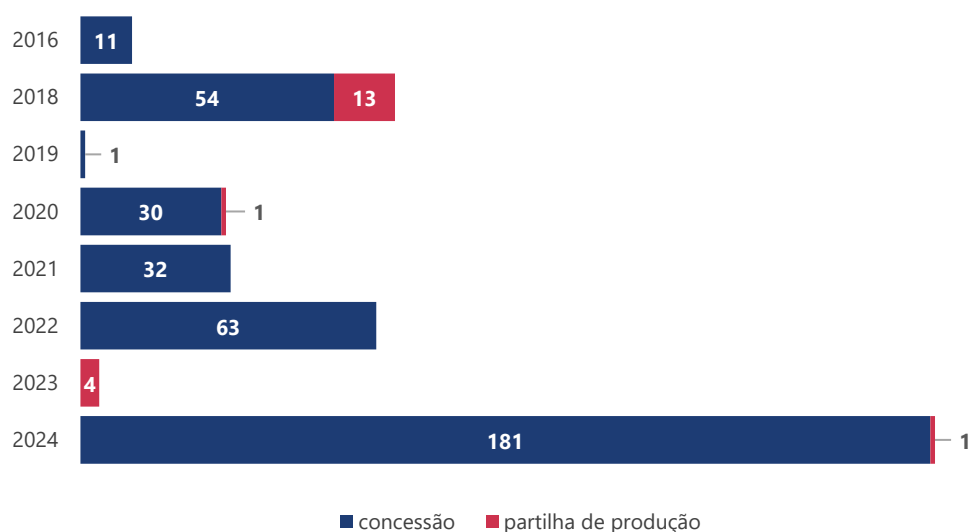
**2024 foi encerrado com o maior número de blocos sob contrato desde a criação da ANP**

Enquanto 2023 ficou marcado como um ano em que houve um elevado quantitativo de blocos devolvidos, 2024 se destacou pelo expressivo número de novos contratos assinados, sinalizando uma possível retomada do setor.

**Gráfico 1.2: Blocos sob contrato entre 2016 e 2024**

Os blocos exploratórios são ofertados nas licitações sob dois regimes contratuais distintos: o de concessão e o de partilha de produção. O regime de partilha de produção foi introduzido por ocasião da descoberta do pré-sal, sendo restrito a áreas localizadas no polígono do pré-sal e a áreas consideradas estratégicas.

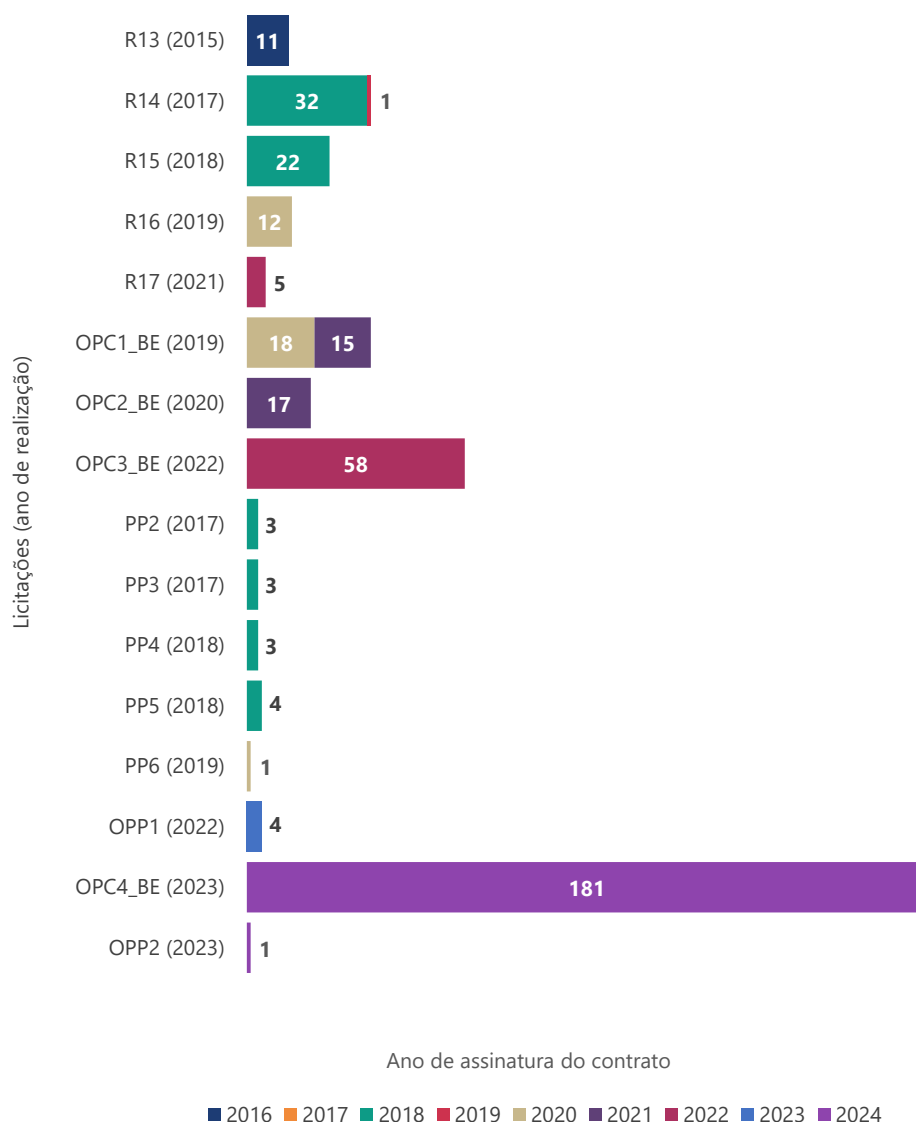
O Gráfico 1.3 apresenta os contratos assinados no período entre 2016 e 2024, segmentados por regime contratual. Em 2024, registrou-se o maior número de assinaturas de contratos desta série histórica, totalizando 182. Esse resultado superou com folga o recorde anterior de 67 contratos em 2018. Em comparação a 2023, que contou com apenas quatro contratos assinados, o crescimento foi ainda mais significativo.

**Gráfico 1.3: Contratos assinados por regime contratual entre 2016 e 2024**

Em 2023, foram realizados dois leilões: o 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão (OPC4) e o 2º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção (OPP2), os quais resultaram nos seguintes contratos assinados em 2024 (Gráfico 1.4):

- 181 contratos de concessão, oriundos da OPC4; e
- um contrato de partilha de produção, associado ao único bloco arrematado na OPP2.

**Gráfico 1.4: Contratos assinados por licitações realizadas entre 2016 e 2024<sup>2</sup>**

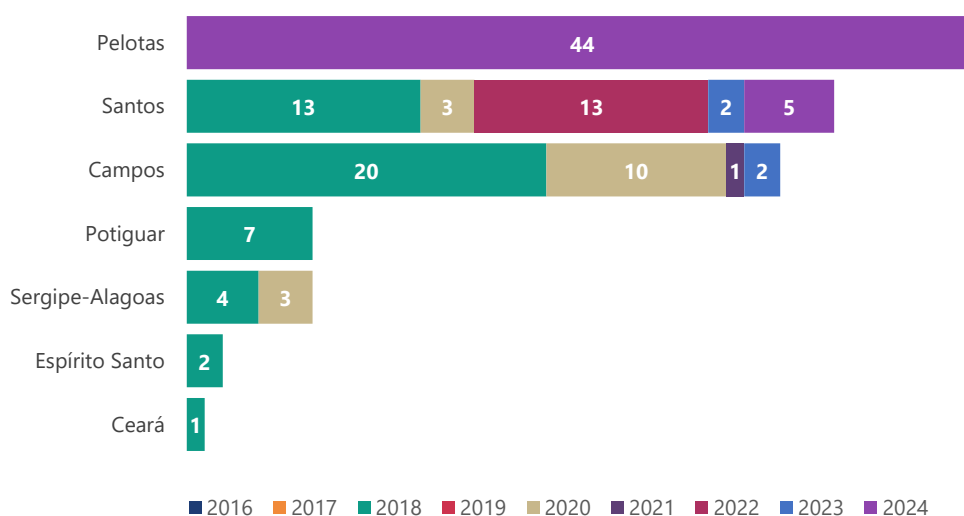


<sup>2</sup> A simbologia R, seguida de números, representa as Rodadas de Licitações do regime contratual de concessão; PP representam as licitações do regime contratual de Partilha de Produção; OPC representam os Ciclos de Oferta Permanente de Concessão; OPP representam os Ciclos de Oferta Permanente de Partilha de Produção.

No que se refere-se às **bacias marítimas**, 49 contratos foram assinados no ano de 2024 (Gráfico 1.5), destacando-se:

- 44 contratos assinados na bacia de **Pelotas** em 2024, dos quais 29 foram contratados pela Petrobras e 15 pela Chevron Brasil; e
- cinco contratos assinados na bacia de **Santos** em 2024, um sob o regime de partilha de produção, contratado pela BP Energy, e os demais sob o regime de concessão, sendo dois pela Karoon Brasil, um pela Equinor Brasil e um pela CNOOC Petroleum.

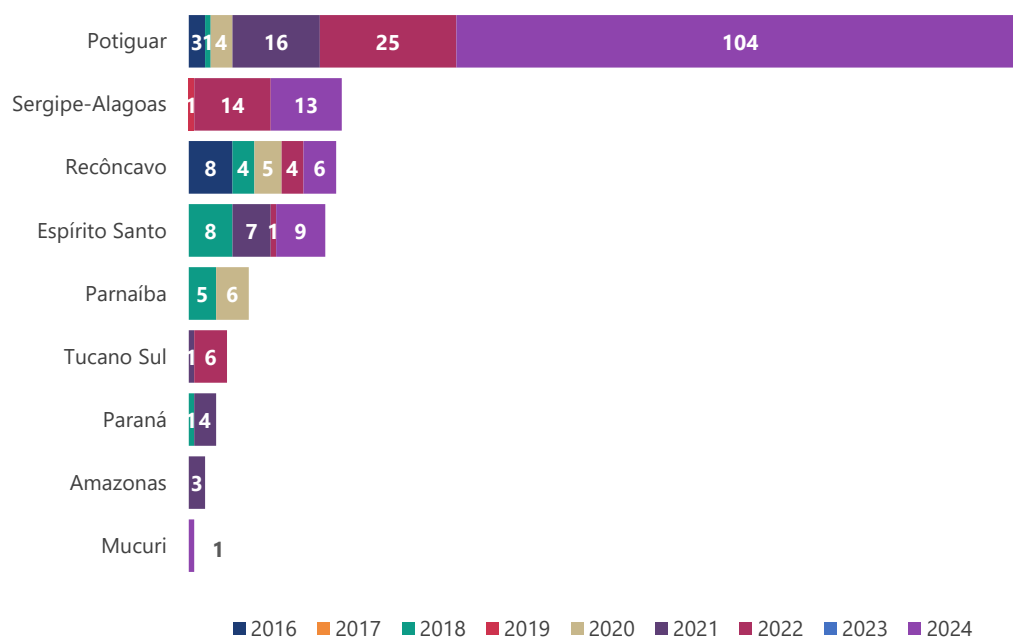
**Gráfico 1.5: Contratos assinados por bacia marítima entre 2016 e 2024**



A bacia de **Pelotas**, classificada como de fronteira exploratória, foi a bacia marítima que mais se destacou na OPC4, perfazendo quase 90% do total de contratos assinados em mar no ano de 2024. Desde 2020, não havia blocos sob contrato nessa bacia, e seu último contrato assinado datava de 2004.

Em relação às bacias terrestres, no Gráfico 1.6, observa-se:

- 104 contratos assinados na bacia Potiguar em 2024, número significativamente superior às demais bacias;
- as bacias Sergipe-Alagoas e Espírito Santo vêm em seguida, com 13 e nove contratos, respectivamente;
- pela primeira vez na série histórica, um contrato foi firmado na bacia de Mucuri; e
- a bacia Potiguar também lidera o *ranking* acumulado de contratos assinados, com um total cinco vezes maior que a bacia de Sergipe-Alagoas, segunda colocada.

**Gráfico 1.6: Contratos assinados por bacia terrestre entre 2016 e 2024**

Dos 104 contratos firmados na bacia **Potiguar** em 2024, 99 foram contratados pela operadora Elysian Petroleum, uma empresa brasileira que estreou no setor de óleo e gás na OPC4. A empresa concentrou cerca de 95% dos blocos arrematados na bacia e 44% nas bacias terrestres, destacando-se de forma expressiva já em sua primeira participação.

O desempenho da Elysian Petroleum na OPC4 foi um dos grandes marcos de 2024, ficando atrás apenas da Petrobras na Rodada Zero, quando a empresa assinou a contratação de 141 blocos.

Além disso, os blocos adquiridos pela empresa foram concentrados na bacia Potiguar, revelando uma estratégia focada em uma única região.

O quantitativo de blocos sob contrato ao final de 2024 é o resultado do balanço entre o número de contratos assinados e o número de blocos devolvidos no ano. Nesse contexto, tendo em vista o expressivo quantitativo de contratos assinados (182), e, considerando o número reduzido de blocos devolvidos (13), explica-se o aumento de 169 blocos entre 2023 e 2024.

Dos 13 blocos devolvidos em 2024, destaca-se que:

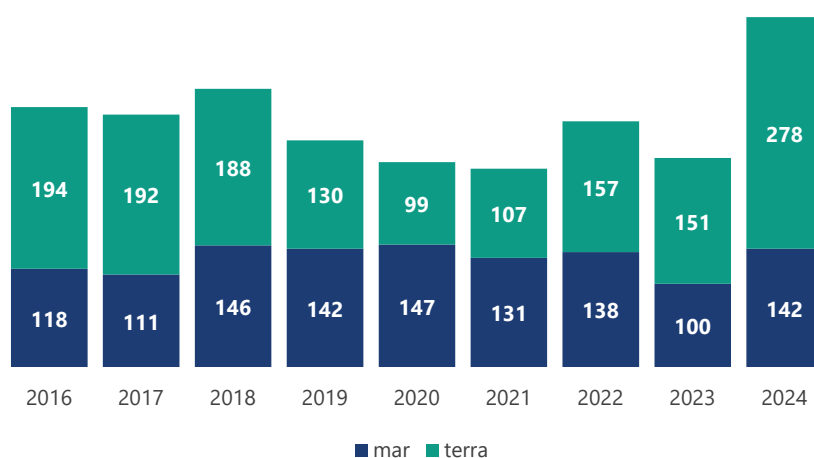
- ◆ dois resultaram em sucesso exploratório, isto é, em efetivação da Declaração de Comercialidade, com a passagem do contrato para a fase de produção;
- ◆ oito cumpriram integralmente o Programa Exploratório Mínimo (PEM) compromissado nos contratos;
- ◆ dois cumpriram parcialmente o PEM compromissado e tiveram a garantia financeira executada; e
- ◆ um contrato foi rescindido pelo descumprimento do PEM consubstanciado pela ausência de renovação da garantia financeira.

### 1.3 Distribuição dos blocos sob contrato por ambiente

Ao observar o quantitativo de blocos sob contrato por ambiente (Gráfico 1.7), verifica-se que o ambiente terrestre permaneceu na liderança no ano de 2024, o que ocorre desde 2022. Ao final de 2024, havia:

- 278 blocos sob contrato em ambiente terrestre, quase o dobro do ambiente marítimo; e
- 142 blocos sob contrato no ambiente marítimo.

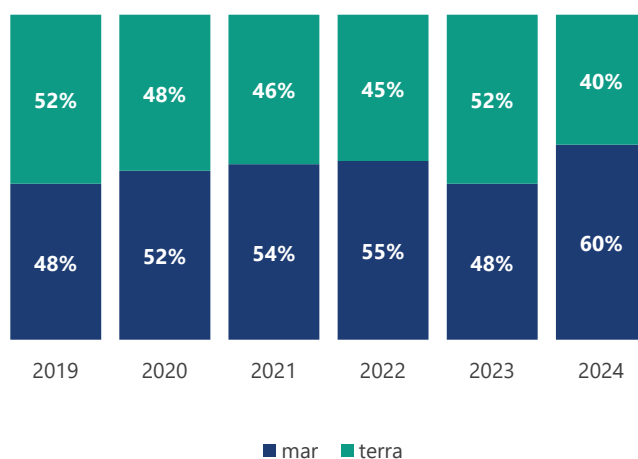
**Gráfico 1.7: Blocos sob contratos por ambiente entre 2016 e 2024**



Embora o quantitativo de blocos em terra tenha sido significativamente superior ao de blocos em mar, este último ambiente destacou-se no ano de 2024 em relação à área contratada (Gráfico 1.8):

- o ambiente marítimo detinha 60% da área contratada (107 mil Km<sup>2</sup>); e
- o ambiente terrestre contava com 40% da área contratada (72,7 mil Km<sup>2</sup>).

**Gráfico 1.8: Áreas sob contrato entre 2019 e 2024**





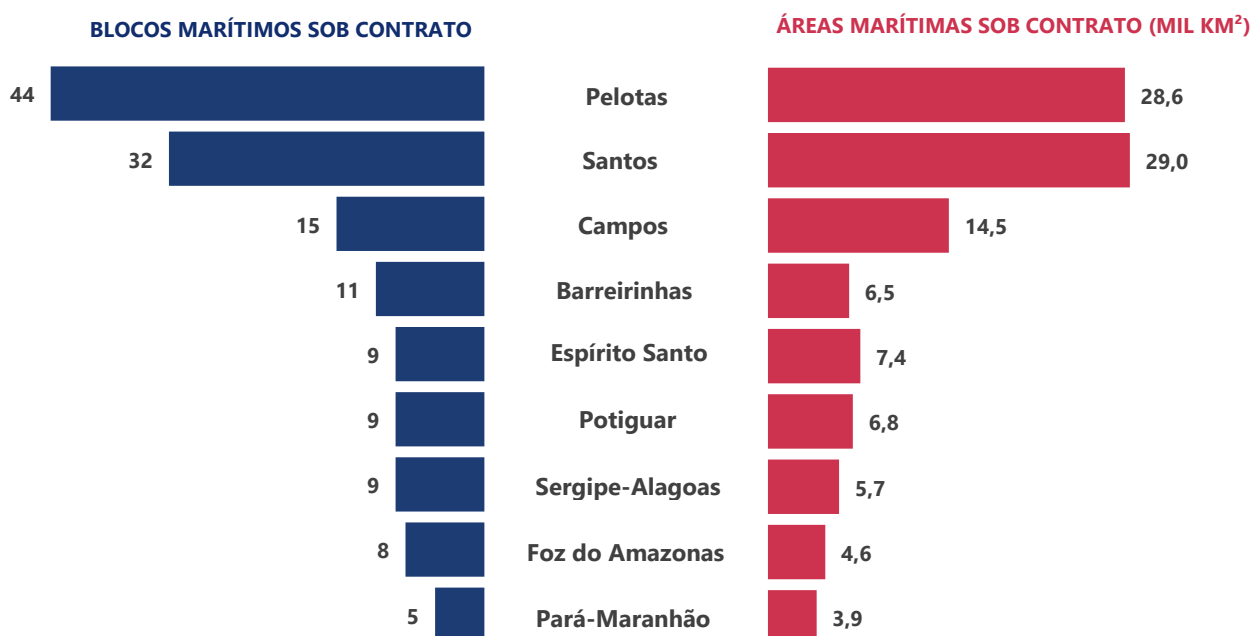
## 1.4 Distribuição dos blocos sob contrato por bacia

O quantitativo de blocos por bacia marítima e respectiva área sob contrato ao final de 2024 pode ser observado no Gráfico 1.9, do qual se evidencia:

- ◆ Pelotas, com a contratação expressiva em 2024, finalizou o ano com o maior quantitativo de blocos sob contrato (44) e a segunda maior área marítima contratada, 28,6 mil km<sup>2</sup>;
- ◆ a bacia de Santos finalizou o ano com o segundo maior número de blocos sob contrato (32) e com a maior área contratada, 29 mil km<sup>2</sup>; e
- ◆ a bacia de Campos, com 15 blocos sob contrato, totalizou uma área contratada de 14,5 mil km<sup>2</sup>.

***A bacia de Pelotas tornou-se a bacia marítima com o maior número de blocos sob contrato no ano de 2024***

Gráfico 1.9: Blocos e áreas sob contrato por bacia marítima ao final de 2024



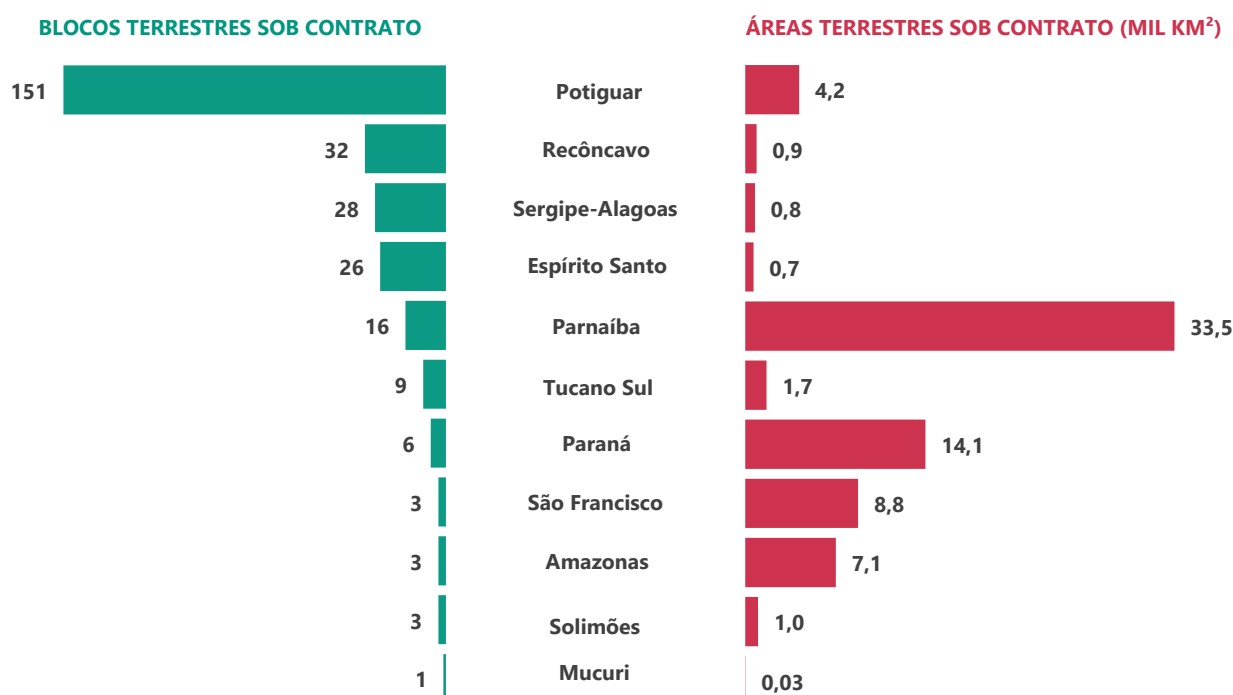
Sobre a distribuição de blocos por bacias terrestres e respectiva área sob contrato ao final de 2024, o Gráfico 1.10 aponta que:

- ◆ embora a bacia Potiguar tenha finalizado 2024 com o maior número de blocos sob contrato (151), sua área corresponde a apenas 4,2 mil Km<sup>2</sup>;
- ◆ a segunda bacia em número de blocos sob contrato foi a do Recôncavo (32), cuja área de 0,9 mil Km<sup>2</sup> também é muito reduzida; e

- a bacia do Parnaíba apresenta a maior área sob contrato (33,5 mil Km<sup>2</sup>), com um total de 16 blocos.

### Cerca de 55% dos blocos sob contrato em bacias terrestres localizavam-se na bacia Potiguar em 2024

Gráfico 1.10: Blocos e áreas sob contrato por bacia terrestre ao final de 2024



Em termos de área sob contrato, é possível observar que as maiores extensões correspondem às bacias de **fronteira exploratória**: Parnaíba (33,5 mil km<sup>2</sup>), Paraná (14,1 mil km<sup>2</sup>) e São Francisco (8,8 mil km<sup>2</sup>).

Essa distribuição reforça uma característica do setor: os blocos localizados em bacias terrestres de fronteira exploratória tendem a ter áreas significativamente maiores do que aqueles situados em bacias maduras, onde os blocos geralmente são menores. Isso ocorre porque, em regiões pouco exploradas e com maior incerteza geológica, é comum ofertar blocos com maiores áreas.

Na Figura 1.1 é possível observar a distribuição de blocos sob contrato no território brasileiro. Foram destacadas algumas bacias para permitir uma melhor visualização dos blocos.

Figura 1.1: Distribuição dos blocos sob contrato por localização geográfica ao final de 2024



As bacias marítimas foram agrupadas com base em dois critérios: localização geográfica e modelos exploratórios das áreas em que se inserem. Da Tabela 1.1, ao analisar os blocos com foco no modelo exploratório, ressalta-se:

- dos 142 blocos marítimos sob contrato, 115 eram classificados como de fronteira exploratória, totalizando 80,5 mil km<sup>2</sup> de área; e
- 27 blocos marítimos eram classificados como de elevado potencial, somando 26,5 mil Km<sup>2</sup>.

**Tabela 1.1: Blocos sob contrato por bacias marítimas agrupadas ao final de 2024**

Ambiente	Localização Geográfica	Modelo Exploratório	nº de blocos sob contrato	Área sob contrato (mil km <sup>2</sup> )
mar	margem equatorial	fronteira exploratória	34	23,5
	margem leste	fronteira exploratória	81	57,0
		elevado potencial	27	26,5

Os blocos associados aos contratos assinados nas bacias de Pelotas e Santos em 2024, somados aos blocos da margem equatorial, também classificados como **fronteira exploratória**, fizeram com que os blocos marítimos cujas áreas estão inseridas nesse modelo exploratório atingissem um quantitativo bastante significativo e importante no contexto da necessidade de descobertas de novas reservas.

Já as bacias terrestres, foram agrupadas com base apenas no critério modelo exploratório das áreas em que se inserem. Da Tabela 1.2, nota-se:

- 40 blocos terrestres classificados como de fronteira exploratória, apresentavam área de 66,1 mil km<sup>2</sup>; e
- embora as bacias maduras terrestres totalizassem o maior quantitativo de blocos sob contrato (238), tais bacias somadas apresentavam a menor área contratada, apenas 6,6 mil Km<sup>2</sup>.

**Tabela 1.2: Blocos sob contrato por bacias terrestres agrupadas ao final de 2024**

Ambiente	Modelo Exploratório	nº de blocos sob contrato	Área sob contrato (mil km <sup>2</sup> )
terra	fronteira exploratória	40	66,1
	madura	238	6,6

Ainda sobre as Tabelas 1.1 e 1.2, cabe ressaltar que 146,6 mil km<sup>2</sup> áreas contratadas estão concentradas em bacias marítimas e terrestres de fronteira exploratória, ou seja, cerca de 82% das áreas contratadas, o que evidencia o vasto potencial ainda inexplorado no Brasil. Por outro lado, a área total sob contrato ao final de 2024, 179,6 mil km<sup>2</sup>, representava apenas 2,5% da área total das bacias sedimentares brasileiras.

Apesar disso, houve um avanço significativo na contratação de novas áreas no ano de 2024, em razão da OPC4, sendo 48 novos blocos contratados em áreas de fronteira exploratória. Esse movimento é crucial para garantir a reposição das reservas de hidrocarbonetos brasileiras, especialmente diante das projeções do Plano Decenal de

Expansão de Energia 2032<sup>3</sup>, que apontam para um declínio da produção de petróleo no Brasil a partir de 2030.

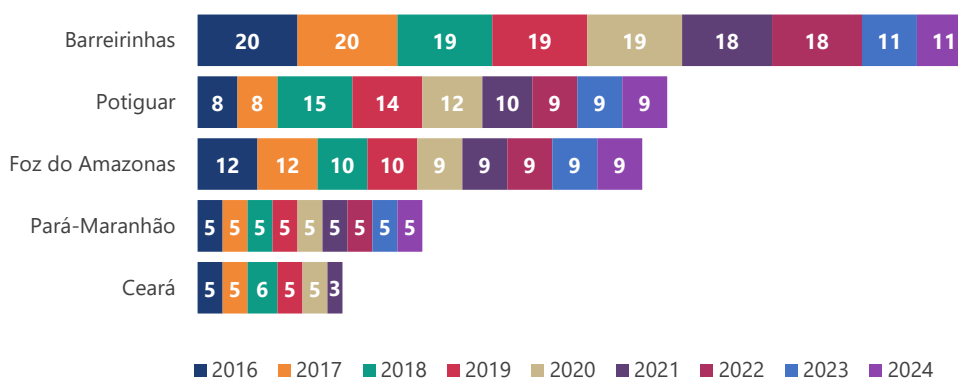
Por outro lado, o Relatório Neutralidade de Carbono até 2050: cenários para uma transição eficiente no Brasil<sup>4</sup> indica que a demanda por energia primária continuará em trajetória de crescimento, ultrapassando 400 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) até 2050 – o que representa uma taxa média de expansão anual de 1,5%.

Sob a perspectiva da transição energética, embora se projete uma redução gradual da participação de óleo e gás na matriz energética brasileira, essas fontes fósseis continuarão desempenhando um papel estratégico nas próximas décadas, ao menos até 2050. Serão fundamentais para garantir a segurança e a estabilidade do suprimento energético durante o processo de transformação do setor. Além disso, serão também uma importante fonte de receita para financiar os investimentos necessários à transição para uma matriz mais limpa e sustentável.

O Gráfico 1.11 apresenta a evolução do número de blocos sob contrato nas bacias marítimas da **margem equatorial** ao longo dos últimos nove anos. Abaixo, destacam-se os dados mais recentes, referentes ao final de 2024:

- ◆ 34 blocos sob contrato nas bacias da margem equatorial, o mesmo quantitativo de 2023;
- ◆ Barreirinhas seguiu sendo a bacia com o maior número de contratos (11);
- ◆ Potiguar e Foz do Amazonas vêm logo atrás, com nove blocos cada; e
- ◆ a bacia do Ceará não apresenta blocos sob contrato desde 2022.

**Gráfico 1.11: Blocos sob contrato nas bacias marítimas da margem equatorial ao final de cada ano entre 2016 e 2024**



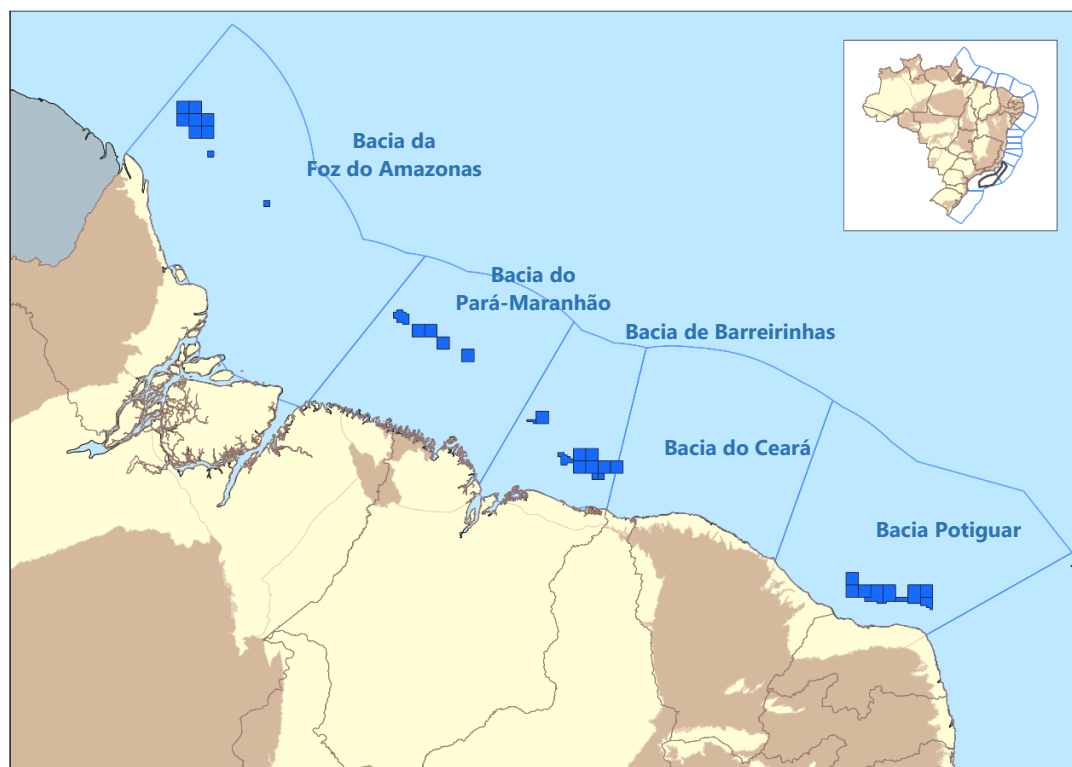
<sup>3</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (EPE, 2022). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>, acesso em 06/08/2025.

<sup>4</sup> BELLO, André et al. Neutralidade de Carbono até 2050: Cenários para uma transição eficiente no Brasil (CEBRI, BID, EPE e Cenergia, fevereiro 2023). Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-726/PTE\\_RelatorioFinal\\_PT\\_Digital\\_.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-726/PTE_RelatorioFinal_PT_Digital_.pdf), acesso em 06/08/2025.

As licitações que ocorreram em 2023, OPC4 e OPP2, e que resultaram nos contratos assinados em 2024, não ofertaram blocos nas bacias da margem equatorial. Esse fator contribui diretamente para a manutenção do número de blocos contratados nessa região, que permaneceu inalterado em relação a 2023.

Na Figura 1.2, é possível observar a localização geográfica dos blocos sob contrato na margem equatorial ao final de 2024.

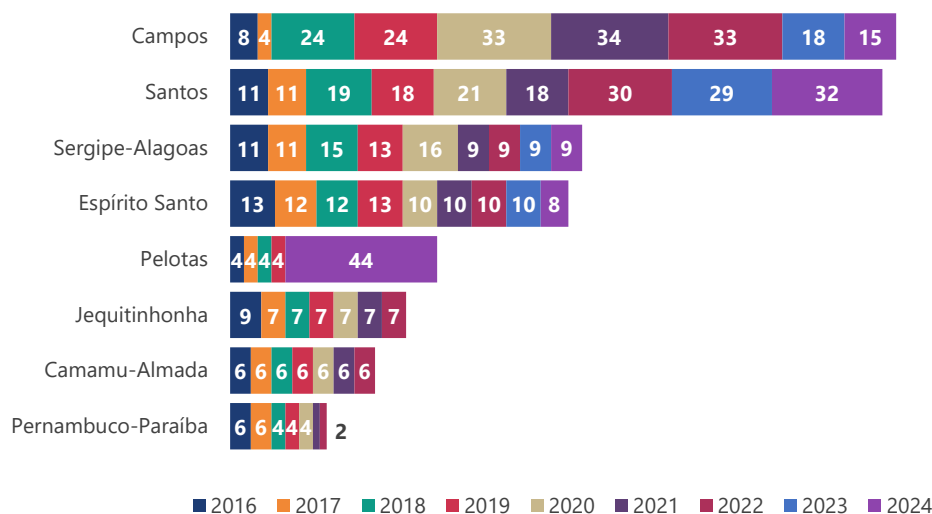
**Figura 1.2: Blocos sob contrato na margem equatorial ao final de 2024**



Em relação ao número de blocos sob contrato nas bacias marítimas da **margem leste** ao final dos anos da série histórica, é possível observar no Gráfico 1.12:

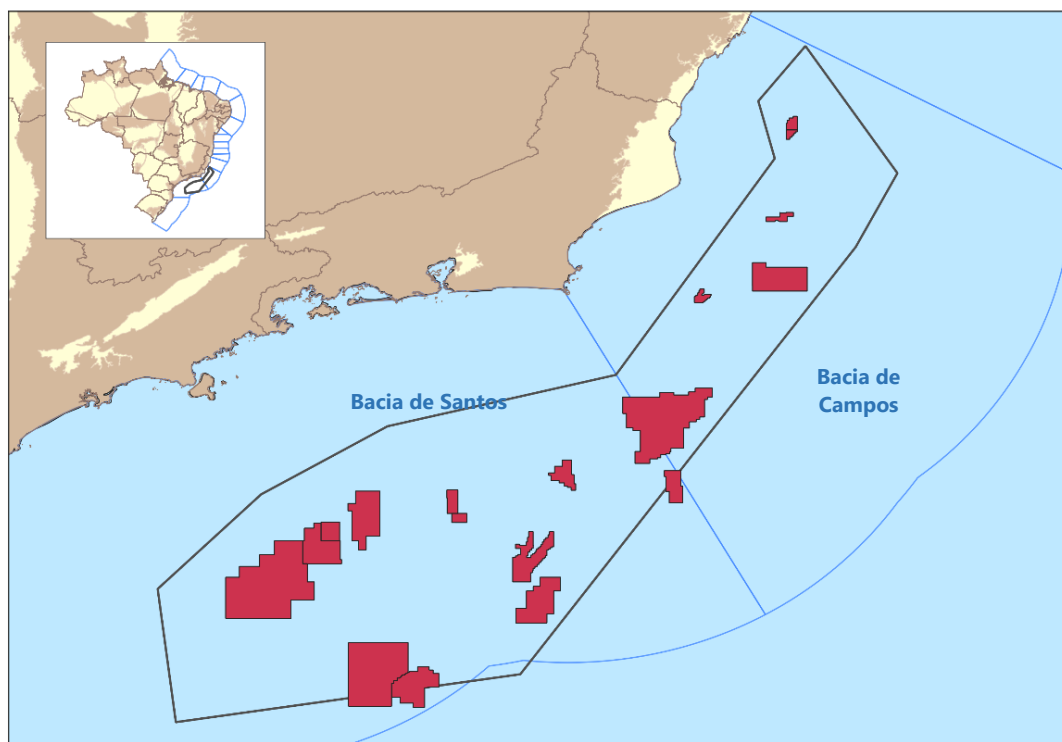
- ◆ o expressivo número de blocos sob contrato na bacia de Pelotas ao final de 2024 (44), sendo que, antes de 2024, Pelotas havia contabilizado blocos sob contrato pela última vez em 2019;
- ◆ Pelotas superou os números alcançados pelas bacias de Santos (32) e Campos (15), bacias historicamente com maior número de blocos contratados;
- ◆ 32 blocos na bacia de Santos ao final de 2024, número ligeiramente superior ao ano de 2023, sendo que, em 2024, a bacia somou mais cinco blocos, quatro oriundos da OPC4 e um da OPP2, e teve dois blocos devolvidos; e
- ◆ 15 blocos na bacia de Campos ao final de 2024, que, devido aos três blocos devolvidos no ano e a ausência de contratação de novos blocos, contabilizou um número menor do que em 2023.

**Gráfico 1.12: Blocos sob contrato nas bacias marítimas da margem leste ao final de cada ano entre 2016 e 2024**



O polígono do **pré-sal** está localizado nas bacias de Campos e Santos, conforme Figura 1.3, na qual se observa a localização de 18 blocos ao final de 2024, sendo 13 deles associados aos contratos de partilha de produção e cinco aos contratos de concessão. Em 2024, houve um bloco devolvido e um contratado no polígono, ambos na bacia de **Santos**, o que fez com que o número de blocos localizados no polígono ao final de 2024 permanecesse igual ao do ano de 2023.

**Figura 1.3: Blocos no polígono do pré-sal**

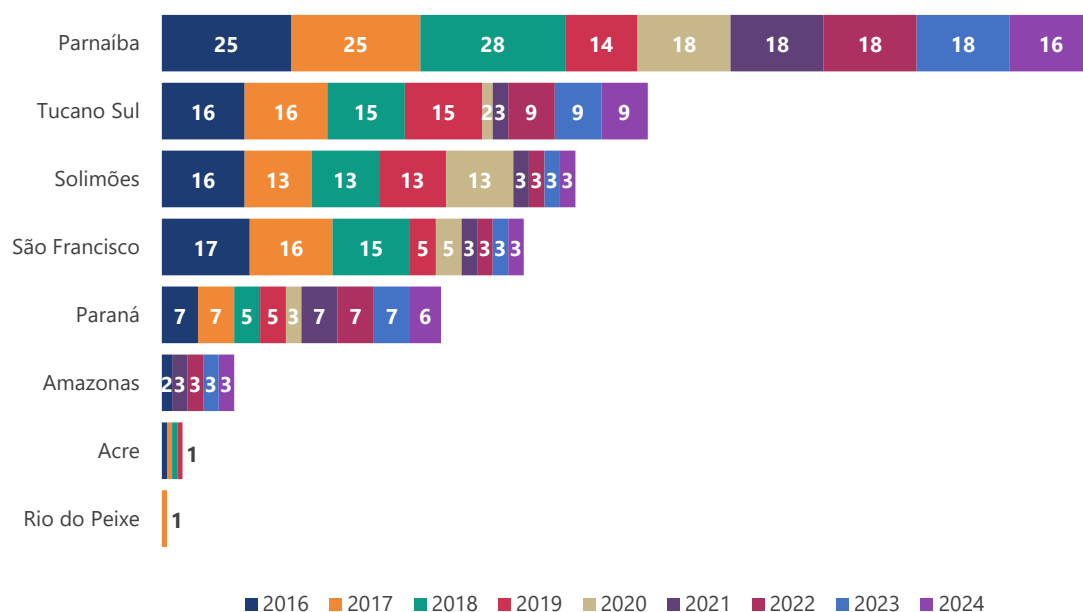




No Gráfico 1.13, que se refere ao número de blocos sob contrato nas bacias terrestres de **fronteira exploratória** ao final dos anos da série histórica, observa-se:

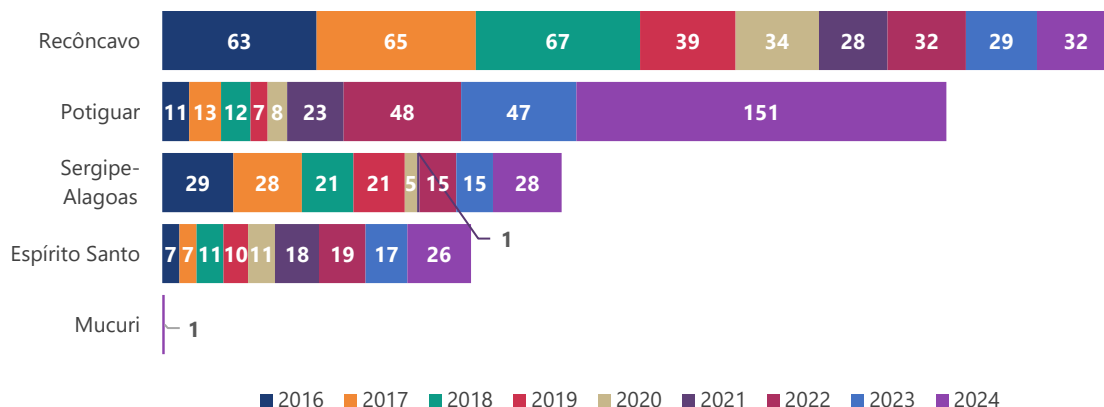
- a manutenção da liderança da bacia do Parnaíba ao final de 2024, com 16 blocos sob contrato, mesmo com a devolução de dois blocos nesse ano;
- Tucano Sul permaneceu em segundo lugar com nove blocos, seguida das bacias do Paraná (6), Amazonas (3), São Francisco (3) e Solimões (3).

**Gráfico 1.13: Blocos sob contrato nas bacias de fronteira exploratória terrestre ao final de cada ano entre 2016 e 2024**



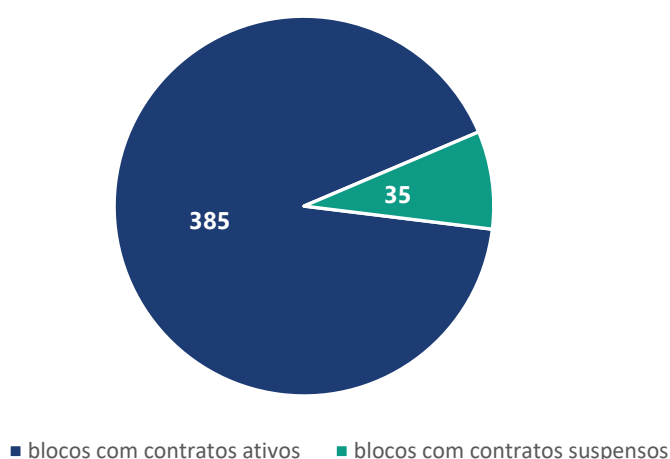
O Gráfico 1.14 traz o quantitativo de blocos sob contrato nas bacias terrestres **maduras** ao final dos últimos nove anos, onde é possível destacar:

- a bacia Potiguar teve um aumento de 104 blocos em entre 2023 e 2024, saltando de 47 para 151 blocos sob contrato, mantendo-se na liderança entre as bacias maduras;
- a bacia do Recôncavo permaneceu como segunda em número de blocos (32);
- as bacias de Sergipe-Alagoas e Espírito Santo também aumentaram consideravelmente o número de blocos sob contrato na comparação entre os anos de 2023 e 2024, isto é, 87% e 53% de aumento, respectivamente; e
- a bacia de Mucuri, com um bloco sob contrato ao final de 2024, apareceu pela primeira vez na série histórica.

**Gráfico 1.14: Blocos sob contrato nas bacias terrestres maduras ao final de cada ano entre 2016 e 2024**

### 1.5 Distribuição dos blocos sob contrato por situação contratual

Ao final de 2024, 385 blocos sob contrato encontravam-se ativos (92%), enquanto 35 suspensos (8%), Gráfico 1.15. A título de comparação, em 2023, havia 85% de contratos ativos e 15% de contratos suspensos. Esse resultado em grande parte é fruto do quantitativo relevante de novos contratos assinados em 2024, que fez com que o percentual de 15% de contratos suspensos, diminuísse para 8% em 2024. Consequentemente, o aumento do número de contratos ativos de 213 em 2023 para 385 em 2024 fez com que aumentasse também o percentual de contratos ativos em 2024, passando de 85% para 92%.

**Gráfico 1.15: Situação dos blocos sob contrato ao final de 2024**

Na Figura 1.4, é possível observar a localização geográfica dos blocos sob contrato suspenso ao final de 2024.

**Figura 1.4: Localização geográfica dos blocos sob contrato suspensos ao final de 2024**

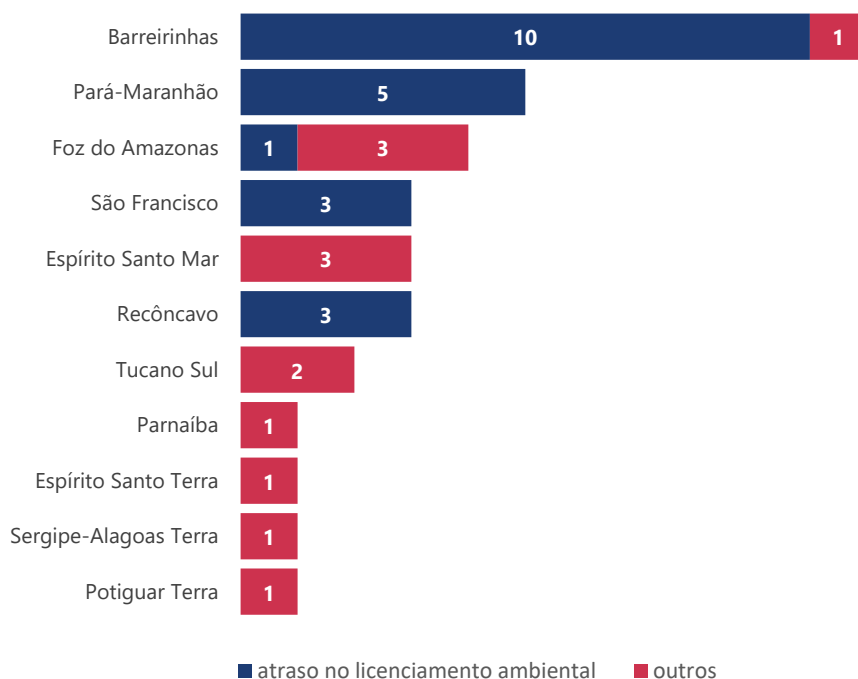


No Gráfico 1.16 é possível observar a distribuição dos blocos sob contrato **suspenso** por bacias em 31/12/2024, ressaltando-se:

- ◆ a maior parte dos contratos suspensos estavam localizados em bacias de fronteira exploratória;
- ◆ os contratos suspensos em mar estavam concentrados na margem equatorial, enquanto em terra a distribuição era mais heterogênea;
- ◆ dos 35 blocos sob contrato suspenso, 11 estavam localizados na bacia de Barreirinhas;
- ◆ Pará-Maranhão apresentava o segundo maior número de blocos sob contrato suspenso (5), seguida da Foz do Amazonas (4); e
- ◆ ao final de 2024, todos os blocos da bacia de Barreirinhas e Pará-Maranhão, ambas bacias da margem equatorial, estavam suspensos, assim como em 2023.

## **Todos os contratos de Barreirinhas e Pará-Maranhão estavam suspensos ao fim de 2024**

**Gráfico 1.16: Blocos sob contrato suspenso por bacia ao final de 2024**



Ainda sobre o Gráfico 1.16, o **atraso no licenciamento ambiental** motivou a suspensão da maioria dos contratos (22). Dos demais, 10 estavam suspensos devido ao fato de terem aderido à Resolução de Diretoria nº 511/2023<sup>5</sup> e três em razão de pleitos em andamento.

Em relação os blocos que estavam suspensos ao final de 2024, na Tabela 1.3 é possível verificar os contratos que foram suspensos em 2024 – que foram somados aos contratos que já se encontravam suspensos em 2023 –, bem como aqueles contratos que em 2024 deixaram de ser contabilizados como suspensos, seja porque foram extintos ou porque voltaram à condição de ativos. Em 2024, não houve contrato que deixou de estar suspenso porque teve a licença ambiental emitida, reforçando que o licenciamento ambiental continua sendo um entrave.

<sup>5</sup> Possibilitou a suspensão dos contratos de concessão na fase exploração, motivada pela aprovação do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023/SEP/ANP-RJ, com o objetivo de permitir que contratos com data de vencimento até dezembro de 2024 pudessem usufruir da futura Resolução sobre cumprimento do PEM fora da área de concessão.

**Tabela 1.3: Quantitativo de blocos cujos contratos foram suspensos em 2024 e de blocos cujos contratos deixaram de estar suspensos ao final de 2024**

Situação	Motivação	nº de blocos sob contrato	Bacia (nº de blocos)
Blocos cujos contratos foram suspensos em 2024	Resolução de Diretoria nº 511/2023	1	Espírito Santo mar (1)
	Pleito em andamento	3	Espírito Santo terra (1) Foz do Amazonas (1) Sergipe-Alagoas terra (1)
Blocos cujos contratos saíram da suspensão em 2024	Reativação dos contratos em função da extinção do Mandado de Segurança	6	Recôncavo (6)
	Extinção do contrato	1	Recôncavo (1)

A suspensão por **atraso no licenciamento ambiental** permaneceu sendo o maior gargalo, principalmente na **margem equatorial**, que concentrava 20 blocos sob contrato suspenso. O longo tempo de suspensão dos contratos é um aspecto que adiciona imprevisibilidade à fase de exploração e à eventual apropriação de reservas ao país.

Ao observar a situação dos blocos sob contrato por etapa (Tabela 1.4), verificou-se que:

- cerca de 92% dos blocos sob contrato encontravam-se na etapa de PEM (388 blocos);
- 8% estavam na etapa do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (PAD), isto é, 32 blocos; e
- dos 35 blocos sob contrato que estavam suspensos, 74% encontravam-se na etapa de PEM, sendo um no período único, 17 no 1º período exploratório e oito no 2º período.

**Tabela 1.4: Situação dos blocos sob contrato por etapa ao final de 2024**

Etapa	Mar		Terra		Total
	Ativos	Suspensos	Ativos	Suspensos	
PEM - período único	100	-	245	1	346
PEM - 1º período	5	16	9	1	31
PEM - 2º período	2	4	1	4	11
PAD	12	3	11	6	32
<b>Total</b>	<b>119</b>	<b>23</b>	<b>266</b>	<b>12</b>	<b>420</b>

## 1.6 Distribuição dos blocos sob contrato por operadora

Conforme abordado na seção 1.2, ao final de 2024 havia 142 blocos sob contrato em mar, operados por 18 empresas (Tabela 1.5). A distribuição revela um cenário diversificado, com os seguintes destaques:

- 12 operadoras estrangeiras concentravam 72 blocos, que totalizavam uma área de aproximadamente 55 mil km<sup>2</sup>;
- seis operadoras nacionais eram responsáveis por 70 blocos, com uma área total de cerca de 52 mil km<sup>2</sup>;
- a Petrobras detinha a operação de 61 blocos, ou seja, 43% dos blocos marítimos sob contrato em uma área de aproximadamente 49 mil km<sup>2</sup>, liderando o quantitativo de blocos tanto no regime de concessão como no de partilha de produção;
- a Shell finalizou 2024 como a segunda maior operadora, com 23 blocos sob contrato; e
- a Chevron, alcançou o terceiro lugar entre as operadoras marítimas, com a contratação de 15 blocos na bacia de Pelotas em 2024.

**Tabela 1.5: Operadoras dos blocos marítimos ao final de 2024**

Operadora	País de origem	Blocos marítimos		Área contratada (Km <sup>2</sup> )
		Concessão	Partilha	
Petrobras	Brasil	53	8	49.045
Shell Brasil	Reino Unido	22	1	14.706
Chevron Brasil Óleo	Estados Unidos	15	-	9.951
ExxonMobil Brasil	Estados Unidos	13	1	10.026
BP Energy	Reino Unido	1	3	6.128
Enauta Energia	Brasil	3	-	2.305
Murphy Brasil	Estados Unidos	3	-	3.133
TotalEnergies EP	França	3	-	3.872
Karoon Brasil	Austrália	3	-	1.550
CNOOC Petroleum	China	2	-	1.405
Petronas	Malásia	2	-	1.409
Petro Rio Coral	Brasil	2	-	384
Petro Rio Jaguar	Brasil	2	-	186

Operadora	País de origem	Blocos marítimos		Área contratada (Km²)
		Concessão	Partilha	
Equinor Brasil	Noruega	1	-	1.768
Repsol	Espanha	1	-	720
BW Maromba	Noruega	1	-	208
Brava Energia S.A	Brasil	1	-	192
3R Petroleum Off	Brasil	1	-	27
<b>Total</b>	-	<b>129</b>	<b>13</b>	<b>107.012</b>

Comparando as operadoras com maior número de blocos sob contrato nos anos de 2024 e 2023, Tabela 1.6, pode-se notar:

- a Petrobras permaneceu em destaque em 2024, passando a operar 25 blocos a mais do que em 2023;
- a Shell manteve a segunda colocação; e
- a Chevron assumiu a terceira posição, passando de um bloco em 2023 para 15 em 2024.

**Tabela 1.6: *Ranking* das maiores operadoras em ambiente marítimo ao final dos anos de 2023 e 2024**

Ranking	Operadora (nº de blocos)	
	2023	2024
1º	Petrobras (36)	Petrobras (61)
2º	Shell Brasil (24)	Shell Brasil (23)
3º	ExxonMobil Brasil (14)	Chevron Brasil Óleo (15)
4º	BP Energy (3) *	ExxonMobil Brasil (14)
5º	Enauta/ Murphy/ TotalEnergies (3) **	BP Energy (4)

\*dois dos três blocos eram em contratos de partilha da produção

\*\*três blocos contratados no regime de concessão

A atuação da Chevron em 2024 foi um dos fatores relevantes para a elevação do número de blocos sob contrato no ambiente marítimo. Após anos de participação discreta na fase de exploração, a empresa ampliou significativamente sua presença no país. A contratação de 15 novos blocos na bacia de Pelotas evidenciou seu interesse estratégico por áreas brasileiras ainda pouco exploradas.

No ambiente terrestre, ao final de 2024, havia 278 de blocos sob contrato, os quais eram operados pelas 28 empresas listadas na Tabela 1.7, da qual se destaca:



- 23 operadoras nacionais operavam 229 blocos, cerca de 82% dos blocos, com área total de aproximadamente 70,3 mil km<sup>2</sup>;
- cinco operadoras estrangeiras detinham 49 blocos com área total de aproximadamente 2,3 mil km<sup>2</sup>;
- a Elysian Petroleum liderou com o maior número de blocos sob contrato (122), todos contratados em 2024, ainda que a área contratada representasse apenas 4,7% da área total dos blocos terrestres sob contrato;
- a Eneva, que operava 22 blocos localizados em bacias de fronteira exploratória, com a maior área terrestre sob contrato, 49,8 mil km<sup>2</sup>, o que correspondia a cerca de 69% da área terrestre contratada;
- a saída da Petrobras do ambiente *onshore* em 2024, com a devolução do seu único bloco na bacia do Paraná.

***Ao final de 2024, Petrobras e Eneva possuíam cada uma quase 50 mil km<sup>2</sup> de área sob contrato nos ambientes nos quais operavam***

**Tabela 1.7: Operadoras dos blocos terrestres ao final de 2024**

Operadora	País de origem	Blocos terrestres	Área contratada (Km <sup>2</sup> )
Elysian Petroleum	Brasil	122	3.414
Petro-Victory	Estados Unidos	34	966
Imetame	Brasil	23	9.246
Eneva	Brasil	22	49.889
Origem	Brasil	18	1.106
3R RNCE	Brasil	6	211
TOG Brasil	Panamá	6	186
Geopark Brasil	Bermudas	5	156
Petroil	Brasil	5	131
3R Potiguar	Brasil	3	87
BGM	Brasil	3	80
Petroborn	Brasil	3	245

Operadora	País de origem	Blocos terrestres	Área contratada (Km <sup>2</sup> )
Rosneft	Rússia	3	1.016
SPE Tiêta	Brasil	3	74
Capixaba Energia	Brasil	2	30
Níon Energia	Brasil	2	37
NTF	Brasil	2	67
PERBRAS	Brasil	2	63
PetroRecôncavo	Brasil	2	56
Phoenix Óleo & Gás	Brasil	2	44
Ubuntu	Brasil	2	2.519
Vultur Oil	Brasil	2	24
Alvopetro	Canadá	1	12
Cemes	Brasil	1	2.918
Guindastes Brasil	Brasil	1	32
Potiguar E&P S.A.	Brasil	1	14
Recôncavo Energia	Brasil	1	22
Vipetro	Brasil	1	30
<b>Total</b>	-	<b>278</b>	<b>72.675</b>

Ao comparar o *ranking* das operadoras em 2024 e 2023, observa-se que a Imetame manteve a sua posição, permanecendo em terceiro lugar (Tabela 1.8), evidenciando-se também:

- a Elysian Petroleum, que apareceu pela primeira vez, já assumindo a liderança, com os 122 blocos contratados no ano;
- a Petro-Victory manteve o mesmo quantitativo de blocos (34) em relação ao ano de 2023, deslocando-se para a segunda posição;
- a Eneva, que ocupava a vice-liderança em 2023, terminou o ano de 2024 em quarto lugar com 22 blocos sob contrato.

**Tabela 1.8: *Ranking* das maiores operadoras em ambiente terrestre ao final dos anos de 2023 e 2024**

<i>Ranking</i>	Operadora (nº blocos)	
	2023	2024
1º	Petro-Victory (34)	Elysian Petroleum (122)
2º	Eneva (24)	Petro-Victory (34)
3º	Imetame (19)	Imetame (23)
4º	Origem (18)	Eneva (22)
5º	3R Areia Branca (6)	Origem (18)



# CAPÍTULO 2

## **Atividades Exploratórias**



Os contratos de E&P firmados entre a União e as empresas estabelecem um prazo durante o qual devem ser realizadas as atividades exploratórias, cujo objetivo é a descoberta de acumulações de petróleo e gás natural. Essas atividades consistem, essencialmente, na aquisição de dados geofísicos e geoquímicos, bem como na perfuração de poços.

Parte das atividades exploratórias está vinculada ao Programa Exploratório Mínimo (PEM), que corresponde ao conjunto de atividades com as quais a empresa se compromete no momento da licitação. Essas atividades têm especial relevância na fase inicial do contrato de E&P, pois geram dados sobre o potencial petrolífero da área, servindo de base para decisões futuras.

O sucesso de uma campanha exploratória é fortemente influenciado pelos investimentos aportados na execução dessas atividades, que, entre outros fatores, determinam a tecnologia empregada e a abrangência e densidade dos dados obtidos. Esses investimentos são fundamentais para reduzir incertezas geológicas, mitigar riscos e orientar decisões estratégicas ao longo do ciclo de vida do bloco.

A seguir, será apresentada a consolidação de informações sobre as principais atividades exploratórias realizadas no país nos últimos nove anos.

## 2.1 Dados exclusivos

Os dados exclusivos são aqueles obtidos pelas empresas nos limites da sua área contratada, por meios próprios ou mediante a contratação de uma empresa de aquisição de dados (EADs).

Entre os dados exclusivos, foram selecionados os levantamentos sísmicos 2D, sísmicos 3D, gravimétricos, magnetométricos e Ocean Bottom Nodes (OBN)<sup>6</sup> porque são aqueles que melhor traduziram, para o período em estudo, o esforço exploratório no que se refere ao volume de atividades realizadas e à relevância do ganho de conhecimento geológico no contexto dos blocos sob contrato.

Para a consolidação dos dados exclusivos, utilizou-se as seguintes premissas:

- (i) seleção dos programas de levantamento concluídos em blocos exploratórios no período da série histórica; e
- (ii) definição do ano de referência como aquele no qual o programa de levantamento foi iniciado.

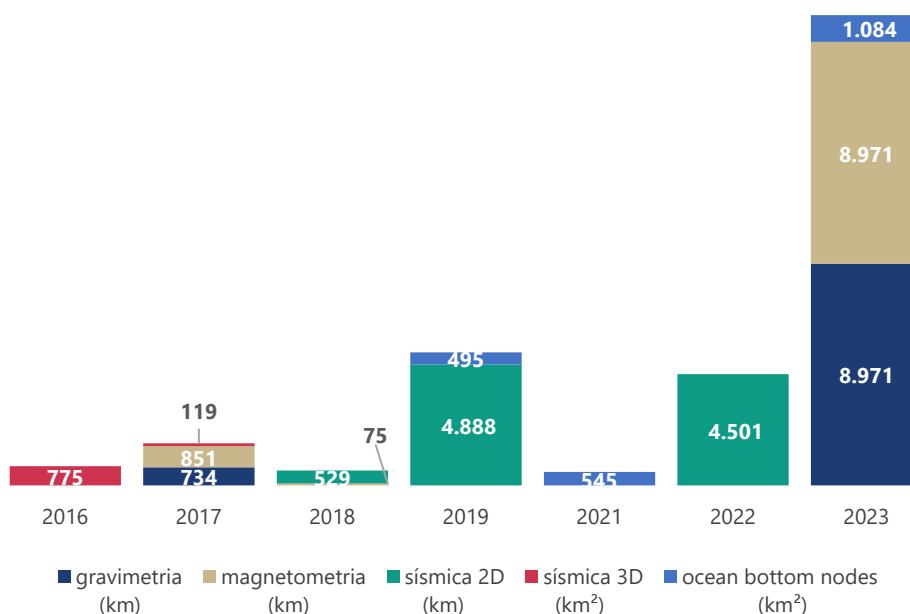
---

<sup>6</sup> A tecnologia OBN envolve a implantação de nós autônomos no fundo do oceano para coletar dados sísmicos, fornecendo imagens de alta resolução de estruturas subterrâneas. Diferentemente dos sistemas sísmicos tradicionais com sistema de reboque por corrente, a tecnologia OBN supera os desafios impostos por ambientes geológicos complexos, regiões de águas profundas e obstruções, oferecendo dados mais precisos e confiáveis para análise de reservatórios. Ogu, E. et al. World Journal of Advanced Research and Reviews, 2022, 13(03), 608-628. Disponível em: <https://wjarr.com/sites/default/files/WJARR-2022-0181.pdf>. Acesso em 14/08/2025. Esta tecnologia passou a ser contabilizada a partir deste Relatório e acarretou a alteração dos gráficos 2.1 e 2.2 e da Tabela 2.1.

O Gráfico 2.1 exibe o quantitativo de dados exclusivos adquiridos anualmente entre 2016 e 2024, categorizados pelas tecnologias selecionadas. Do Gráfico, depreende-se que:

- 2024 seguiu o mesmo padrão de 2020, sem registro de levantamentos de dados exclusivos;
- em 2023, houve o maior quantitativo de dados levantados, com a execução de levantamentos magnetométricos, gravimétricos e OBN;
- os levantamentos sísmicos 2D, somados os anos da série histórica, alcançaram 9.918 km; e
- a sísmica 3D teve seu último levantamento registrado em 2017, com 119 km<sup>2</sup>.

**Gráfico 2.1: Quantitativo de dados exclusivos levantados por tecnologia entre 2016 e 2024**



***A ausência de levantamento de dados exclusivos em 2024 corrobora o baixo desempenho do segmento de exploração ao longo dos últimos anos***

A tecnologia OBN surgiu na série histórica em 2019, tendo atingido em 2023 um marco relevante, com 1.084 km<sup>2</sup> de área de dados adquiridos. Essa tecnologia de aquisição sísmica oferece resolução superior e maior qualidade dos dados quando comparada aos métodos sísmicos convencionais. Contudo, devido à complexidade logística e ao uso equipamentos especializados, apresenta um custo significativamente mais elevado.

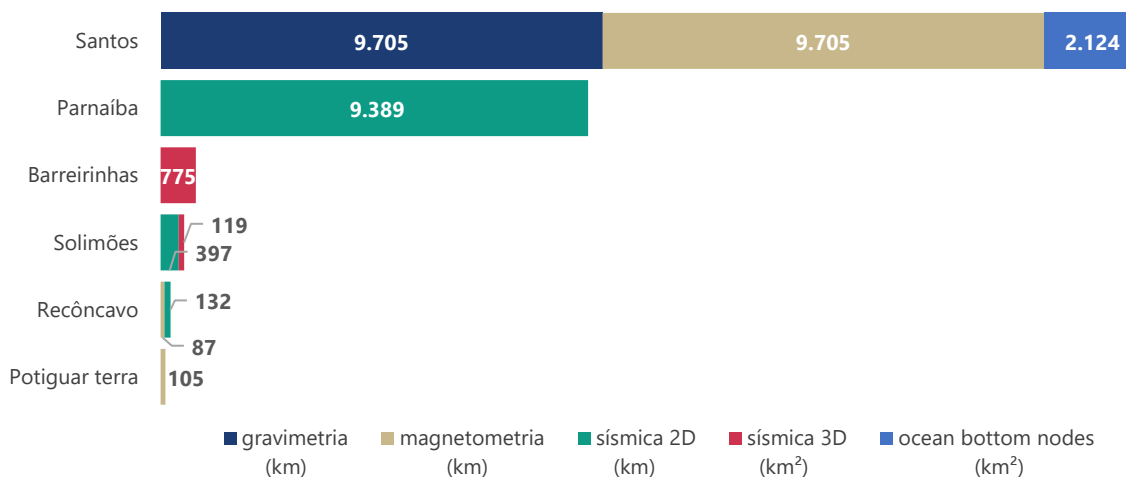
Em 2023, também ganharam destaque tecnologias de menor custo e aplicação mais ampla: a gravimetria e a magnetometria. Essas tecnologias, que costumam ser empregadas de forma conjunta em levantamentos preliminares, registraram um avanço expressivo, com 8.971 km de aquisição cada uma. Apesar de mais acessíveis, apresentam um potencial de ganho de conhecimento geológico da área limitado em relação aos métodos sísmicos.

Cabe destacar que, em 2024, foi iniciado o levantamento sísmico 2D 0328\_2D\_CAMAPUA, na bacia do **Paraná**, pela operadora Eneva, com previsão de levantamento de 4.000 km de dados. No entanto, esse levantamento não foi contabilizado, pois não havia sido concluído até 31/12/2024.

O Gráfico 2.2 apresenta a distribuição dos dados exclusivos levantados por bacia e categoria:

- a bacia de Santos destacou-se tanto pelo volume de dados como pela diversidade de tecnologias;
- a bacia do Parnaíba permaneceu em evidência como a bacia terrestre com o maior quantitativo de dados levantados, todos associados à sísmica 2D, totalizando 9.389 km adquiridos nos anos de 2019 e 2022; e
- a sísmica 3D esteve restrita às bacias de Barreirinhas e Solimões, ambas localizadas em áreas de fronteira exploratória.

**Gráfico 2.2: Quantitativo de dados exclusivos levantados por bacia entre 2016 e 2024**



A tecnologia OBN foi empregada exclusivamente na bacia de **Santos**, evidenciando seu uso direcionado a ambientes de águas profundas e de elevado potencial econômico. Essa aplicação reforça o caráter estratégico da tecnologia, que, em função dos custos operacionais elevados, é empregada prioritariamente em áreas de maior atratividade geológica e econômica.



A Tabela 2.1 indica o quantitativo de blocos contemplados com levantamentos de dados exclusivos entre 2016 e 2024, podendo ser observado que:

- a bacia do Parnaíba apresentou o maior número de blocos contemplados por levantamentos exclusivos, 18 blocos em 2019 e 14 em 2022, oriundos de apenas três levantamentos;
- Santos foi a bacia marítima com o maior número de levantamentos, ainda que restrito a apenas cinco blocos;
- a bacia de Barreirinhas apresentou um levantamento isolado em 2016, que abrangeu quatro blocos e 775 Km<sup>2</sup> de sísmica 3D; e
- Solimões teve cinco blocos associados a um levantamento realizado em 2017 e outro em 2018.

**Tabela 2.1: Quantitativo de blocos contemplados com levantamentos de dados exclusivos entre 2016 e 2024 por bacia**

Bacia	Quantidade de Levantamentos	Quantidade de Blocos						
		2016	2017	2018	2019	2021	2022	2023
Barreirinhas	1	4						
Santos	8		1		1	1		2
Parnaíba	3				18		14	
Potiguar terra	2		1	1				
Recôncavo	3		1	2				
Solimões	2		4	1				

Correlacionando-se os Gráficos 2.1. e 2.2 e a Tabela 2.1, observa-se que os dados levantados em 2023, embora quantitativamente representativos, estiveram associados somente à bacia de **Santos** e concentrados em apenas dois blocos exploratórios. Além disso, a maior parte dos dados foram adquiridos utilizando a magnetometria e a gravimetria, tecnologias preliminares que fornecem visão geral da área, mas com resolução limitada em comparação aos métodos sísmicos.

## 2.2 Dados não exclusivos

Os dados técnicos não exclusivos são aqueles obtidos por EADs para fins de comercialização. A compra de dados não exclusivos é uma das alternativas para a aquisição de conhecimento sobre a área contratada, podendo ser utilizada para abatimento do PEM, mediante solicitação das operadoras dos blocos sob contrato.

Uma vez que o levantamento de dados não exclusivos não se configura como atividade executada diretamente pelas operadoras, neste relatório será abordada apenas a parcela de dados não exclusivos que foi utilizada pelas operadoras para fins de abatimento do PEM. A seção 2.5, que apresenta as informações e dados sobre o abatimento de PEM, detalhará a abordagem sobre os dados não exclusivos.

## 2.3 Poços exploratórios

Sob a ótica do conjunto de atividades exploratórias que podem ser realizadas durante a fase de exploração, a perfuração de poços exploratórios pode ser considerada o melhor termômetro para medir o desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural. A perfuração de poços representa o estágio mais avançado do esforço exploratório e é a atividade que demanda maior investimento financeiro.

Para a consolidação dos dados relacionados aos poços exploratórios perfurados foram consideradas as seguintes premissas:

- (i) seleção dos poços exploratórios perfurados em blocos sob contrato durante a fase de exploração, que, de acordo com a Resolução ANP nº 699, de 6 de setembro de 2017, são aqueles categorizados de 1 a 6;
- (ii) definição do ano de referência como aquele no qual a perfuração do poço foi iniciada;
- (iii) para o cálculo do custo médio de perfuração, inclusão dos poços repetidos na contabilização dos poços; e
- (iv) para o cálculo do quantitativo de poços perfurados, exclusão dos poços repetidos e investigativos na contabilização dos poços.

Na Tabela 2.2, é disponibilizado o custo médio por metro de perfuração de um poço exploratório, considerando o conjunto de poços exploratórios perfurados no período compreendido entre 2016 e 2024, segmentado por ambiente.

**Tabela 2.2: Custo médio por metro perfurado para poço exploratório no período de 2016 a 2024 por ambiente**

Ambiente	Custo médio (US\$/metro)
Terra	2.093
Mar	16.594

Observa-se, que:

- o custo médio por metro perfurado em ambiente terrestre foi US\$ 2.093; e
- no ambiente marítimo, o custo médio por metro perfurado foi US\$ 16.594, ou seja, quase oito vezes maior que em terra.

Os investimentos em mar são mais altos devido à maior complexidade operacional desse ambiente, associados ao alto custo de infraestrutura e a profundidades mais elevadas.

Para o ambiente marítimo, os custos de perfuração foram segregados nas camadas **pós-sal** e **pré-sal** (Tabela 2.3).

**Tabela 2.3: Custo médio por metro perfurado para poço exploratório marítimo no período 2016 a 2024 por camada geológica**

Camada	Custo médio (US\$/metro)
Pós-sal	13.555
Pré-sal	17.301

Conforme esperado, verifica-se que o custo médio por metro perfurado é aproximadamente 28% maior no pré-sal quando comparado ao pós-sal. Tal diferença se justifica pelo fato de os reservatórios do pré-sal se encontrarem em alta profundidade – podendo superar os 7.000 m –, e em ambientes caracterizados por alta pressão e temperatura. Essa condição impõe desafios técnicos significativos, exigindo o uso de equipamentos, tecnologias e soluções logísticas específicas.

Ao comparar as Tabelas 2.2 e 2.3, é observado que o custo médio geral de perfuração no ambiente marítimo se aproxima mais do custo médio de perfuração na camada do pré-sal. Isso é explicado pelo maior quantitativo de poços perfurado nessa camada, conforme poderá ser visto adiante.

Quanto à profundidade média dos poços perfurados entre 2016 e 2024, Gráfico 2.3, pode-se observar:

- no ambiente marítimo, a maior média foi registrada em 2021, com 6.380 metros; e
- no ambiente terrestre, o pico médio de profundidade de poço ocorreu 2024, com 2.651 metros.

**Gráfico 2.3: Profundidade média em metros dos poços exploratórios perfurados no período de 2016 a 2024 por ambiente**



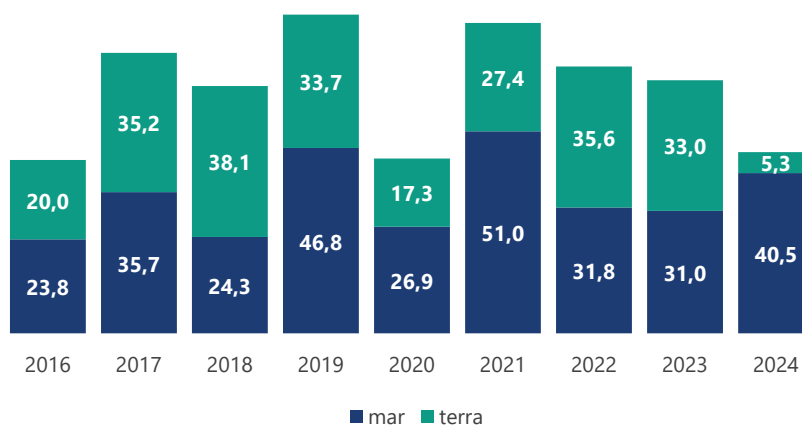
Cabe destacar que 2024 foi o ano em que houve apenas dois poços terrestres concluídos.

De maneira semelhante aos custos médios de perfuração de um poço em ambiente marítimo, a profundidade média dos poços em mar é elevada, tendo em vista que a maioria dos poços perfurados está localizada no *play* pré-sal.

O Gráfico 2.4 exibe a quantidade em quilômetros de poços perfurados por ano e ambiente no período de 2016 a 2024.

- ◆ 40,5 Km de poços perfurados em ambiente marítimo em 2024; e
- ◆ 5,3 km de poços perfurados em ambiente terrestre em 2024, o menor número da série histórica.

**Gráfico 2.4: Quilômetros de poços exploratórios perfurados no período de 2016 a 2024 por ambiente**

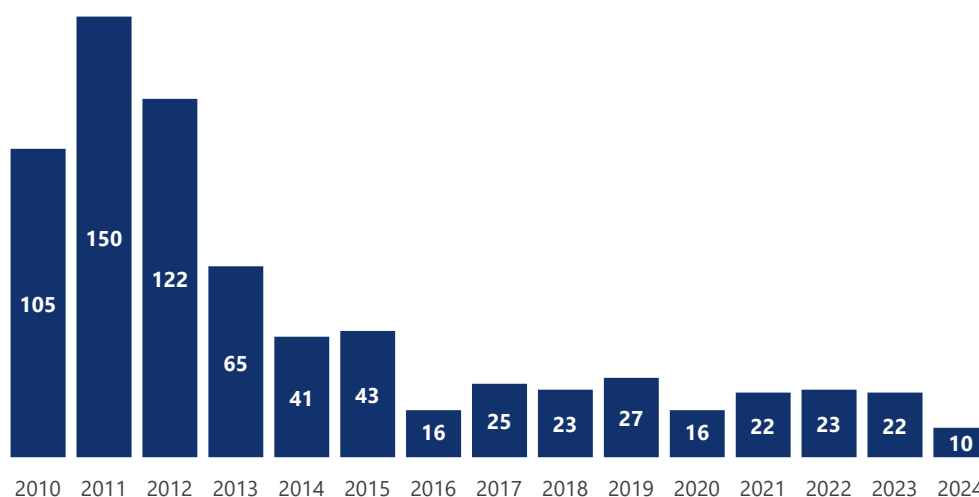


Constata-se que o menor quantitativo em termos de quilômetros de poços perfurados em ambiente terrestre em 2024 acompanhou o menor número de poços terrestres perfurados na série histórica, apenas três poços terrestres foram perfurados, sendo que um deles não foi concluído, o poço 1-ENV-51D-AM, e, portanto, não contribuiu para o número alcançado.

Ao avaliar a série histórica de poços exploratórios perfurados no Brasil desde 2010 (Gráfico 2.5), verifica-se que o período de 2010 a 2012 representou o auge da atividade no país, com destaque para o ano de 2011, quando foram perfurados 150 poços. A partir de 2013, houve um declínio significativo no número de perfurações. Entre 2017 e 2023, o quantitativo mostrou-se mais estável, porém em níveis consideravelmente inferiores aos registrados anteriormente, não ultrapassando 27 poços por ano. Em 2024, registrou-se uma nova queda expressiva, com apenas 10 poços perfurados – o menor número da série histórica.

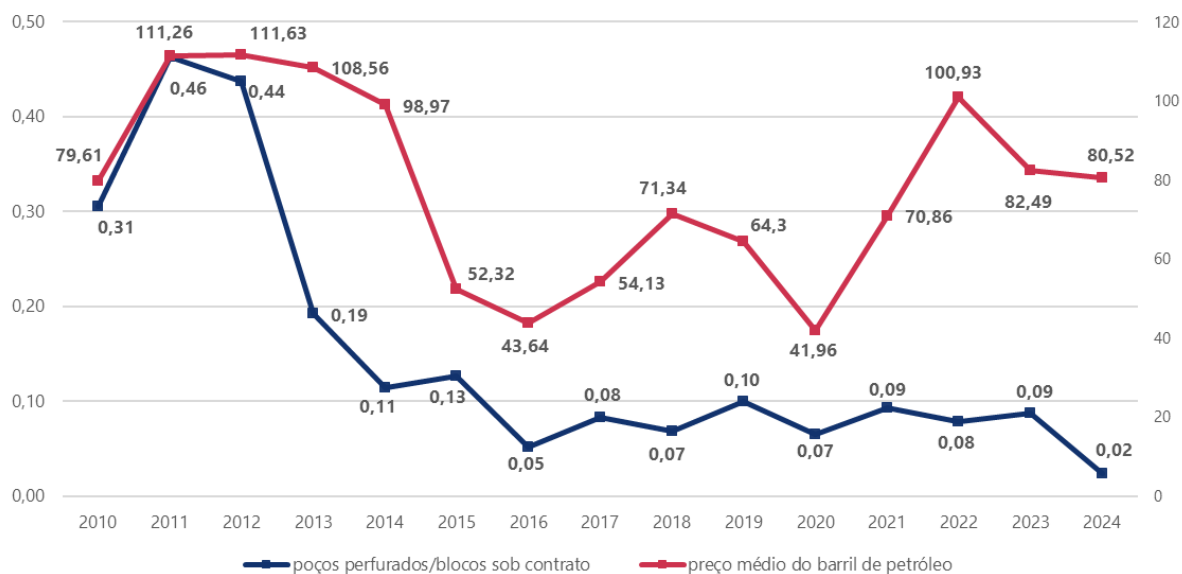
### **2024 foi o ano com o menor número de poços exploratórios perfurados na fase de exploração**

**Gráfico 2.5: Poços exploratórios perfurados entre 2010 e 2024**



Visando obter uma análise mais abrangente do setor, o Gráfico 2.6 apresenta a correlação entre o preço médio anual do barril do petróleo e o indicador de poços exploratórios. O indicador expressa a relação entre o número de poços perfurados e o número de blocos sob contrato. Esse indicador foi desenvolvido para relativizar a quantidade de poços perfurados, uma vez que, entre outros fatores, está diretamente relacionada ao número de blocos sob contrato em cada ano.

**Gráfico 2.6: Indicador de poços exploratórios versus preço médio anual do barril de petróleo (US\$/bbl) – Europe Brent Spot Price – entre os anos de 2010 e 2024**



Neste gráfico, chama a atenção a queda expressiva no ano de 2024 do indicador poços perfurados/blocos sob contrato, em comparação aos anos anteriores. Contribuiu para esse resultado, o significativo número de contratos assinados em 2024, uma vez que não é esperado que haja a perfuração de poços nos primeiros meses de contrato. Todavia, também é importante frisar que houve uma queda acentuada no número de poços perfurados, passando de 22, em 2023, para 10, em 2024. Isso indica que, mesmo sem o efeito dos novos contratos, o desempenho teria sido inferior ao período precedente.

Em anos anteriores, entre 2017 e 2023, o indicador apresentou relativa estabilidade, permanecendo próximo de 0,10 – o que equivale a um poço perfurado para cada dez blocos sob contrato. Essa estabilidade, contudo, foi rompida em 2024, quando o indicador caiu para 0,02, sinalizando que foi perfurado apenas um poço a cada 50 blocos contratados.

No que diz respeito à correlação entre o indicador e o preço do petróleo, observa-se uma relação bastante evidente entre os anos de 2010 e 2016. Em 2011, por exemplo, o barril estava cotado a um preço elevado (US\$ 111,26) e o indicador atingiu o seu melhor desempenho na série histórica (0,46) – ou seja, aproximadamente um poço para cada dois blocos. Cabe ressaltar que o ano de 2011 foi aquele no qual houve o maior número de poços perfurados no país, sendo um ano de intensa campanha exploratória com objetivo de delimitação do pré-sal e de economia crescente. Posteriormente, com a queda no preço do petróleo, o número de poços perfurados também diminuiu, levando o indicador a 0,05 em 2016, ano em que o preço médio do barril recuou para US\$ 43,64.

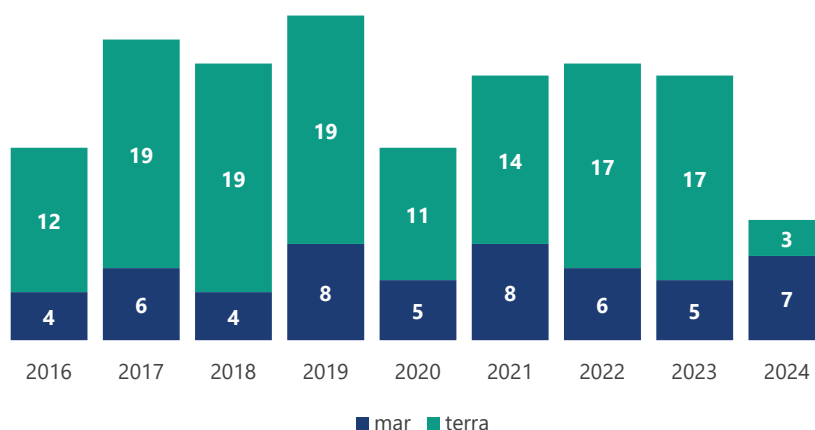
A partir de 2021, o descolamento entre o indicador e o preço do barril torna-se mais pronunciado. Apesar dos preços elevados do barril desde então, a atividade de perfuração não tem acompanhado essa tendência, sinalizando que o preço,

isoladamente, talvez não seja um fator suficiente para alavancar as atividades exploratórias no país. Esse desempenho aquém do esperado ratifica a importância de iniciativas por parte da ANP para a melhoria do desempenho do segmento de exploração, conforme será detalhado no Capítulo 4.

O Gráfico 2.7 apresenta o quantitativo de poços exploratórios perfurados, segmentados entre terra e mar, nos últimos nove anos. Observa-se que:

- apenas 10 poços foram perfurados em 2024;
- sete poços perfurados em mar em 2024, representando um acréscimo de dois poços quando comparado a 2023;
- apenas três poços perfurados em terra em 2024, uma redução de cerca de 82% em relação ao ano de 2023; e
- o ano de 2019 se destacou como o de melhor desempenho da série histórica, com 27 poços perfurados, sendo oito em mar e 19 em terra.

**Gráfico 2.7: Poços exploratórios perfurados por ambiente entre 2016 e 2024 por ambiente**



Dois mil e vinte e quatro apresentou o menor número de poços perfurados da série histórica, com uma redução de 55% em relação a 2023. Esse desempenho ficou abaixo até mesmo do registrado em 2020, ano fortemente impactado pela pandemia de Covid-19.

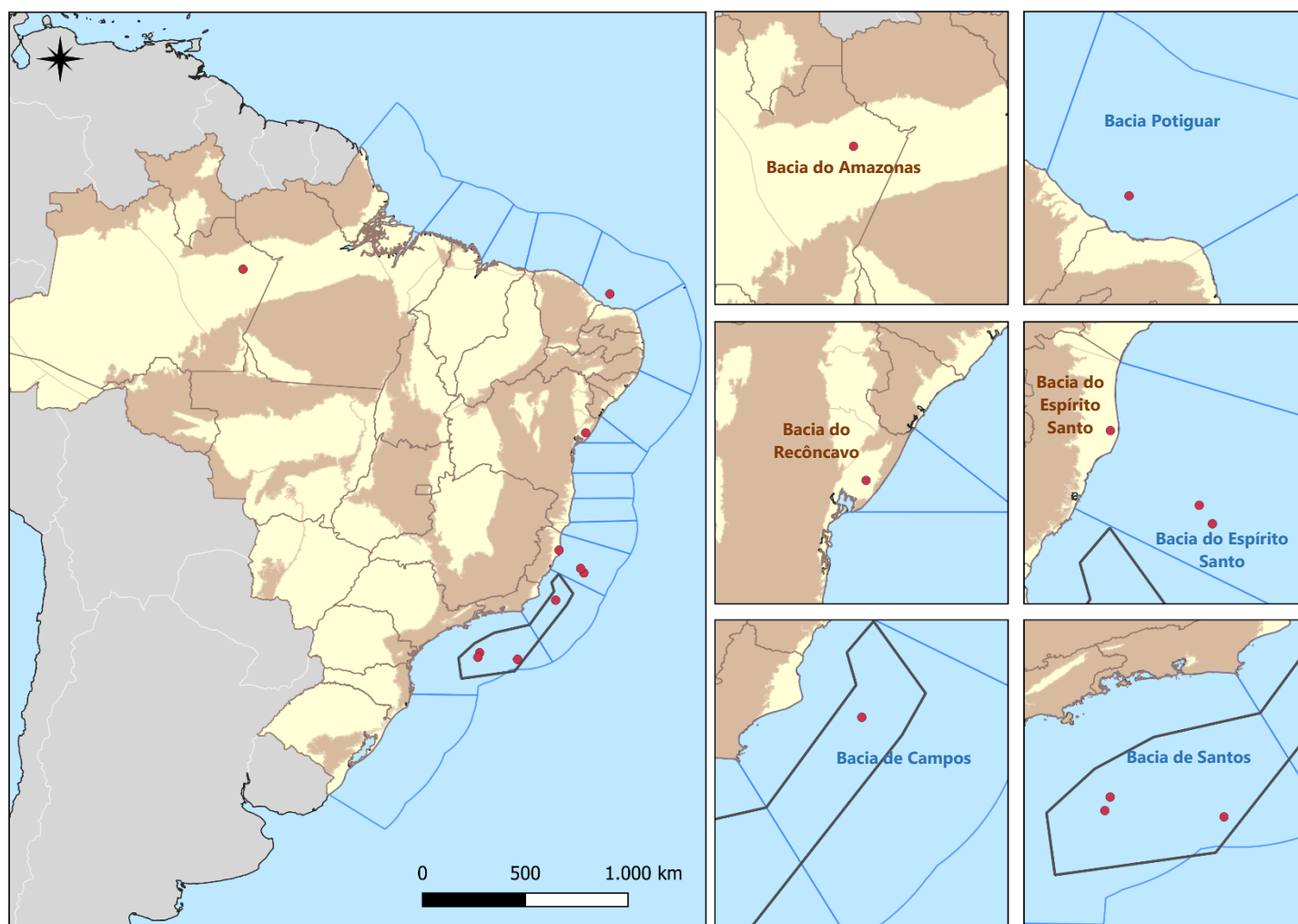
Considerando a série histórica do relatório, pela primeira vez, perfuraram-se mais poços em mar do que em terra, reflexo de uma queda expressiva na atividade *onshore* no ano de 2024.

Em 2024, o quantitativo total de poços perfurados em ambiente terrestre foi bastante aquém do previsto. O que se verificou é que, dos 131 poços perfurados em terra entre 2016 e 2024, 51 foram perfurados pela Eneva, evidenciando a elevada dependência do

setor de exploração em terra ao desempenho de uma única empresa. Como em 2024, a operadora que melhor tem performado em ambiente terrestre não manteve o mesmo patamar de desempenho, isso afetou de maneira significativa o número de poços perfurados nesse ambiente.

A Figura 2.1 exibe os poços exploratórios perfurados no ano de 2024.

**Figura 2.1: Poços perfurados no ano de 2024**

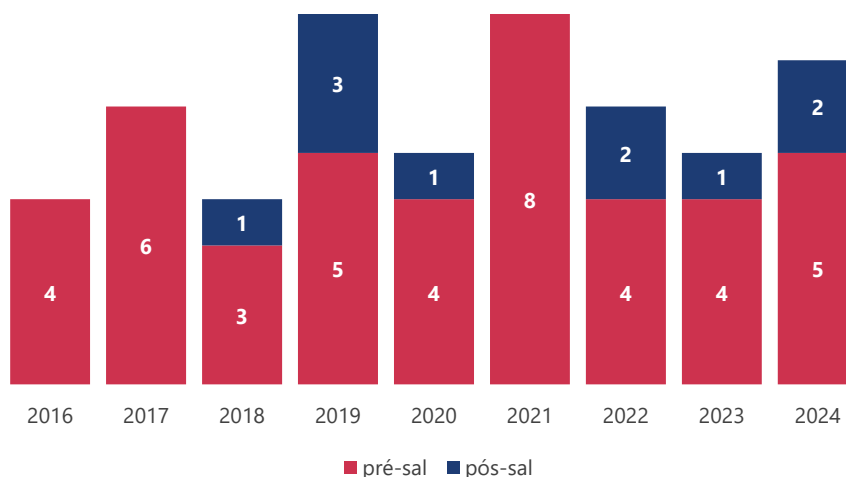


Ao analisar as informações por ambiente, Gráfico 2.8, observa-se que, em mar, houve uma concentração de investimentos no *play pré-sal*. Nos últimos anos, aproximadamente 81% dos poços marítimos perfurados atingiram os reservatórios do pré-sal. Em 2024, essa tendência se manteve: dos sete poços perfurados em ambiente marítimo, cinco foram no *play pré-sal*.



## 81% das perfurações marítimas na fase de exploração ocorreram no play pré-sal ao longo dos últimos anos

Gráfico 2.8: Poços exploratórios marítimos perfurados nos plays pré-sal e pós-sal entre 2016 e 2024<sup>7</sup>

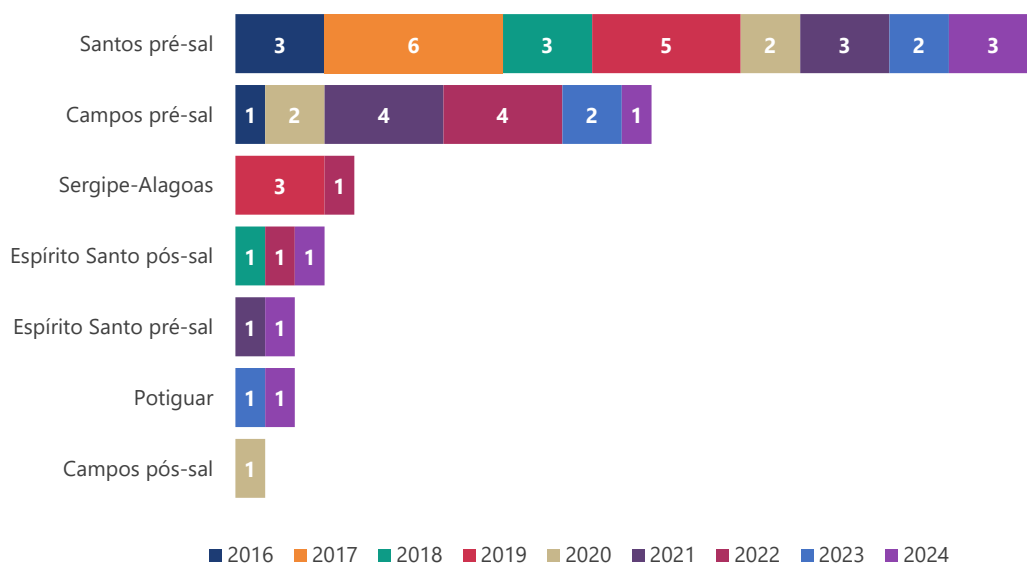


Esse direcionamento dos investimentos se explica pela relevância do pré-sal para a indústria petrolífera no país. O pré-sal é uma camada de rochas localizada abaixo de uma espessa camada de sal, onde se encontram grandes reservas de petróleo e gás natural.

No que tange aos poços exploratórios perfurados em bacias **marítimas** entre 2016 e 2024, Gráfico 2.9, pode-se constatar:

- os sete poços marítimos perfurados em 2024 estiveram distribuídos nas bacias de Santos (3), Campos (1), Espírito Santo (2) e Potiguar (1);
- a predominância das perfurações nas bacias de Santos e Campos se manteve em 2024, que são as bacias abrangidas pelo polígono do pré-sal;
- ao longo da série histórica, a bacia de Santos concentrou 51% do total de poços perfurados em ambiente marítimo;
- a bacia de Campos também se destacou com 15 poços perfurados; e
- a bacia Potiguar, bacia de fronteira exploratória, que apareceu pela primeira vez na série histórica em 2023, também registrou um poço perfurado em 2024.

<sup>7</sup> Um dos poços perfurados em 2022 teve a informação sobre a perfuração no *play* pré-sal retificada no Relatório Anual de Exploração 2024, que provocou retificações nos gráficos 2.14 e 2.15.

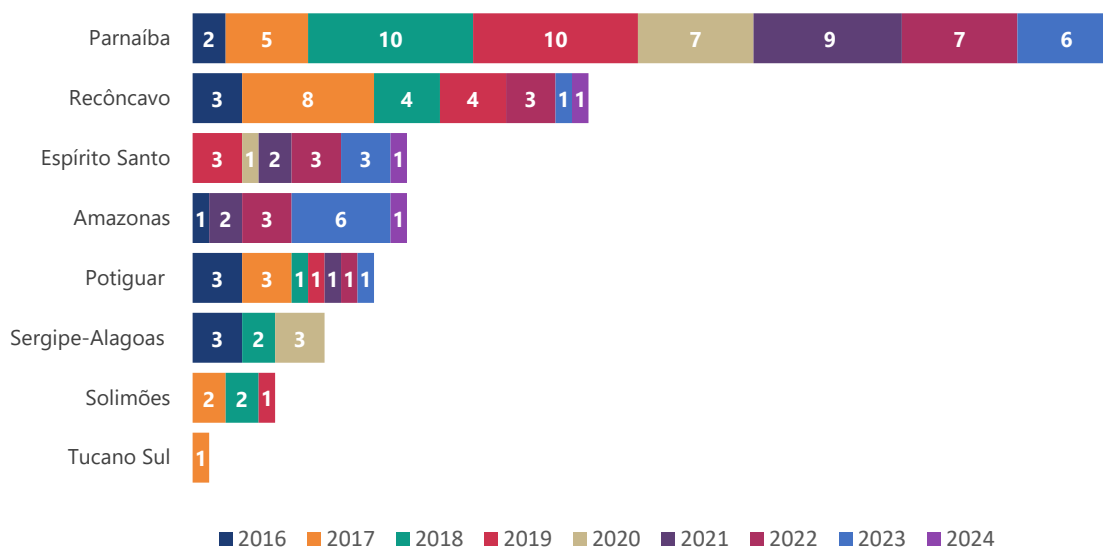
**Gráfico 2.9: Poços exploratórios marítimos perfurados por bacia entre 2016 e 2024**

O poço perfurado na bacia **Potiguar** em 2024 é fruto do acordo para a rescisão de contratos *offshore*, tema abordado no Capítulo 4 do presente relatório.

***Apenas dois poços exploratórios foram perfurados na margem equatorial na fase de exploração desde o ano de 2016***

O Gráfico 2.10 apresenta a evolução do número de poços exploratórios perfurados em bacias **terrestres** nos anos de 2016 a 2024, destacando-se os seguintes pontos:

- os três poços terrestres perfurados em 2024 estiveram distribuídos entre as bacias do Recôncavo, do Espírito Santo e do Amazonas;
- a bacia do Parnaíba, que vinha apresentando grande regularidade nos últimos seis anos, não registrou perfurações em 2024;
- ao longo da série histórica, a bacia do Parnaíba liderou a atividade de perfuração em terra, concentrando quase 43% do total de poços perfurados;
- a bacia do Recôncavo também se destacou, com 24 poços perfurados no período;
- a última perfuração na bacia Tucano Sul ocorreu em 2017; e
- as bacias de fronteira exploratória terrestre concentram 57% dos poços exploratórios perfurados entre 2026 e 2024.

**Gráfico 2.10: Poços exploratórios terrestres perfurados por bacia entre 2016 e 2024**

***A bacia do Parnaíba concentra mais de 40% dos poços exploratórios perfurados desde o ano de 2016 no ambiente terrestre***

### 2.3.1 Sondas

As sondas de perfuração configuram-se como elementos fundamentais na cadeia de exploração, sendo responsáveis por viabilizar a perfuração de poços. A seguir, serão apresentadas as informações sobre as sondas que operaram em blocos nos últimos nove anos.

As premissas utilizadas para a consolidação das informações são as mesmas indicadas para a contabilização dos poços exploratórios.

Para fins deste Relatório, as sondas foram classificadas em duas categorias, de acordo com a sua área de atuação na fase de exploração:

- ◆ sondas dedicadas: perfuraram poços em uma única bacia; e
- ◆ sondas não dedicadas: perfuraram poços em mais de uma bacia.

No entanto, ressalta-se que os termos dedicadas e não dedicadas foram utilizados observando-se apenas a fase de exploração e o período da série histórica deste Relatório. Ao ampliar o período de observação e considerar a fase de produção, os resultados da classificação poderão ser diferentes.

Outro ponto importante é que, ao longo da série histórica, algumas operadoras em ambiente terrestre utilizaram mais de uma sonda na perfuração de um mesmo poço. Por esse motivo, o total de poços indicados nas tabelas desta seção será superior à contabilização de poços no Gráfico 2.7.

A Tabela 2.4 apresenta um panorama sobre o uso de sondas marítimas dedicadas entre 2016 e 2024, discriminadas por bacia sedimentar e quantidade de poços perfurados. Uma análise do gráfico revela que:

- em 2024, três sondas dedicadas operaram em blocos marítimos sob contrato, todas atuando pela primeira vez: Deepwater Aquila, na bacia de Campos, e Valaris DS-4 e West Auriga, na bacia de Santos;
- ao longo da série histórica, foram identificadas oito sondas dedicadas, sendo a maioria com atuação pontual, ou seja, perfuraram apenas um poço;
- a sonda West Carina permaneceu liderando o *ranking* com cinco poços perfurados na bacia de Santos, embora o último tenha sido em 2017;
- a sonda Petrobras 10000 foi a segunda sonda que mais perfurou poços, totalizando três poços, todos em 2019 na bacia de Sergipe-Alagoas;
- a bacia de Campos concentrou o maior número de sondas distintas, quatro no total, embora cada uma tenha perfurado apenas um poço.

**Tabela 2.4: Sondas marítimas dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2024**

Sondas Marítimas	Santos	Campos	Espírito Santo	Sergipe-Alagoas	Total poços
West Carina	4 (2017) 1 (2016)				5
Petrobras 10000				3 (2019)	3
Gold Star		1 (2020)			1
Ocean Rig Mylos		1 (2016)			1
Noble Developer		1 (2023)			1
Deepwater Aquila		1 (2024)			1
Valaris DS-4	1 (2024)				1
West Auriga	1 (2024)				1

Já na Tabela 2.5, que trata das sondas não dedicadas, observa-se:

- em 2024, as sondas Norbe IX (com 2 poços), Valaris Renaissance e ODN II (com um poço cada) estiveram em operação;
- as sondas Valaris Renaissance e Norbe IX, que até 2023 eram classificadas como sondas dedicadas, em 2024, passaram a operar em mais de uma bacia, alterando sua classificação para não dedicadas;
- entre 2016 e 2024, oito sondas não dedicadas operaram em blocos marítimos sob contrato, perfurando um total de 39 poços;
- a West Tellus foi a mais ativa entre as não dedicadas, com 10 poços perfurados entre as bacias de Santos e Campos;
- a Brava Star perfurou o segundo maior número de poços, oito no total, distribuídos nas bacias Santos, Campos e Espírito Santo; e
- todas as sondas não dedicadas atuaram na bacia de Santos, evidenciando a importância dessa bacia nas atividades exploratórias *offshore*.

**Tabela 2.5: Sondas marítimas não dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2024**

Sondas Marítimas	Santos	Campos	Espírito Santo	Sergipe-Alagoas	Potiguar	Total poços
West Tellus	1 (2019) 2 (2017) 2 (2016)	1 (2022) 2 (2021) 2 (2020)				10
Brava Star	1 (2023) 1 (2021) 2 (2020) 2 (2019)	1 (2022)	1 (2021)			8
West Saturn	1 (2021) 1 (2019) 2 (2018)	1 (2021)		1 (2022)		6
ODN II	1 (2018)		1 (2022)		1 (2024) 1 (2023)	4
Valaris Renaissance	1 (2024)	1 (2023) 1 (2022) 1 (2021)				4
Norbe IX	1 (2023)		2 (2024)			3
Ocean Courage	1 (2021)	1 (2022)				2
ODN I	1 (2019)		1 (2018)			2

Na tabela acima, observa-se uma ampla dispersão temporal das sondas não dedicadas, com a maior parte atuando ao longo de toda a série histórica. Também se verifica uma certa diversidade geográfica: das oito sondas, três operaram em mais de duas bacias.

Ao comparar as Tabelas 2.4 e 2.5, verifica-se que as sondas não dedicadas perfuraram 74% dos poços em ambiente marítimo, o que indica seu papel preponderante na exploração dos últimos anos nesse ambiente.

A Tabela 2.6 apresenta as sondas terrestres dedicadas a campanhas exploratórias realizadas entre 2016 e 2024, com sua atuação distribuída por bacias sedimentares. Da tabela, pode-se interpretar:

- em 2024, apenas a COWAN-02 operou dentre as sondas dedicadas;
- ao longo da série histórica, há uma diversidade de sondas dedicadas no ambiente terrestre, totalizando 16 sondas distintas e 37 poços perfurados; e
- a COWAN-02 foi a sonda dedicada mais ativa, com 11 poços perfurados na bacia do Espírito Santo, não tendo perfurado poço apenas em 2020.

**Tabela 2.6: Sondas terrestres dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2024**

Sondas Terrestres	Amazonas	Espírito Santo	Parnaíba	Potiguar	Recôncavo	Solimões	Total de Poços
COWAN-02		1 (2024) 3 (2023) 3 (2022) 1 (2021) 3 (2019)					11
BCH ENERGY 5					2 (2018) 3 (2017)		5
RNB-2						1 (2019) 1 (2018) 1 (2017)	3
Sonda roto-pneumática de perfuração SHRP-05				1 (2023) 1 (2021)			2
EBS-05				1 (2018) 1 (2017)			2
QUEIROZ GALVÃO 02			2 (2018)				2
Sonda Convencional 109					2 (2017)		2
GREAT - 126			2 (2016)				2

Sondas Terrestres	Amazonas	Espírito Santo	Parnaíba	Potiguar	Recôncavo	Solimões	Total de Poços
TUCANO 04				1 (2023)			1
PROEN-01				1 (2021)			1
Sonda de perfuração ELF-02				1 (2019)			1
GREAT - 128					1 (2018)		1
Sonda Convencional 86				1 (2017)			1
FAXE-2					1 (2016)		1
QUEIROZ GALVÃO 03 (QG-03)	1 (2016)						1
RAPID RIG Sonda Convencional de perfuração					1 (2016)		1

É possível observar na Tabela 2.6 que muitas sondas tiveram uma atuação pontual. Quatro sondas operaram pela última vez em 2016, duas em 2017 e quatro em 2018.

Ao considerar as sondas terrestres não dedicadas, Tabela 2.7, destaca-se:

- em 2024, as sondas não dedicadas GREAT-120 e GREAT-105 operaram em blocos terrestres;
- a sonda GREAT-120, que até 2023 era classificada como dedicada, em 2024, com a operação na bacia do Recôncavo, passou a sonda não dedicada;
- sete sondas não dedicadas operaram nos últimos nove anos em blocos terrestres, perfurando um total de 100 poços;
- a GREAT-120 é a sonda com o maior volume de atividade, responsável por mais da metade dos poços perfurados, com atuação predominante na bacia do Parnaíba; e
- a sonda IMETAME\_ENERGIA\_01 possui o segundo maior número de poços perfurados (16), sendo a sonda com maior dispersão geográfica, atuando nas bacias do Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas.

**Tabela 2.7: Sondas terrestres não dedicadas em campanha exploratória entre 2016 e 2024**

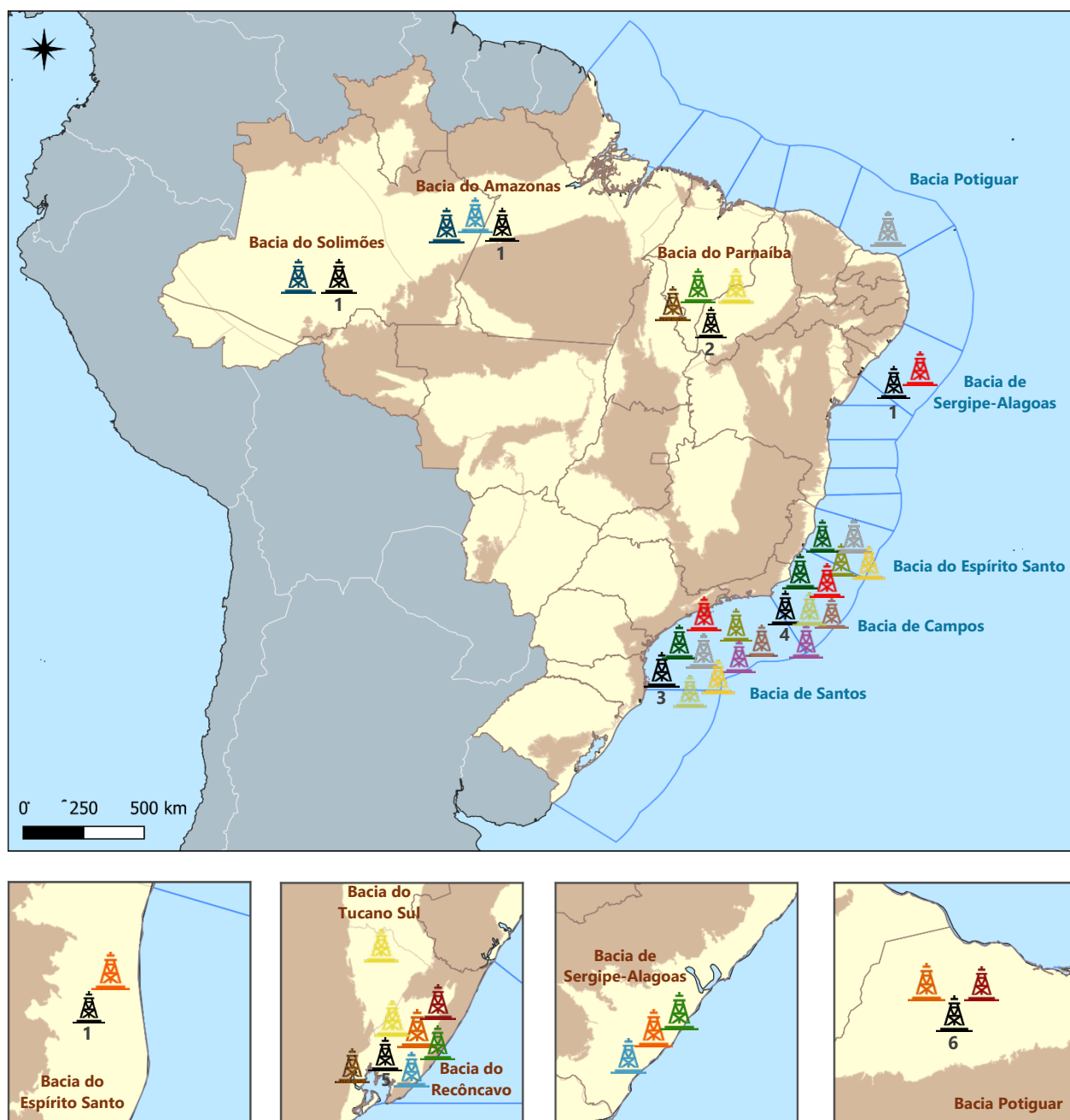
Sondas Terrestres	Amaz nas	Espírito Santo	Parnaíba	Potiguar	Recôn cavo	Sergipe- Alagoas	Soli mões	Tucano Sul	Total de Poços
GREAT - 120			6 (2023) 7 (2022) 9 (2021) 7 (2020) 10 (2019) 7 (2018) 5 (2017)		1 (2024)				52
IMETAME_ENERGIA _01		1 (2021) 1 (2020)		1 (2018) 1 (2017) 3 (2016)	1 (2023) 2 (2019) 2 (2017)	1 (2018) 3 (2016)			16
GREAT - 105	1 (2024) 3 (2023)				3 (2022)	3 (2020)			10
QUEIROZ GALVÃO VIII	3 (2023) 3 (2022) 2 (2021)						1 (2017)		9
GREAT - 106			3 (2023)		1 (2017) 1 (2016)			1 (2017)	6
NATIONAL OILWELL VARCO - 750				1 (2023) 1 (2022)	2 (2019)				4
Sonda Convencional 95			1 (2018)		1 (2018)	1 (2018)			3

Comparando as Tabelas 2.6 e 2.7, é possível perceber que, as sondas não dedicadas terrestres, embora em menor quantidade do que as sondas dedicadas, foram bastante ativas em termos de operação e de distribuição geográfica. Com 100 poços perfurados, as sondas não dedicadas tiveram participação significativamente superior às sondas dedicadas, que perfuraram 37 poços no mesmo período.

















Por fim, a Figura 2.2 resume a dinâmica das sondas utilizadas no país nos ambientes marítimo e terrestre nos últimos nove anos, entre 2016 e 2024.



**Figura 2.2: Dinâmica das sondas em operação no país nas bacias marítimas e terrestres<sup>8</sup> entre 2016 e 2024**



<sup>8</sup> O algarismo abaixo do ícone da sonda preta indica o somatório das sondas que permaneceram dedicadas às bacias na qual operaram. Por outro lado, cada sonda colorida representa uma única sonda cuja operação se deu em mais de uma bacia.

Sondas não dedicadas por ambiente								
Mar		West Tellus		ODN I		West Saturn		Valaris Renaissance
		Brava Star		ODN II		Ocean Courage		Norbe IX
Terra		IMETAME_ENERGIA_1		GREAT - 105		NATIONAL OILWELL VARCO - 750		GREAT-120
		QUEIROZ GALVÃO VIII		GREAT - 106		Sonda Convencional 95		
Sondas dedicadas por ambiente								
 nº	Mar	West Carina, Petrobras 10000, Gold Star, Ocean Rig Mylos, Noble Developer, VALARIS DS-4, Deepwater Aquila, West Auriga						
	Terra	COWAN-02, BCH ENERGY 5, RNB-2, Sonda roto-pneumática de SHRP-05, EBS-05, QUEIROZ GALVÃO 02, Sonda Convencional 109, GREAT-126, TUCANO 04, PROEN-01, Sonda de perfuração ELF-02, GREAT-128, Sonda Convencional 86, FAXE-2, QUEIROZ GALVÃO 03, RAPID RIG Sonda Convencional de perfuração						

## 2.4 Abatimento do PEM

O PEM está associado ao conjunto de atividades que devem ser executadas durante a fase de exploração. Corresponde a um compromisso assumido pela empresa no momento da licitação sob o regime de concessão e constitui um dos parâmetros de oferta para a sua habilitação como vencedora do certame.

Para fins de cumprimento do PEM, diversas atividades podem ser consideradas, conforme previsto em contrato. Entre os métodos diretos de investigação, destaca-se a perfuração de poços. Já entre os métodos indiretos, incluem-se a aquisição de dados geoquímicos e geofísicos. Além disso, dados geofísicos previamente adquiridos podem ser reprocessados.

Os métodos indiretos geram dados que podem ser classificados como exclusivos ou não exclusivos, dependendo do objetivo original de sua aquisição, conforme exposto nas seções 2.1 e 2.2 deste Capítulo.

Nos contratos de concessão com período único ou no 1º período exploratório, o cumprimento do PEM é aferido por meio da contabilização de Unidades de Trabalho (UTs). Na licitação, os concessionários assumem o compromisso de realizar um quantitativo mínimo de UTs e, ao longo da fase de exploração, as atividades executadas são convertidas em UTs, permitindo a verificação do cumprimento da obrigação contratual.

Os critérios de conversão entre atividades e UTs são definidos nos editais de licitações, por meio dos chamados fatores de equivalência. A perfuração de um poço exploratório, por exemplo, corresponde a 1.000 UTs.

Como premissa geral, utilizou-se como referência o ano no qual o pleito para abatimento do PEM foi deferido. Cabe salientar que a data no qual houve o deferimento do abatimento do PEM não apresenta correlação com a data de término do levantamento ou atividade.

No que se refere ao quantitativo de solicitações, ressalta-se que, no ano de 2023, houve 26 solicitações deferidas, e, no ano de 2024, 62 deferimentos.

O Gráfico 2.11 apresenta o quantitativo de UTs abatidas nos anos de 2023 e 2024, podendo ser observado que:

- o volume total de UTs abatidas quase quadruplicou, saltando de 6.800,9 em 2023 para 25.446,2 em 2024;
- a perfuração de poço foi a atividade que mais abateu PEM, respondendo por 4.000 UTs em 2023 e 19.000 UTs em 2024, o que corresponde a quase 72% do total abatido nos dois últimos anos;
- os dados exclusivos registraram um aumento expressivo, passando de apenas 83,3 UTs em 2023 para 4.853,5 UTs em 2024, o que representa cerca de 15% do total abatido em 2023 e 2024; e
- os dados não exclusivos apresentaram redução, caindo de 2.717,6 UTs em 2023 para 1.592,7 UTs em 2024, equivalente a 13% do total abatido nos dois últimos anos.

**Gráfico 2.11: Quantitativo de UTs abatidas nos anos de 2023 e 2024**



Ainda sobre o quantitativo de UTs abatidas nos dois últimos anos, a Tabela 2.8 traz a desagregação das UTs abatidas referentes aos dados exclusivos e não exclusivos por atividade. Observa-se:

- em 2024, os levantamentos sísmicos 2D exclusivos destacaram-se com 3.163 UTs abatidas;
- em 2023, o maior volume de UTs foi registrado para os levantamentos sísmicos 3D não exclusivos, com 1.332,6 UTs abatidas;
- os levantamentos magnetotelúricos não exclusivos apresentaram participação relevante em ambos os anos: 746,1 UTs em 2023 e 1.142,5 UTs em 2024; e
- as atividades de reprocessamento sísmico 2D e 3D exclusivos também se sobressaíram em 2024, com 887,1 e 803,4 UTs abatidas respectivamente.

**Tabela 2.8: Quantitativo de UTs abatidas referentes aos dados exclusivos e não exclusivos nos anos de 2023 e 2024**

Atividade	2023		2024	
	Dados exclusivos	Dados não exclusivos	Dados exclusivos	Dados não exclusivos
Batimetria multifeixe	-	2,9	-	-
Estudo geoquímico	-	-	-	61,4
Gravimetria	-	18,0	-	104,8
Magnetelúrico	-	746,1	-	1.142,5
Magnetometria	-	18,0	-	30,5
Reprocessamento sísmico 2D	-	-	887,1	6,2
Reprocessamento sísmico 3D	83,3	9,3	803,4	177,0
Sísmica 2D	-	590,7	3.163,0	3,8
Sísmica 3D	-	1.332,6	-	66,5
<b>Total</b>	<b>83,3</b>	<b>2.717,6</b>	<b>4.853,5</b>	<b>1.592,7</b>

No que tange à distinção entre dados exclusivos e não exclusivos, pontua-se:

- em 2024, os dados exclusivos representaram mais de 75% das UTs abatidas;
- em 2023, a maior parte das UTs abatidas vieram dos dados não exclusivos (cerca de 97%); e
- o reprocessamento, seja sísmico 2D ou sísmico 3D, foi uma atividade que predominantemente foi realizada pelas contratadas, sendo, os dados, portanto, classificados como exclusivos na maior parte dos casos.

A Tabela 2.9 apresenta o quantitativo de blocos cujas atividades foram utilizadas para abater PEM em 2023 e 2024.

**Tabela 2.9: Quantitativo de blocos que abateram UTs nos anos de 2023 e 2024.**

Ano	Quantitativo de UTs abatidas	Quantitativo de blocos que abateram UTs
2023	6.800,9	18
2024	25.446,2	43

O aumento expressivo no quantitativo de UTs abatido em 2024, em comparação a 2023, refletiu-se diretamente no quantitativo de blocos que tiveram ao menos uma atividade alvo de abatimento de PEM.

Caso seja usado como referência o total de blocos sob contrato ao final dos anos 2023 e 2024, isto é, 251 blocos e 420 blocos respectivamente, conclui-se que apenas 7% dos blocos em 2023 e 10% dos blocos em 2024 tiveram alguma parcela do PEM abatida nesses anos.

## 2.5 Desempenho exploratório por operadora

O desempenho exploratório por operadora pode ser realizado sob diferentes abordagens. No contexto dos dados utilizados neste Relatório, optou-se por adotar a mesma métrica empregada na elaboração do Gráfico 2.7, isto é, medir o desempenho considerando o número de poços perfurados por operadora em cada ano, dividido pelo número de blocos sob contrato por operadora no mesmo ano. Ainda que relativamente simples, coube a definição de algumas premissas para o cálculo do indicador poços exploratórios por operadora, conforme indicado a seguir:

- (i) seleção dos poços exploratórios perfurados em blocos sob contrato durante a fase de exploração por operadora, categorizados de 1 a 6, de acordo com a Resolução ANP nº 699, de 2017;
- (ii) definição do ano de referência como aquele no qual a perfuração do poço foi iniciada;
- (iii) exclusão dos poços repetidos e investigativos na contabilização dos poços;
- (iv) definição do número de blocos sob contrato por operadora a cada ano como a média entre o número de blocos no início e no final do ano de referência; e
- (v) exclusão de blocos sob contrato suspenso por entraves associados ao licenciamento ambiental.

Cabe destacar que apenas as operadoras que perfuraram poços no período da série histórica, ou seja, de 2020 a 2024 estão sujeitas ao cálculo do indicador de poços exploratórios por operadora. Nesse contexto, sob a ótica da perfuração de poços exploratórios na fase de exploração, o indicador apresentado **destaca positivamente** as operadoras que, de fato, contribuíram para o avanço da ampliação do conhecimento geológico dos blocos e bacias brasileiras ao longo dos últimos anos.

Outro ponto relevante é que, ao apresentar os resultados de um indicador que pondera o quantitativo de poços exploratórios perfurados pelo número de blocos, evidencia-se a atuação de outras operadoras, além da **Petrobras** e da **Eneva**, cujos desempenhos, seja pelo número de blocos sob contrato ou pelo volume de atividades exploratórias realizado em ambiente marítimo e terrestre, respectivamente, podem ser considerados como referência ao longo dos últimos anos.

Assim, a Tabela 2.10 apresenta os resultados do indicador para o ambiente marítimo no período de 2020 a 2024:

- BP Energy, Exxon Mobil, Petrobras, Petronas, Shell Brasil e TotalEnergies perfuraram poços exploratórios na fase de exploração em um ou mais anos no período compreendido entre 2020 e 2024, razão pela qual compõem a consolidação apresentada;
- por ter perfurado poços em cada ano da série histórica de referência, a Petrobras está presente em todos os anos da tabela apresentada, sendo qualificada como operadora mais ativa;
- a liderança anual do indicador foi alternada entre Shell Brasil (2020), TotalEnergies (2021 e 2022), Petronas (2023) e BP Energy (2024); e
- o melhor desempenho na série histórica é compartilhado entre Petronas e TotalEnergies, fruto de seus desempenhos nos anos de 2023 e 2022, respectivamente.

**Tabela 2.10: Resultado do indicador poços exploratórios por operadora para o ambiente marítimo**

Operadora	Poços perfurados	Média de blocos	Indicador
<b>2024</b>			
BP Energy	1	2,5	0,40
Petrobras	6	43	0,14
<b>2023</b>			
Petronas	1	2	0,50
Petrobras	3	35,5	0,08
Shell Brasil	1	18,5	0,05
<b>2022</b>			
TotalEnergies	1	2	0,50
Shell Brasil	1	14	0,07
Petrobras	3	43,5	0,07
ExxonMobil	1	17	0,06
<b>2021</b>			
TotalEnergies	1	4	0,25
ExxonMobil	2	17	0,12
Petrobras	5	46	0,11
<b>2020</b>			
Shell Brasil	2	7	0,29
Petrobras	3	55	0,05

A Tabela 2.11 apresenta os resultados consolidados para o ambiente terrestre entre os anos de 2020 e 2024:

- Alvopetro, BGM, Eneva, Imetame, Nova Petróleo, Phoenix Óleo & Gás e Potiguar E&P perfuraram poços exploratórios na fase de exploração em um ou mais anos no período compreendido entre 2020 e 2024, razão pela qual compõem a consolidação apresentada;
- por ter perfurado poços em cada ano da série histórica de referência, a Eneva está presente em todos os anos da tabela apresentada, sendo qualificada como operadora mais ativa;
- a liderança anual do indicador foi alternada entre Alvopetro (2022 e 2024), Potiguar E&P (2023), Eneva (2021) e Nova Petróleo (2020); e
- o melhor desempenho na série histórica é compartilhado entre Alvopetro e Nova Petróleo, resultado de seus desempenhos nos anos de 2022 e 2020, respectivamente.

**Tabela 2.11: Resultado do indicador poços exploratórios por operadora para o ambiente terrestre**

Operadora	Poços perfurados	Média de blocos	Indicador
<b>2024</b>			
Alvopetro	1	1,5	0,67
BGM	1	3	0,33
Eneva	1	23	0,04
<b>2023</b>			
Potiguar E&P S.A.	1	1	1,00
BGM	3	4	0,75
Eneva	12	24	0,50
Imetame	1	17	0,06
<b>2022</b>			
Alvopetro	3	2	1,50
Potiguar E&P S.A.	1	1	1,00
BGM	3	4	0,75
Eneva	10	24	0,42
<b>2021</b>			
Eneva	11	20,5	0,54
Phoenix Óleo & Gás	1	2,5	0,40
BGM	1	2,5	0,40
Imetame	1	13,5	0,07
<b>2020</b>			
Nova Petróleo	3	2	1,50
Eneva	7	15	0,47
Imetame	1	9	0,11



# CAPÍTULO 3

## Sucesso Exploratório





O ciclo de avaliação de uma descoberta se inicia com a Notificação de Descoberta, realizada após a perfuração de um poço exploratório em que tenham sido encontrados indícios de hidrocarbonetos. Em seguida, é elaborado um Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (PAD) com o objetivo de avaliar a acumulação identificada. Caso os resultados sejam positivos, o processo pode culminar na Declaração de Comercialidade da descoberta, marcando a passagem do projeto para a fase de desenvolvimento e produção.

Neste capítulo, serão apresentados dados e informações que possibilitam analisar o desempenho das campanhas exploratórias empreendidas pelas contratadas na fase de exploração, incluindo Notificações de Descoberta, PADs e Declarações de Comercialidade.

Para complementar essa análise, a ANP desenvolveu uma metodologia para avaliar o sucesso da exploração de petróleo e gás natural no Brasil, baseada em dois indicadores: o Índice de Sucesso Geológico, que reflete a eficiência na identificação de acumulações de petróleo e gás natural, e o Índice de Sucesso Econômico, que mede o aproveitamento comercial das descobertas. Os resultados desses indicadores são apresentados ao final.

### 3.1 Notificação de Descoberta

A Resolução ANP nº 699, de 2017, estabelece que, identificada a ocorrência de hidrocarbonetos em um poço exploratório, a operadora fica obrigada a enviar à ANP uma Notificação de Descoberta. Para tal, a ocorrência de hidrocarbonetos deve ter sido constatada por dois métodos distintos.

A consolidação dos dados de poços com Notificação de Descoberta apresentada neste relatório teve como fundamento as seguintes premissas:

- (i) seleção dos poços exploratórios perfurados na fase de exploração com notificações aprovadas;
- (ii) considerada somente a primeira descoberta<sup>9</sup>, para os casos em que tenha ocorrido mais de uma notificação de descoberta; e
- (iii) definição do ano de referência como aquele no qual houve a descoberta.

O Gráfico 3.1 apresenta o quantitativo anual de poços com descoberta notificada entre os anos de 2016 e 2024, destacando-se os seguintes aspectos:

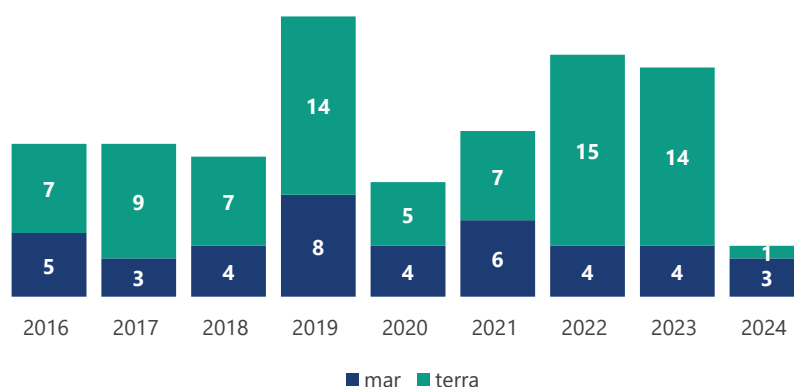
- ◆ 2024 foi finalizado com um total de 4 poços com descoberta, o quantitativo mais baixo de toda a série histórica, sendo três em mar e uma em terra;

<sup>9</sup> Cabe destacar que, neste relatório, as premissas para a consolidação dos dados de Notificação de Descoberta foram alteradas. Antes, contabilizava-se os poços com Notificação de Descoberta tendo como referência a data da notificação, sendo que, nos casos em que havia mais de uma notificação para o mesmo poço, era considerada a mais recente. Neste Relatório, a contabilização passou a considerar a data da descoberta informada na Notificação de Descoberta, considerando-se somente a primeira descoberta. Dessa forma, os gráficos que contêm dados de Notificação de Descoberta, sofreram ligeira alteração nos quantitativos por ano em comparação ao apresentado nos Relatórios Anuais de Exploração dos anos anteriores.

- 79 poços com descoberta em ambiente terrestre, representando quase 66% das descobertas no período em estudo; e
- 41 poços com descoberta em ambiente marítimo, representando pouco mais de 34% das descobertas no período em estudo.

## | Apenas 4 descobertas foram notificadas em 2024

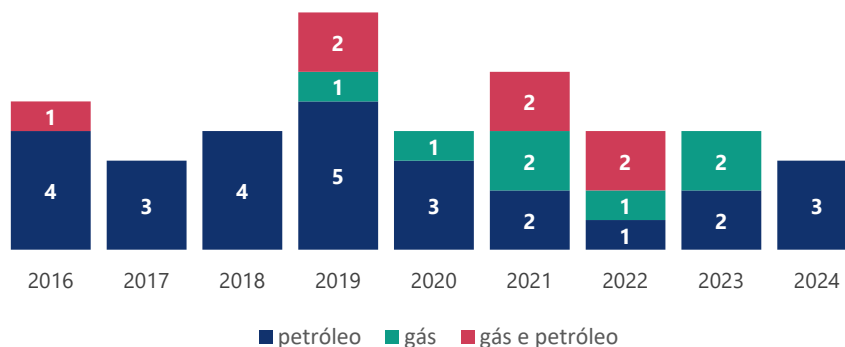
Gráfico 3.1: Poços com Notificação de Descoberta entre 2016 e 2024



O Gráfico 3.2, traz o quantitativo de poços marítimos que notificaram descoberta por tipo de fluido notificado, observa-se:

- em 2024, os três poços que notificaram descoberta tinham como fluido o petróleo; e
- considerando toda a série histórica, dos 41 poços que notificaram descobertas no ambiente marítimo, 27 poços notificaram apenas petróleo, sete apenas gás e outros sete petróleo e gás;

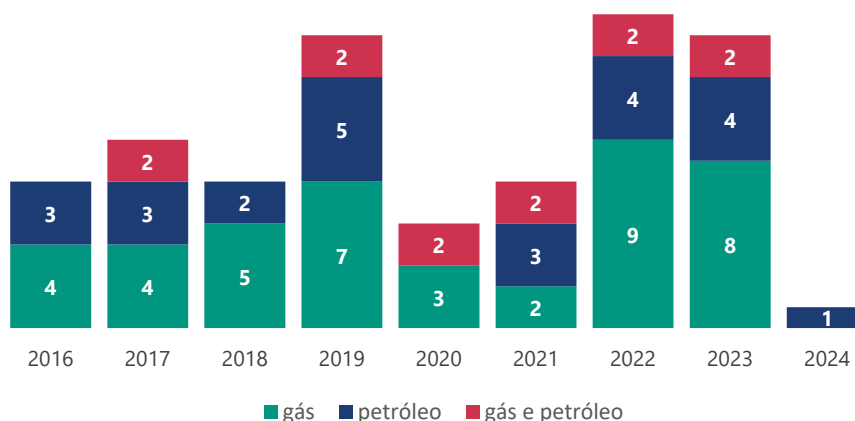
Gráfico 3.2: Quantitativo de poços marítimos por fluido notificado entre 2016 e 2024



Já o quantitativo de poços terrestres com descoberta notificada por tipo de fluido, pode ser observado no Gráfico 3.3, no qual se tem:

- em 2024, houve apenas um poço terrestre com fluido notificado (petróleo); e
- considerando toda a série histórica, 79 poços notificaram descobertas no ambiente terrestre, sendo que 42 poços notificaram apenas gás, 25 apenas petróleo e 12 notificaram ambos os fluidos.

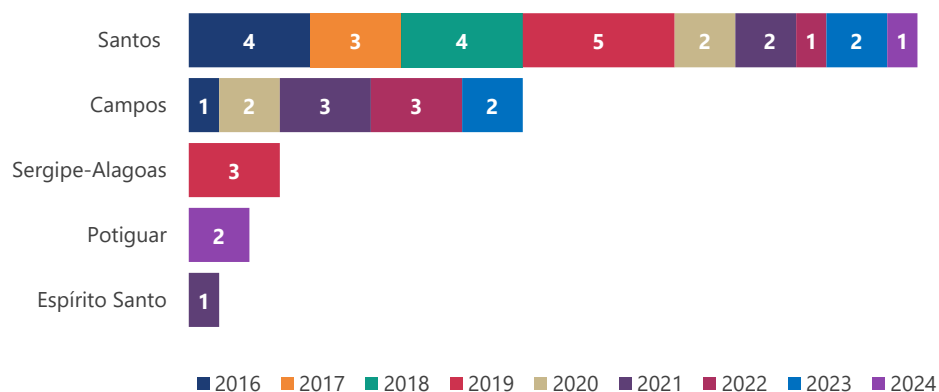
**Gráfico 3.3: Quantitativo de poços terrestres por fluido notificado entre 2016 e 2024**



Comparando-se a distribuição dos poços com descobertas notificadas, segundo o tipo de fluido identificado, nos ambientes **marítimo** e **terrestre**, evidencia-se que, enquanto o ambiente marítimo se caracterizou por uma predominância de descobertas com petróleo, o ambiente terrestre apresentou maior incidência de gás natural nas descobertas realizadas.

Do Gráfico 3.4, que trata dos poços com Notificação de Descoberta em bacias marítimas, destaca-se:

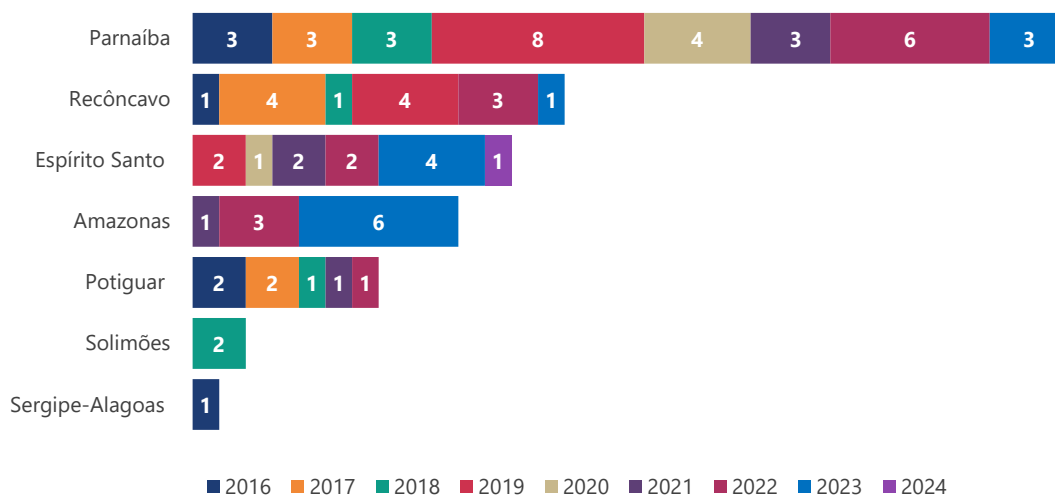
- a bacia de Santos, que permaneceu na liderança com o maior quantitativo de poços com descobertas em bacias marítimas (24), tendo sido constatados indícios de hidrocarbonetos em todos os anos da série histórica;
- a bacia de Campos como a segunda bacia marítima com mais notificações de descoberta (11), embora não tenham ocorrido descobertas em 2024; e
- a bacia Potiguar que, em 2024, registrou hidrocarbonetos nos dois poços perfurados em 2023 e 2024, sendo que anteriormente a última perfuração tinha ocorrido no ano de 2015, sem descoberta notificada.

**Gráfico 3.4: Poços com Notificação de Descoberta por bacia marítima entre 2016 e 2024**

Quanto aos poços com Notificação de Descoberta em bacias terrestres, Gráfico 3.5, destaca-se:

- a bacia do Parnaíba com o maior quantitativo de poços com Notificação de Descoberta em bacias terrestre (33). No entanto, 2024 foi o primeiro ano da série histórica no qual não houve notificação nesta bacia;
- a bacia do Recôncavo, segunda bacia com maior número de poços com notificações (14);
- a bacia do Espírito Santo, por ser a única bacia terrestre a ter notificado hidrocarboneto em um poço perfurado em 2024; e
- 2024 como o ano com o menor número de poços com notificação de descoberta em bacias terrestres da série histórica, acompanhando o ano com o menor quantitativo de poços perfurados neste ambiente.

***O baixo desempenho do segmento de exploração vem sendo refletido no número de descobertas de petróleo e gás***

**Gráfico 3.5: Poços com Notificação de Descoberta por bacia terrestre entre 2016 e 2024**

### 3.2 Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural

Quando a perfuração de um poço leva a uma descoberta de petróleo ou gás natural, a operadora pode proceder à sua avaliação durante a fase de exploração. Para tanto, deve submeter à aprovação da ANP um PAD, que é o documento que contém o programa de trabalho e os investimentos necessários.

No âmbito do PAD, são estabelecidas as atividades exploratórias que serão realizadas com a finalidade de investigar a extensão e as características do reservatório, estimar o volume e as características dos hidrocarbonetos presentes e estudar a viabilidade técnico-econômica de um projeto de desenvolvimento da produção.

Um PAD pode se encontrar em três situações distintas:

- ◆ ativo, situação na qual as atividades de avaliação estão sendo executadas;
- ◆ suspenso, gerando a impossibilidade de execução de atividades exploratórias na área retida para avaliação de descoberta; ou
- ◆ em postergação da Declaração de Comercialidade, cuja autorização pela ANP resulta na suspensão do contrato em relação à área retida para a avaliação da descoberta.

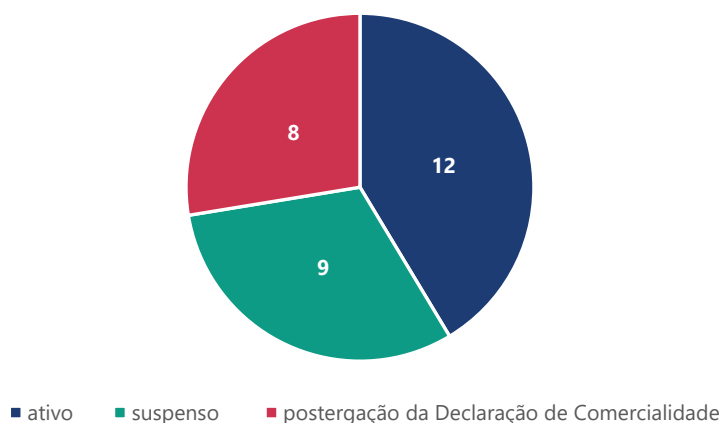
No Gráfico 3.6, verifica-se que o ano de 2024 foi encerrado com 29 PADs, sendo que:

- ◆ 12 estavam ativos, menos da metade de todos os PADs;
- ◆ nove suspensos;
- ◆ oito em postergação da Declaração de Comercialidade.

***No final de 2024, a reposição de reservas para o país dependia dos resultados de apenas 29 Planos de Avaliação de Descobertas, sendo que apenas 12 encontravam-se ativos***

Os 17 PADs suspensos ou em postergação de Declaração de Comercialidade representavam quase 60% dos PADs em andamento ao final de 2024. A apropriação de reservas de petróleo e gás natural deriva de uma eventual declaração de comercialidade, que depende da execução das atividades exploratórias, situação não permitida nas áreas associadas aos PADs suspensos ou em postergação de Declaração de Comercialidade.

**Gráfico 3.6: Situação dos PADs em 31/12/2024**

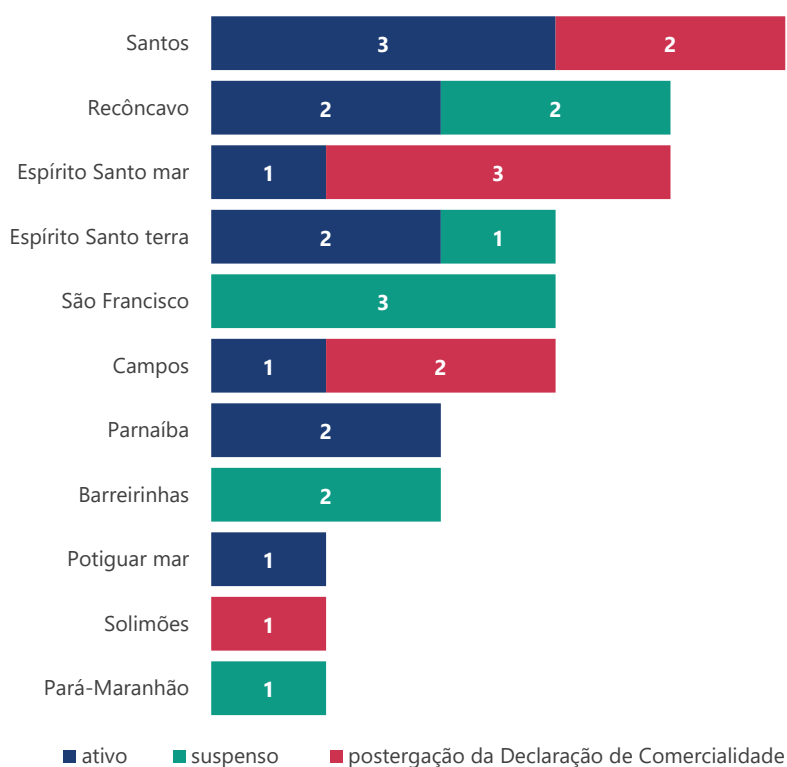


No Gráfico 3.7 observa-se a distribuição dos PADs ao final de 2024 por bacia e por situação. Destaca-se:

- ◆ 16 PADs estavam relacionados a avaliações em ambiente marítimo e 13 em ambiente terrestre;
- ◆ Santos liderava como a bacia com o maior número de PADs (5), seguida pelas bacias do Recôncavo e Espírito Santo mar, ambas com quatro planos;
- ◆ dos nove PADs suspensos, seis apresentavam relação com questões de cunho ambiental, representando um grande desafio para o avanço da fase de exploração; e
- ◆ os PADs em postergação de Declaração de Comercialidade concentravam-se majoritariamente em bacias marítimas.

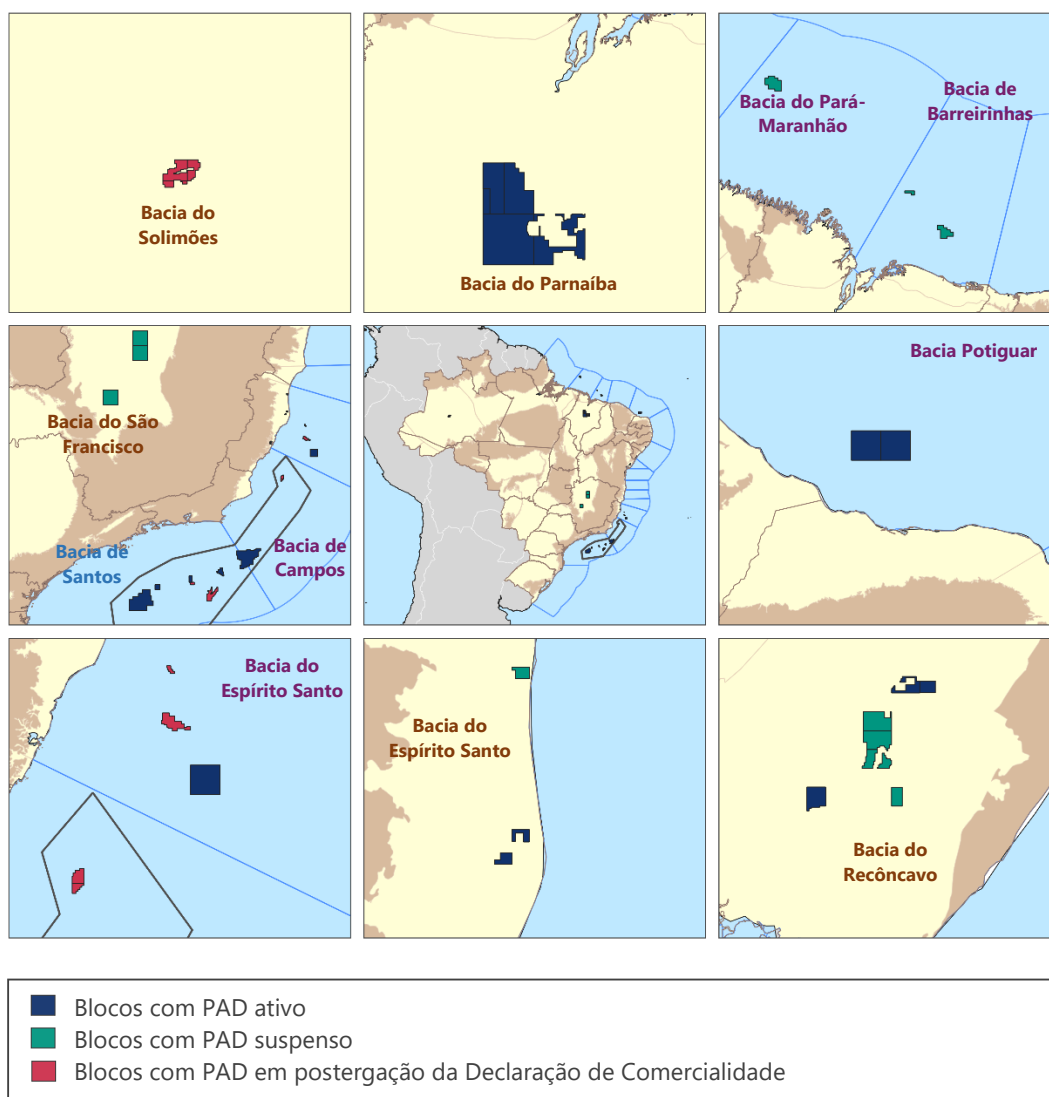
***Os entraves referentes ao licenciamento ambiental têm impactado a continuidade de três dos quatro PADs em andamento na margem equatorial***

**Gráfico 3.7: Situação dos PADs por bacia em 31/12/2024**



A Figura 3.1 ilustra a localização geográfica dos blocos que apresentavam PAD ao final do ano de 2024. É importante ressaltar que um PAD pode estar associado a mais de um bloco, assim como um bloco pode ter mais de um PAD.

Figura 3.1: Blocos com PADs ao final de 2024



Ainda no que se refere aos PADs em andamento, em 2024, iniciaram-se dois novos PADs, sendo:

- ◆ um na bacia de Campos; e
- ◆ um na bacia terrestre do Espírito Santo.

Houve ainda, em 2024, a conclusão de seis PADs. Todos resultaram em Declaração de Comercialidade, as quais estavam associadas às bacias abaixo indicadas.

- ◆ Amazonas: áreas de desenvolvimento de Azulão Oeste e Tambaqui;
- ◆ Potiguar terra: áreas de desenvolvimento de Sabiá-laranjeira e Tanatau; e
- ◆ Recôncavo: áreas de desenvolvimento de Mãe-da-Lua e Jacaré.



A Tabela 3.1 apresenta as bacias marítimas que tinham PAD em andamento em 31/12/2014, discriminando por operadoras e quantidades.

- Ao final de 2024, cinco operadoras marítimas mantinham 16 PADs em andamento distribuídos em seis bacias;
- A Petrobras concentrava a maioria dos PADs no ambiente marítimo, 10, ou seja aproximadamente 63%;
- A BW Maromba e Petro Rio Jaguar mantinham dois PADs cada, seguidas pela 3R Petroleum Off e Shell Brasil, ambas com um PAD.

**Tabela 3.1: Bacias marítimas com PADs em andamento em 31/12/2024**

Bacias marítimas	Operadora	Quantitativo de PAD
Barreirinhas	Petrobras	2
Campos	Petrobras	1
	Petro Rio Jaguar	2
Espírito Santo	BW Maromba	2
	Petrobras	1
	3R Petroleum Off	1
Pará-Maranhão	Petrobras	1
Potiguar	Petrobras	1
Santos	Petrobras	4
	Shell Brasil	1
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>16</b>

No ambiente terrestre, as bacias que tinham PAD em andamento em 31/12/2014 estão discriminadas na Tabela 3.2.

- Ao final de 2024, 10 operadoras terrestres mantinham 13 PADs em andamento distribuídos em cinco bacias;
- As operadoras com o maior número de PADs eram a BGM, Eneva e Imetame, todas com três PADs cada;
- As sete demais operadoras apresentavam cada uma um PAD em andamento em 31/12/2024.

**Tabela 3.2: Bacias terrestres com PADs em andamento em 31/12/2024**

Bacias terrestres	Operadora	Quantitativo de PAD
Espírito Santo	BGM	2
	Capixaba Energia	1
Parnaíba	Eneva	2
Recôncavo	Alvopetro	1
	Recôncavo Energia	1
	SPE Tiêta	1
	Vultur Oil	1
São Francisco	Cemes	1
	Imetame	2
Solimões	Roesneft	1
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>13</b>

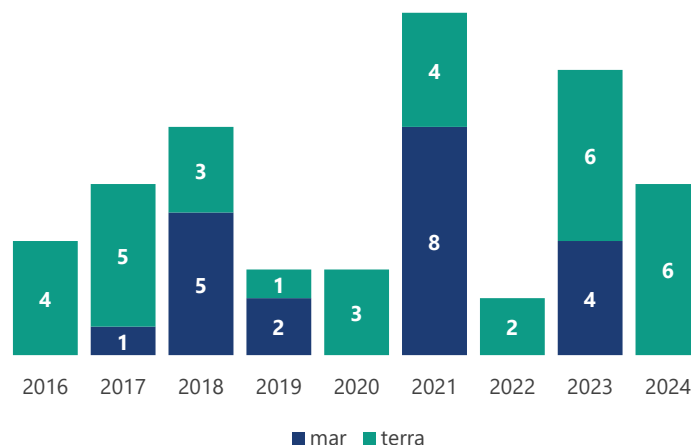
### 3.3 Declaração de Comercialidade

A Declaração de Comercialidade marca o sucesso técnico e econômico de uma campanha exploratória. Após a avaliação de uma descoberta, caso sejam identificados volumes comercialmente viáveis e a operadora decida prosseguir para a fase de produção, deve apresentar à agência uma Declaração de Comercialidade.

Cabe destacar que, muito embora a decisão sobre declarar uma área comercial seja unilateral por parte da contratada, a Declaração de Comercialidade só é efetivada após a aprovação do Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (RFAD). Todavia, a Declaração de Comercialidade é considerada na data de sua apresentação, que também é a data que registra a passagem do contrato para a fase de produção.

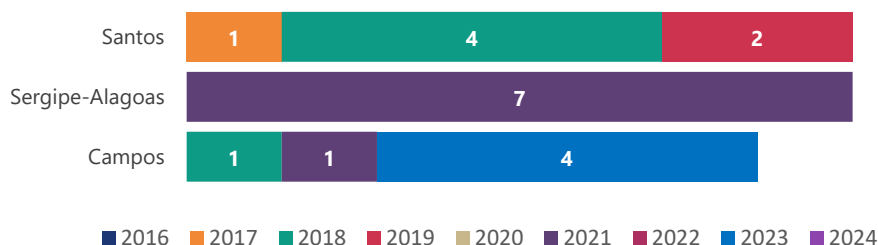
Observa-se, no Gráfico 3.8, que 54 Declarações de Comercialidade foram efetivadas entre 2016 e 2024, sendo:

- ◆ 34 Declarações de Comercialidade em ambiente terrestre, representando 63% de todas as declarações no período;
- ◆ 20 Declarações de Comercialidade em ambiente marítimo;
- ◆ seis Declarações de Comercialidade efetivadas em 2024, todas em ambiente terrestre; e
- ◆ que o maior quantitativo dos últimos nove anos, ocorreu em 2021, com dez Declarações de Comercialidade, das quais sete associadas à bacia marítima de Sergipe-Alagoas.

**Gráfico 3.8: Declarações de Comercialidade efetivadas por ambiente entre 2016 e 2024<sup>10</sup>**

Ao analisar as Declarações de Comercialidade efetivadas nas bacias marítimas, Gráfico 3.9, observa-se que:

- apenas as bacias de Santos (7), Sergipe-Alagoas (7) e Campos (6) tiveram Declarações de Comercialidade; e
- não houve Declaração de Comercialidade em bacias marítimas em 2024, assim como não houve nos anos de 2016, 2020 e 2022.

**Gráfico 3.9: Declarações de Comercialidade efetivadas por bacia marítima entre 2016 e 2024**

Ainda sobre as Declarações de Comercialidade em bacias marítimas, os entraves ambientais associados às bacias de fronteira exploratória marítima se configuram em razão relevante para que as campanhas exploratórias nessas bacias não prosperem ao ponto de atingirem o momento de decisão sobre a apresentação da Declaração de Comercialidade.

<sup>10</sup> Neste relatório foi incorporada ao ano de 2023 a área de desenvolvimento de Batuária que, ao final de 2023, encontra-se com seu Relatório Final de Avaliação de Descobertas (RFAD) em análise. Considerando a aprovação do referido RFAD no ano 2024, a Declaração de Comercialidade foi efetivada e incorporada ao Gráfico.

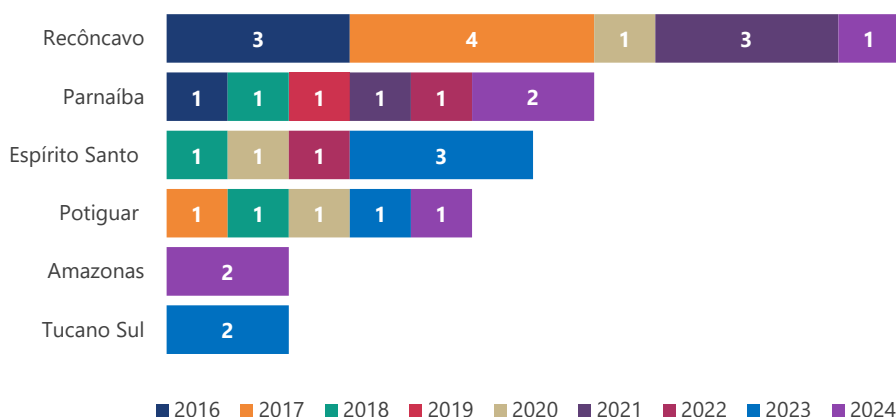
***Apenas três Declarações de Comercialidade foram registradas na margem equatorial desde 1998. Entraves ambientais impedem o avanço das campanhas exploratórias na região.***

Desde a implantação da ANP, no ano de 1998, foram registradas apenas três Declarações de Comercialidade na margem equatorial, todas na bacia **Potiguar**, sendo a última delas no ano de 2004.

Sobre as Declarações de Comercialidade efetivadas nas bacias terrestres entre 2016 e 2024, Gráfico 3.10, destaca-se para o ano de 2024:

- ◆ quatro Declarações de Comercialidade em bacias de fronteira exploratória, sendo duas na bacia do Amazonas e duas na bacia do Parnaíba;
- ◆ duas Declarações de Comercialidade em bacias maduras, sendo uma na bacia Potiguar e uma na bacia do Recôncavo.

**Gráfico 3.10: Declarações de Comercialidade efetivadas por bacia terrestre entre 2016 e 2024**



As duas Declarações de Comercialidade da bacia do **Amazonas**, registradas em 2024, são as primeiras da série histórica. Desde a criação da ANP, houve apenas quatro Declarações de Comercialidade nessa bacia, sendo que as duas anteriores datam de 2004.

***As bacias do Amazonas em 2024 e do Tucano Sul em 2023 registraram as suas primeiras Declarações de Comercialidade desde a criação da ANP. Ambas são classificadas como de fronteira exploratória.***

A Figura 3.2 apresenta a localização geográfica dos blocos para os quais houve efetivação da Declaração de Comercialidade entre 2016 e 2024. Importa destacar que um bloco pode apresentar mais de uma Declaração de Comercialidade associada a ele.

**Figura 3.2: Blocos com Declarações de Comercialidade no período de 2016 a 2024**



A Tabela 3.3 apresenta as bacias marítimas para as quais houve Declaração de Comercialidade entre 2016 e 2024, discriminando as operadoras e quantidade de declarações.

- ◆ Entre 2016 e 2024, cinco operadoras marítimas foram responsáveis pelas 20 Declarações de Comercialidade nesse ambiente; e
- ◆ No período em destaque, a Petrobras teve 11 Declarações de Comercialidade efetivadas, seguida pela Karoon Brasil com quatro, Equinor Brasil e Equinor Energy, cada uma com duas, e Petro Rio Jaguar com uma.

**Tabela 3.3: Bacias marítimas com Declarações de Comercialidade por operadora no período de 2016 a 2024**

Bacias marítimas	Operadora	Quantitativo de Declaração de Comercialidade
Campos	Equinor Energy	2
	Petro Rio Jaguar	1
	Petrobras	3
Santos	Equinor Brasil	2
	Karoon Brasil	4
	Petrobras	1
Sergipe-Alagoas	Petrobras	7
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>20</b>

Já a Tabela 3.4, que trata das bacias terrestres para as quais houve Declaração de Comercialidade entre 2016 e 2024, observa-se:

- 12 operadoras terrestres foram responsáveis pelas 34 Declarações de Comercialidade efetivas nesse ambiente em seis bacias;
- no período em destaque, a Eneva teve 9 Declarações de Comercialidade efetivada, seguida da Alvo Petro e da Petrobras, cada uma com cinco, e da BGM e da Imetame com três cada uma;
- na sequência, Capixaba Energia e Phoenix Óleo & Gás tiveram duas Declarações de Comercialidade efetivadas cada uma; e
- com uma Declaração de Comercialidade cada uma, Aguila, Níon Energia, PetroRecôncavo, Recôncavo Energia SP e Slim Drilling fecham a listagem.

**Tabela 3.4: Bacias terrestres com Declarações de Comercialidade por operadora no período de 2016 a 2024**

Bacias terrestres	Operadora	Quantitativo de Declaração de Comercialidade
Amazonas	Eneva	2
Espírito Santo	BGM	3
	Capixaba Energia	2
	Petrobras	1
Parnaíba	Eneva	7
Potiguar	Aguila	1
	Níon Energia	1
	PetroRecôncavo	1
	Phoenix Óleo & Gás	2

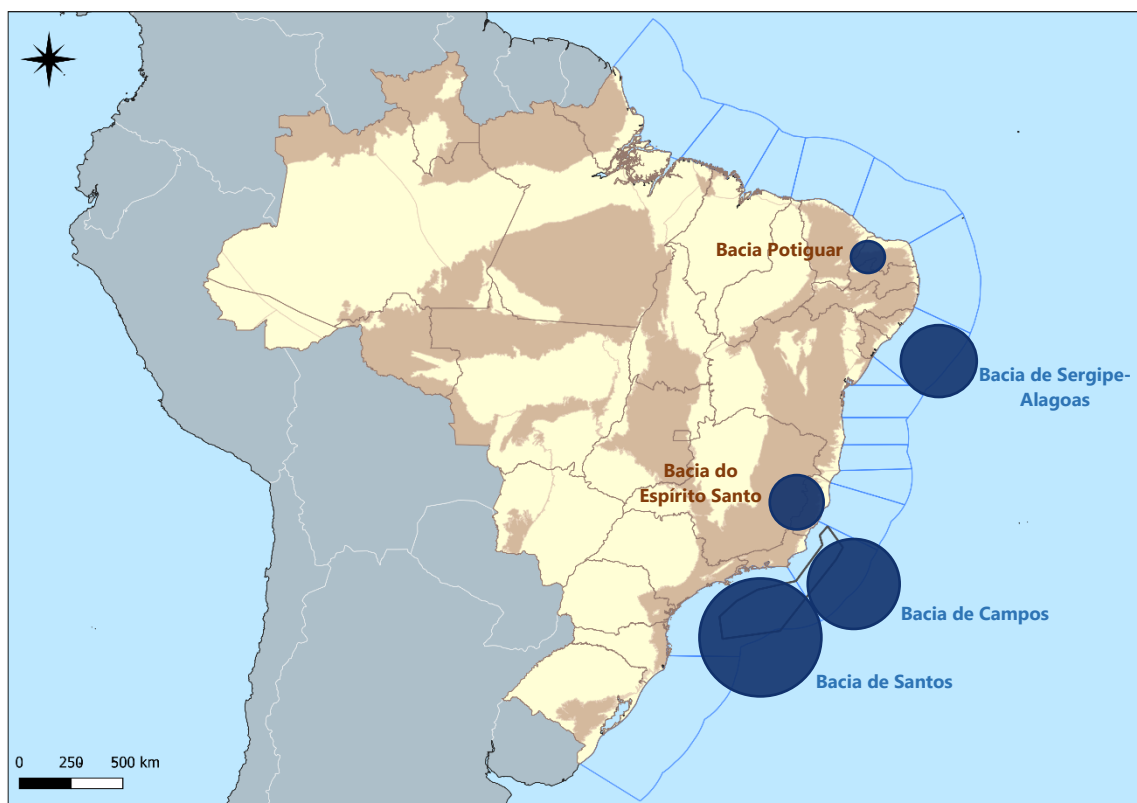
Bacias terrestres	Operadora	Quantitativo de Declaração de Comercialidade
Recôncavo	Alvopetro	5
	Imetame	1
	Petrobras	4
	Recôncavo Energia SP	1
	Slim Drilling	1
Tucano Sul	Imetame	2
<b>Total</b>	<b>12</b>	<b>34</b>

Os volumes de óleo e gás natural *in place* oriundos das 54 Declarações de Comercialidade efetivadas no período de 2016 a 2024, com base nas estimativas P50 (probabilidade de 50% de ocorrência), foram:

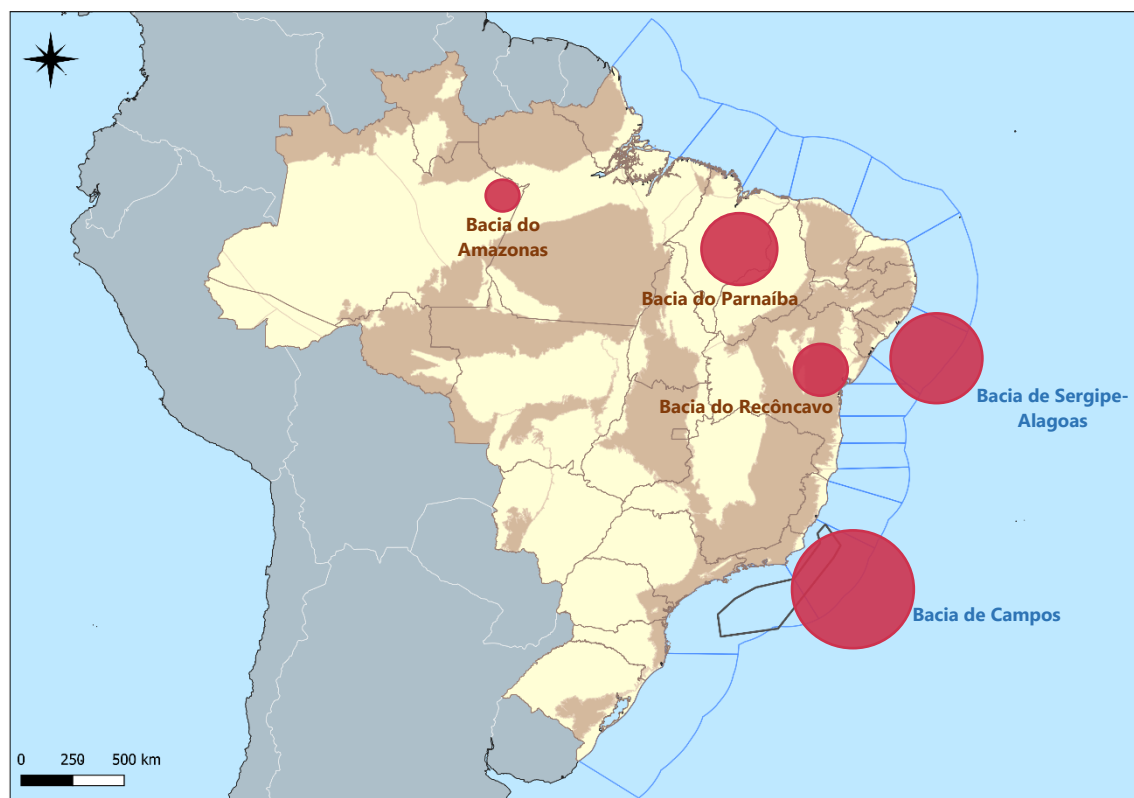
- ◆ 17,7 bilhões de barris de óleo; e
- ◆ 357,3 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural.

As Figuras 3.3 e 3.4 apresentam a apropriação dos volumes de óleo e gás natural *in place*, respectivamente, para as cinco maiores bacias em termos de volumes. O tamanho da circunferência representa a ordem de classificação das bacias quanto aos volumes totais de óleo ou de gás natural a partir das estimativas apresentadas nas Declarações de Comercialidade efetivadas no período de 2016 a 2024.

**Figura 3.3: Comparação dos volumes totais de óleo *in place* informados nas Declarações de Comercialidade efetivadas entre 2016 e 2024**



**Figura 3.4: Comparação dos volumes totais de gás natural *in place* informados nas Declarações de Comercialidade efetivadas entre 2016 e 2024**





A Figura 3.3, que apresenta os volumes de óleo *in place*, manteve-se inalterada em relação ao ano de 2023, com as bacias de **Santos** e **Campos** apresentando os maiores volumes.

Por outro lado, a Figura 3.4, referente aos volumes de gás natural *in place*, sofreu uma alteração em decorrência das seis Declarações de Comercialidade efetivadas em 2024. Como resultado, a bacia do **Amazonas** apareceu pela primeira vez na figura, substituindo a bacia terrestre do **Espírito Santo** na quinta posição.

### 3.4 Índices de Sucesso Exploratório Geológico e Econômico

Com o objetivo de estimar o resultado do esforço exploratório das campanhas empreendidas na fase de exploração no Brasil, foram estabelecidos dois índices: o Índice de Sucesso Exploratório Geológico (ISEG) e o Índice de Sucesso Exploratório Econômico (ISEE).

O ISEG expressa a relação entre o número de poços com Notificações de Descoberta aprovadas e o total de poços perfurados. Esse índice reflete a eficiência na identificação da presença de petróleo e gás natural, estando relacionado a uma etapa que precede o alcance do sucesso econômico de uma campanha, caracterizado pela efetivação da Declaração de Comercialidade.

Já o ISEE representa a divisão do número de Declarações de Comercialidade efetivadas pelo total de poços perfurados. Esse índice mede quantos dos poços perfurados resultaram em descobertas consideradas comercialmente viáveis, ou seja, aquelas que resultaram no avanço do contrato para a fase de produção.

Comparativamente, os valores do ISEG serão sempre superiores aos do ISEE, na medida em que uma Notificação de Descoberta pode ou não gerar um PAD e, mesmo havendo PAD, este nem sempre culmina em uma Declaração de Comercialidade.

Para a definição dos índices apresentados neste relatório foram utilizadas as seguintes premissas:

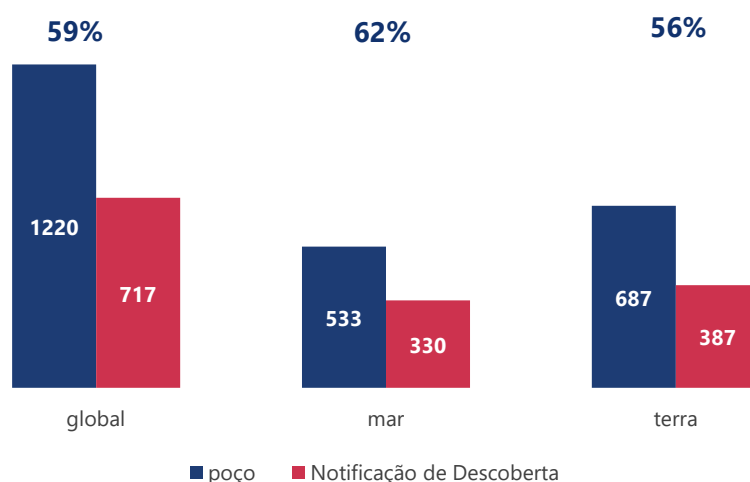
- (i) definição do período de referência como aquele compreendido entre 1998, ano de criação da ANP, e 2024;
- (ii) seleção dos poços exploratórios concluídos em blocos sob contrato;
- (iii) seleção dos poços exploratórios pioneiros, que, de acordo com a Resolução ANP nº 699, de 2017, são aqueles de categorias 1 e 4;
- (iv) em caso de poços repetidos, contabilização de apenas um poço, conforme definição para poço repetido apresentada na Resolução ANP nº 699, de 2017;
- (v) inclusão dos poços exploratórios 2-ANP-1- RJS e 2-ANP-2A-RJS e das Declarações de Comercialidade associadas a esses poços, que deram origem aos campos de Búzios e de Mero, respectivamente, uma vez que tais poços cumpriram o papel de pioneiros no âmbito das descobertas realizadas, ainda que tenham sido categorizados como estratigráficos; e

- (vi) Notificações de Descoberta associadas aos poços exploratórios pioneiros, limitadas a uma notificação por poço.

O Gráfico 3.11 apresenta o ISEG global e os ISEGs segregados por ambientes marítimo e terrestre, no qual é possível observar:

- no geral, 59% dos poços exploratórios pioneiros perfurados na fase de exploração resultaram em Notificação de Descoberta, ou seja, quase seis em cada 10 poços perfurados resultaram em indícios de hidrocarbonetos; e
- os resultados do ISEG indicaram um sucesso que supera os 55% tanto para mar como para terra, sendo o sucesso exploratório geológico superior para o ambiente marítimo.

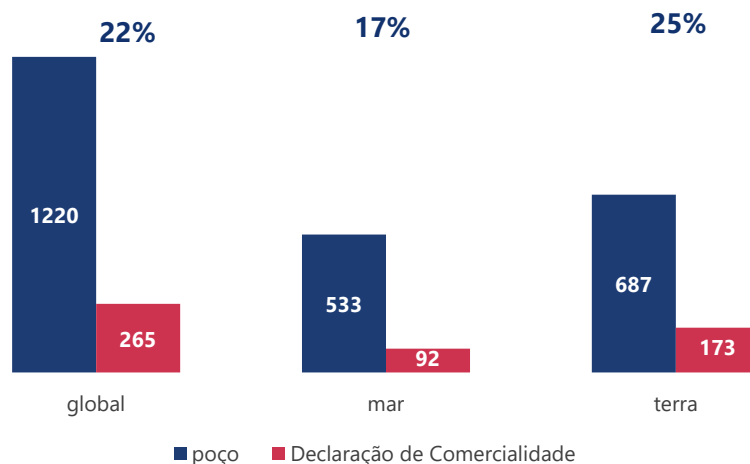
**Gráfico 3.11: ISEG no período de 1998 a 2024**



Para o ISEE (Gráfico 3.12), destaca-se:

- o ISEE global atingiu 22% no período entre 1998 e 2024, isto é, cerca de dois em cada 10 poços perfurados resultaram descobertas consideradas comercialmente viáveis.
- o ISEE para o ambiente terrestre (25%) foi superior ao do ambiente marítimo (17%), indicando a maior probabilidade de que uma acumulação se torne comercial no ambiente terrestre, dada a perfuração de um poço.

Gráfico 3.12: ISEE no período de 1998 a 2024

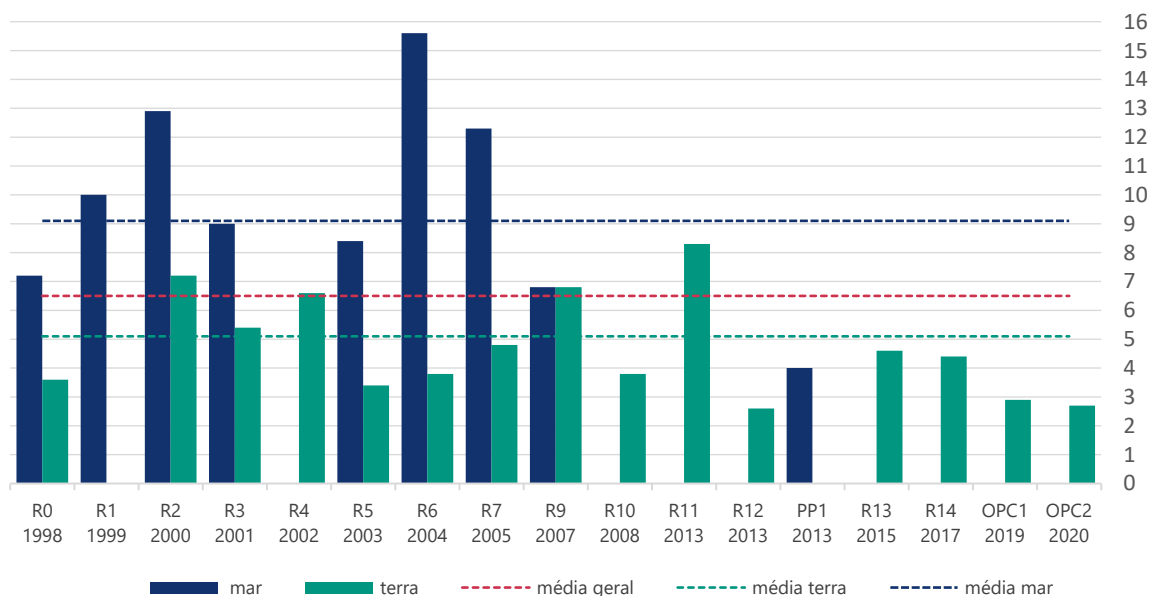


O desempenho superior do ISEE em **terra**, comparado ao **mar**, pode ser função do volume consideravelmente menor de investimentos necessários ao desenvolvimento e à produção de uma jazida terrestre. É possível que a adoção de critérios econômicos mais conservadores para a definição da viabilidade econômica no ambiente *offshore* acabe por resultar em ISEE menor quando comparado ao ambiente *onshore*.

Ao comparar os resultados dos índices ISEG e ISEE global e por ambiente apresentados neste Relatório com aqueles publicados nos Relatórios Anuais de Exploração anteriores, observa-se que as alterações foram muito discretas.

Ainda sobre o sucesso exploratório econômico, o Gráfico 3.13 ilustra as variações no tempo necessário para a apresentação de uma Declaração de Comercialidade, considerando todas as rodadas de licitações já realizadas pela ANP. Esse tempo foi contabilizado levando-se em conta o prazo decorrido entre a data de assinatura do contrato e a data da Declaração de Comercialidade. Para as Declarações de Comercialidade associadas a mais de um bloco sob contrato, foi utilizada a data de assinatura do contrato mais antigo no cálculo realizado.

**Gráfico 3.13: Tempo decorrido entre a assinatura do contrato e a efetivação da Declaração de Comercialidade por licitações**



A partir do gráfico, observa-se:

- o tempo médio para a apresentação de uma Declaração de Comercialidade foi de 6,5 anos;
- o tempo médio no ambiente marítimo (9,1 anos) foi significativamente superior ao observado em terra (5,1 anos);
- as licitações da 12ª Rodada e do 2º e 1º Ciclos de Oferta Permanente de Concessão, destacaram-se no ambiente terrestre com as menores médias de tempo, todas inferiores a três anos;
- em ambiente marítimo, entre as menores médias de tempo, destacaram-se a 1ª Rodada de Partilha de Produção, com média de quatro anos, seguidas pela 9ª Rodada e pela Rodada Zero, ambas ao redor de sete anos;
- em terra, a 11ª Rodada superou amplamente o tempo médio calculado, com 8,3 anos contra 5,1 anos de média;
- a 6ª Rodada apresentou a média para o ambiente marítimo de 15,6 anos, superando de forma expressiva o tempo médio de 9,1 anos para a apresentação de uma Declaração de Comercialidade.

Ao se comparar os ambientes, é possível associar os prazos mais curtos registrados em terra a fatores como menor escala e complexidade dos projetos, exigências ambientais menos rigorosas e maior possibilidade de aproveitamento de infraestrutura já existente.

Além disso, é possível inferir que um tempo médio mais prolongado até a apresentação da Declaração de Comercialidade represente melhor as rodadas de licitações nas quais os blocos contratados estiveram submetidos a maiores dificuldades associadas ao licenciamento ambiental ou nas quais houve um número maior de blocos cujos PADs foram alvo de postergação da Declaração de Comercialidade.

Também cabe mencionar que, para as rodadas que possuem contratos com a fase de exploração em curso, os tempos médios para apresentação da Declaração de Comercialidade deverão sofrer alterações. Essa alteração nos tempos já foi possível observar comparando-se o mesmo gráfico publicado no Relatório Anual de Exploração 2023 com este registrado no Relatório Anual de Exploração 2024. Para as 13ª e 14ª Rodadas e 1º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão as médias registradas em 2023 de 3,6, 4,1 e 1,9 anos, respectivamente, foram alteradas, em 2024, para de 4,6, 4,4 e 2,9 anos, respectivamente.

A Tabela 3.5 apresenta o quantitativo de Declarações de Comercialidade por licitações. De modo geral, as licitações até a 9ª Rodada foram as que mais apresentaram Declarações de Comercialidade.

**Tabela 3.5: Quantitativo de Declarações de Comercialidade por licitações**

Rodada	Quantitativo de DC
R0	54
R1	1
R2	30
R3	6
R4	17
R5	15
R6	30
R7	39
R9	38
R10	4
R11	6
R12	6
PP1	1
R13	5
R14	3
OPC1	4
OPC2	3
<b>Total</b>	<b>262</b>



# CAPÍTULO 4

## **Ações Regulatórias**



A atuação da Superintendência de Exploração (SEP) tem se destacado pela adoção de uma agenda regulatória moderna que visa tanto aperfeiçoar a gestão dos contratos de E&P como também **impulsionar o desempenho do segmento de exploração** no Brasil.

#### **4.1. Ação regulatória do cumprimento do Programa Exploratório Mínimo fora dos limites da área original**

Essa ação originou-se a partir da constatação de dificuldades relacionadas à execução das atividades exploratórias associadas ao PEM, observadas ao longo dos últimos anos. Nesse contexto, identificou-se um problema regulatório específico: a baixa flexibilidade para o cumprimento do PEM fora da área de concessão.

Em observância ao disposto no Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, a SEP elaborou o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 1/2023/SEP/ANP-RJ, que, com base nas causas e consequências do problema identificado, concluiu que a melhor alternativa para o seu enfrentamento seria a edição de ato normativo com ajustes no contrato de concessão.

Após ser submetido à Consulta Prévia nº 5/2023, o Relatório de AIR foi aprovado, em setembro de 2023, pela Diretoria Colegiada da ANP, validando a alternativa recomendada.

De forma a dar prosseguimento ao curso da ação regulatória, iniciou-se a etapa de elaboração do ato normativo. Inicialmente, foi produzida uma Nota Técnica, contendo um levantamento preliminar de critérios e requisitos de uso e aplicabilidade que deveriam orientar a redação da futura resolução. O documento foi disponibilizado aos concessionários e às entidades representativas da indústria de petróleo e gás natural, com o objetivo de subsidiar e fomentar o debate regulatório sobre o tema.

Na sequência, foi realizado o *Workshop sobre o cumprimento do PEM fora da área de concessão*, que teve como finalidade colher a percepção e as contribuições dos agentes regulados e entidades representativas do segmento de exploração e produção no Brasil sobre o conteúdo da resolução, bem como incentivá-los a participar da construção do ato normativo.

Em outubro de 2024, a SEP finalizou a proposta de resolução que estabelece os requisitos e os procedimentos para o cumprimento do PEM fora dos limites da área original, submetendo-a à Consulta Pública ANP nº 07/2024, originalmente prevista para o período de 5/11/2024 a 19/12/2024, posteriormente prorrogada até 21/01/2025.

Ao final de 2024, havia a previsão de realização da Audiência Pública nº 07/2024 em fevereiro de 2025, com a publicação da resolução estimada para o primeiro semestre do mesmo ano.

Essa norma tem gerado grande expectativa por parte do mercado, uma vez que propõe uma solução regulatória que viabiliza o cumprimento do PEM em área distinta daquela originalmente concedida. A medida visa ampliar a efetividade do PEM ao mesmo tempo

em que confere maior **flexibilidade** aos concessionários na gestão dos seus contratos para o aproveitamento mais eficiente dos investimentos.

A Figura 4.1 traz os principais eventos da ação regulatória do cumprimento do PEM fora dos limites da área original no ano de 2024, conforme rito definido nas Instruções Normativas ANP nº 14/2018 e nº 8/2021 e na Resolução ANP nº 846/2021.

**Figura 4.1: Principais eventos da ação regulatória do cumprimento do PEM fora dos limites da área original no ano de 2024**



## 4.2. Ação Regulatória da reformulação do Programa Exploratório Mínimo

Iniciada em setembro de 2024, a mais recente ação regulatória em condução pela SEP surge a partir da necessidade de repensar e modernizar o Programa Exploratório Mínimo considerando algumas questões observadas nos processos de abatimento do PEM, os avanços tecnológicos do segmento de exploração de petróleo e gás natural, aspectos associados à descarbonização da indústria e desafios para a melhoria do desempenho da fase de exploração. A modernização do PEM configura-se como mais uma **iniciativa** com o objetivo de impulsionar o desempenho do segmento de exploração no Brasil, mediante a construção de um cardápio de alternativas que gerem maior flexibilidade ao cumprimento do PEM, bem como para a execução das atividades exploratórias.

A ação regulatória deve ser finalizada até o final do ano de 2026.

***A ANP busca impulsionar o desempenho do segmento de exploração no Brasil através da flexibilização e modernização do Programa Exploratório Mínimo***



### 4.3. Acordo para a resilição de contratos *offshore*

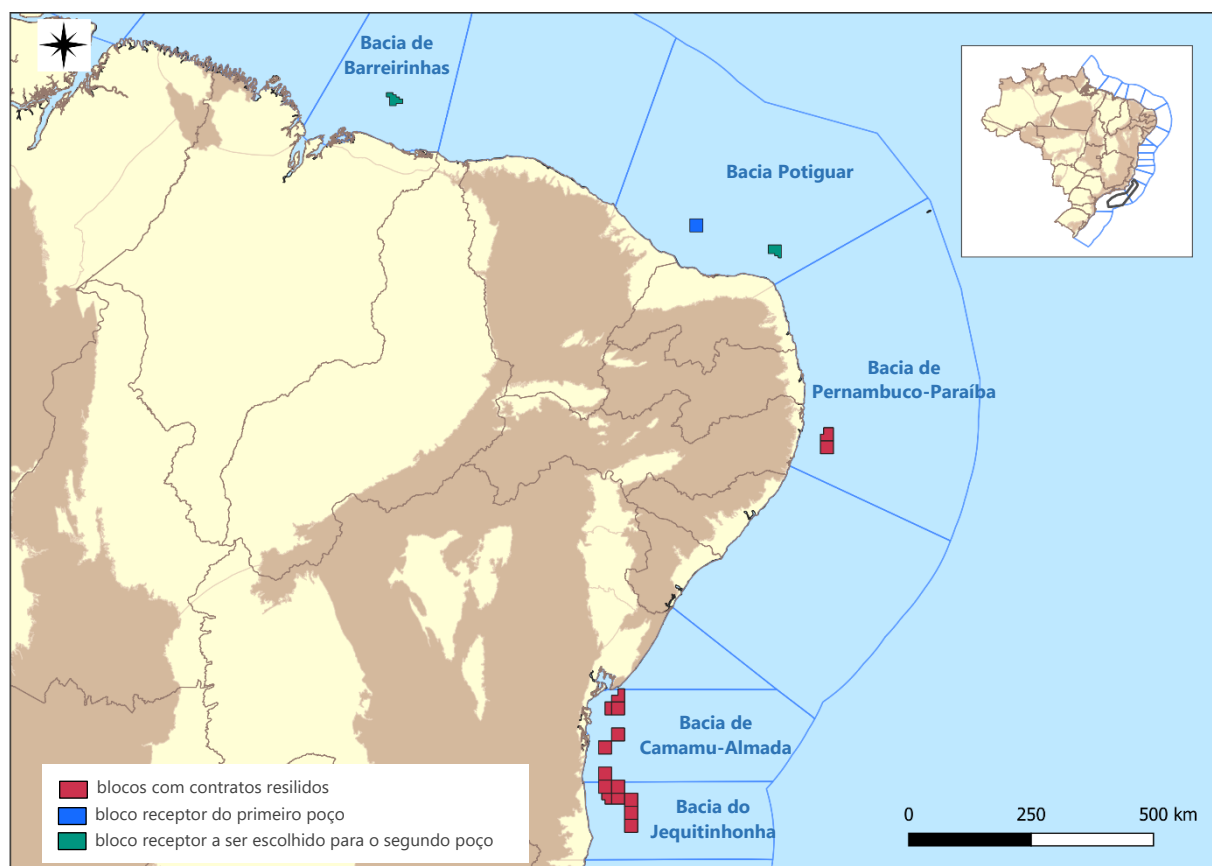
Em fevereiro de 2023, foi firmado um acordo entre a ANP e a Petrobras que resultou na resilição de oito contratos: quatro localizados na bacia Camamu-Almada, dois em Jequitinhonha e dois em Pernambuco-Paraíba. Esses contratos, que representam um total de 15 blocos localizados em águas rasas, encontravam-se suspensos há mais de uma década em razão a prolongados atrasos nos processos de licenciamento ambiental.

Como contrapartida, a Petrobras assumiu o compromisso de perfurar dois poços exploratórios em blocos situados na **margem equatorial** – região com elevado potencial petrolífero, mas ainda carente em conhecimento dos seus sistemas petrolíferos.

O primeiro poço foi perfurado em 2024 na bacia Potiguar tendo culminado em uma descoberta com indícios de petróleo, o que reforça que a iniciativa do acordo tem atingido o seu objetivo.

A Figura 4.2 mostra a localização geográfica dos blocos com contratos alvo do acordo para resilição de contratos *offshore*. Como supramencionado, o primeiro poço foi perfurado no bloco POT-M-762 e o segundo poço está previsto para ser perfurado em bloco receptor a ser escolhido, na bacia de Barreirinhas ou Potiguar.

Figura 4.2: Localização dos blocos alvo do acordo para resilição de contratos *offshore*



#### 4.4. Prorrogação dos Contratos de E&P

Entre as medidas adotadas pela ANP nos últimos anos, está a prorrogação dos contratos de E&P na fase de exploração. Foram três resoluções publicadas em momentos críticos para o setor de exploração de petróleo e gás natural no país: Resolução ANP nº 708, de 25 de outubro de 2017, Resolução ANP nº 815, de 20 de abril de 2020, e Resolução ANP nº 878, de 2 de junho de 2022. A atuação da ANP teve como objetivos **assegurar a execução das atividades exploratórias** e evitar a devolução maciça dos blocos sob contrato.

Até o final de 2024, o quantitativo de contratos prorrogados era o seguinte:

- ◆ 84 contratos, mediante a Resolução ANP nº 708, de 2017;
- ◆ 134 contratos, mediante a Resolução ANP nº 815, de 2020; e
- ◆ 157 contratos, mediante a Resolução ANP nº 878, de 2022.

Com relação ao quantitativo de contratos que ainda poderão usufruir da prorrogação facultada pelas resoluções, o panorama ao final de 2024 era:

- ◆ 16 contratos mediante a Resolução ANP nº 708, de 2017;
- ◆ 47 contratos mediante a Resolução ANP nº 815, de 2020; e
- ◆ 66 contratos mediante a Resolução ANP nº 878, de 2022.

#### 4.5 Avaliação de Resultado Regulatório da Resolução ANP nº 878, de 2022

O Decreto nº 10.411, de 2020, tornou obrigatório que os atos normativos cuja Análise de Impacto Regulatório (AIR) tenha sido dispensada em razão de urgência sejam objeto de Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) no prazo de três anos. Dessa forma, no segundo semestre de 2024, deu-se início à ARR da Resolução ANP nº 878, de 2022.

Alinhada com o Decreto nº 10.411, de 2020, a ARR em curso tem como finalidade verificar a **efetividade** da Resolução ANP nº 878, de 2022, considerando o alcance dos objetivos originalmente pretendidos e eventuais impactos observados decorrentes de sua implementação.

No que se refere aos objetivos pretendidos com o ato normativo, no âmbito da ação regulatória, foi definido como objetivo geral a minimização da retração do desempenho do segmento de exploração de petróleo e gás natural no Brasil. Como desdobramentos do objetivo geral, ficaram definidos como objetivos específicos:

- ◆ evitar a extinção em larga escala de contratos de E&P em fase de exploração;
- ◆ buscar garantir a realização das atividades exploratórias compromissadas no âmbito dos contratos de E&P em fase de exploração; e

- ◆ preservar a concretização dos investimentos compromissados no âmbito dos contratos de E&P em fase de exploração.

Um aspecto fundamental para a elaboração de uma ARR é a definição de uma metodologia que permita a verificação do alcance dos objetivos originalmente pretendidos com a ação regulatória. Nesta perspectiva, como resultado dos trabalhos realizados até o final de 2024, foi definido que a ARR da Resolução ANP nº 878, de 2022, incorporará o uso de duas abordagens metodológicas complementares, uma de natureza quantitativa e outra qualitativa, mediante o uso e a aplicação de:

- ◆ indicadores de efetividade; e
- ◆ pesquisas de percepção com atores envolvidos.

O Relatório de ARR da Resolução ANP nº 878, de 2022, deverá ser finalizado no segundo semestre de 2025.



# CAPÍTULO 5

## **Previsão de Investimentos na Fase de Exploração**



O Plano de Trabalho Exploratório (PTE), implementado por meio da Resolução ANP nº 876, de 29 de abril de 2022, é o instrumento em que as operadoras especificam as atividades e os respectivos cronogramas e orçamentos para cada bloco sob contrato de E&P, bem como para o momento em que forem executadas as obrigações remanescentes relacionadas ao descomissionamento de instalações. Ele incorpora as informações até a data de término do período exploratório vigente, do PAD ou do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI).

É importante destacar que o PTE contempla tanto as atividades previstas quanto aquelas efetivamente realizadas. Essa abordagem permite à ANP a fiscalização do que foi originalmente planejado e o que, de fato, foi executado pelas empresas contratadas. O PTE previsto é entregue em outubro de cada ano e o PTE realizado em março, com dados referentes ao ano anterior.

Nesse capítulo, em um primeiro momento, serão comparados o PTE previsto de 2024 e o PTE realizado no mesmo ano. Na sequência, serão apresentadas e comentadas as previsões de investimentos e atividades derivadas do PTE previsto 2025.

## **5.1 Comparativo entre os investimentos e atividades previstas e realizadas para o ano de 2024**

Para a comparação entre as atividades e investimentos previstos e realizados no ano de 2024, foram utilizados o PTE previsto 2024 e o PTE realizado 2024.

Foram consideradas todas as atividades informadas pelos operadores, excetuando-se aquelas relacionadas à etapa de descomissionamento de instalações e à recuperação ambiental. Essa abordagem é diferente daquela adotada no Relatório Anual de Exploração 2023, que considerou apenas as informações das atividades consideradas de maior relevância no âmbito de uma campanha exploratória. A abordagem dada no relatório de 2023 focou no mesmo conjunto de atividades apresentadas no Capítulo 2 daquele ano. A partir deste ano, este relatório passa a apresentar os valores de previsões investimentos em dólar, moeda adotada nos PTEs.

Antes de avançar nas análises, cabe mencionar as premissas utilizadas na consolidação das informações dessa seção. No caso da quantificação de atividades associadas a poços exploratórios, foi utilizado o ano de início das atividades (2024) como referência para a comparação entre as previsões e realizações. Assim, atividades relacionadas a poços iniciadas em 2023 e concluídas em 2024 não foram contabilizadas como realizadas em 2024. Em contrapartida, sob a ótica da contabilização dos investimentos referentes às atividades associadas a poços exploratórios, contabilizou-se a parcela correspondente aos investimentos executados em 2024. Por exemplo, para uma atividade que tenha sido iniciada em 2023 e finalizada em 2024, contabilizou-se a parcela do investimento prevista e executada referente no ano de 2024.

Já para os dados exclusivos e não exclusivos foram contabilizadas as parcelas das atividades e os investimentos em seus respectivos anos de execução.

Os valores totais previsto e realizado, para o ano referência 2024, foram:

- US\$ 1,96 bilhão previsto; e
- US\$ 0,61 bilhão realizado, ou seja, cerca de 31% do valor previsto foi realizado.

### **Apenas 31% do investimento previsto para a fase de exploração no ano de 2024 foi realizado**

A Tabela 5.1 apresenta um panorama do planejamento e da execução das **atividades relacionadas a poços** e seus respectivos investimentos no âmbito dos contratos de E&P para o ano de 2024. Da Tabela, é possível verificar que:

- os investimentos realizados somaram US\$ 527,49 milhões, cerca de 28% do valor total previsto para o ano;
- a atividade de perfuração representou a maior parcela do valor efetivamente investido, US\$ 506,80 milhões, o que corresponde a aproximadamente 96% do total realizado;
- em termos de quantitativo, dos 39 poços previstos, apenas 10 foram realizados, ou seja, 26% da previsão; e
- as atividades sequenciais à perfuração de poço também foram impactadas, resultando na realização de apenas dois testes de formação dos sete previstos, e um teste de longa duração (TLD) dos seis inicialmente planejados.

**Tabela 5.1: Comparativo entre a previsão e a execução dos investimentos e atividades relacionadas a poços em 2024**

Atividade	Previsto		Realizado	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Locação	10	2,19	0	0
Perfuração	39	1.706,31	10	506,80
Completação	4	0,75	0	0
Teste de formação	7	152,48	2	20,65
Teste de longa duração	6	11,76	1	0,05
Coleta - manifold - instalação	3	0,45	0	0
<b>Investimento (milhão US\$)</b>		<b>1.873,95</b>		<b>527,49</b>

Com relação a não realização das demais atividades relacionadas a poços, como testes de formação e longa duração, por exemplo, estas em parte dependiam de que alguns

dos poços previstos em 2024 tivessem sido perfurados ou configuravam-se em atividades contingentes<sup>11</sup> associadas a PAD.

Ao analisar as previsões e realizações da atividade de perfuração de poço para o ambiente marítimo, observa-se que, dos 14 poços foram previstos, apenas sete foram perfurados. A Tabela 5.2 segrega esses números por operadora, permitindo a avaliação do desempenho individual de cada uma em relação às metas estabelecidas para o período.

**Tabela 5.2: Poços em ambiente marítimo previstos e realizados em 2024 por operadora**

Operadora	Poço	
	Previsto	Realizado
BP Energy	1	1
Petrobras	12	6
Petronas	1	0
<b>Total</b>	<b>14</b>	<b>7</b>

Sobre a Tabela 5.2, faz-se necessário explicar as diferenças entre as previsões e realizações. A Petrobras, devido ao atraso na obtenção da licença ambiental na Foz do Amazonas, não perfurou os quatro poços previstos para 2024 nessa bacia. Um poço previsto na bacia de Campos e outro em Santos foram reprogramados pela operadora para 2025 e 2026, respectivamente.

Com relação aos poços realizados pela Petrobras em 2024, três foram iniciados em dezembro, contabilizados como perfurados naquele ano, mas, com relação ao orçamento, apenas uma pequena parcela foi executada e contabilizada nos investimentos realizados em 2024, Tabela 5.1. Por outro lado, poços iniciados em dezembro de 2023, tiveram a maior parte do seu orçamento realizado e contabilizado em 2024.

O poço previsto pela Petronas em 2024 tratava-se de um poço iniciado em 2023 e, foi equivocadamente contabilizado como previsto em 2024. A Petronas realizou, em 2024, uma fração considerável do orçamento referente ao poço iniciado em 2023, contabilizando-se essa parcela do investimento, portanto, em 2024 (Tabela 5.1).

Em relação às previsões e realizações dos poços em ambiente terrestre, dos 25 previstos, apenas dois foram realizados. O terceiro poço exploratório perfurado em 2024 não constava nas previsões daquele ano. A Tabela 5.3 apresenta essa distribuição, por operadora.

<sup>11</sup> Conforme a Resolução ANP nº 845, de 14 de janeiro de 2021, um compromisso contingente se refere a uma atividade de avaliação prevista no PAD, cuja realização é incerta e dependente do resultado de outros compromissos firmes ou contingentes que a antecedem.

**Tabela 5.3: Poços em ambiente terrestre previstos e realizados em 2024 por operadora**

Operadora	Poço	
	Previsto	Realizado
Alvopetro	0	1
BGM	3	1
Eneva	8	1
Imetame	4	0
Petro-Victory	6	0
Recôncavo Energia	2	0
Vipetro	2	0
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>3</b>

Sobre os poços não perfurados em 2024 no ambiente terrestre, foi possível constatar durante o processo de fiscalização contratual que:

- dois poços não perfurados pela BGM estavam previstos em blocos cujos contratos foram suspensos em 2024 devido ao atraso no processo de licenciamento ambiental;
- sete foram os poços não perfurados pela Eneva, cuja não execução pode ser justificada pela indisponibilidade de sonda de perfuração ou por atraso no processo de licenciamento ambiental ou por serem qualificados como contingentes no contexto de um PAD em andamento;
- dos quatro poços não perfurados pela Imetame dois foram impactados pela adesão à Resolução de Diretoria nº 511/2023<sup>12</sup> no ano de 2024 e consequente suspensão do contrato, um por atraso no processo de licenciamento ambiental e outro pela devolução de um bloco devido à falta de atratividade econômica no cenário atual, conforme informado pela operadora;
- dos seis poços previstos pela Petro-Victory, três foram postergados e outros três poços requalificados como reentrada em poço;
- dois poços previstos e não perfurados pela Recôncavo Energia estavam relacionados à etapa de PAD, sendo qualificados como contingentes; e
- dois poços previstos pela Vipetro, um não foi executado devido ao atraso no processo de licenciamento ambiental e outro devido à cessão do contrato com mudança da operadora.

<sup>12</sup> Possibilitou a suspensão dos contratos de concessão na fase exploração, motivada pela aprovação do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023/SEP/ANP-RJ, com o objetivo de permitir que contratos com data de vencimento até dezembro de 2024 pudessem usufruir da futura Resolução sobre cumprimento do PEM fora da área de concessão.



Ao analisar a previsão e a realização das atividades relacionadas aos **dados exclusivos** para o ano de 2024, Tabela 5.4, destaca-se:

- apenas 17% do investimento total previsto foi realizado no ano de 2024;
- o maior investimento realizado foi na aquisição sísmica 2D, 482 km de dados levantados, com um investimento de US\$ 3,03 milhões, o que representa cerca de 20% do investimento previsto para essa atividade;
- o segundo maior investimento realizado refere-se ao reproprocessamento sísmico 3D, cerca de US\$ 2,51 milhões; e
- o reproprocessamento sísmico 3D foi a única atividade que superou o quantitativo previsto, ainda que tenha sido investido financeiramente menos do que o previsto.

Cabe destacar que os 482 km de dados referentes à aquisição sísmica 2D, foram realizados pela Eneva em 2024 na bacia do Paraná. No entanto, o levantamento ainda não foi finalizado e por isso não foi contabilizado no capítulo 2 deste relatório.

**Tabela 5.4: Comparativo entre a previsão e a execução dos investimentos e atividades relacionadas aos dados exclusivos em 2024**

Atividade	Previsto		Realizado	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Levantamento de Sísmica 2D (km) - Aquisição	2.048	15,23	482	3,03
Levantamento de Sísmica 2D (km)- Processamento	2.000	0,12	0	0
Levantamento de Sísmica 3D (km <sup>2</sup> ) - Aquisição	192	12,87	0	0
Levantamento de Sísmica 3D (km <sup>2</sup> ) - Processamento	417	6,39	115	0,81
Levantamentos e reproprocessamentos eletromagnéticos (un)	0	0	17	0,005
Levantamentos e reproprocessamentos magnetométricos convencionais e gradiométricos (km)	1.500	0,24	0	0
Reprocessamento sísmico 2D (km)	0	0	50	0,004
Reprocessamento sísmico 3D (km <sup>2</sup> )	1.625	3,54	2.581	2,51
<b>Investimento (milhão US\$)</b>	<b>38,39</b>		<b>6,37</b>	

No que se refere à previsão e realização das atividades associadas aos **dados não exclusivos** para o ano de 2024, Tabela 5.5, verifica-se:

- a realização de investimentos em dados não exclusivos superou em cerca de 26% a previsão inicial;

- a compra de dados sísmicos 3D superou a previsão inicial em termos de quantitativo e de investimentos realizados;
- a compra de levantamentos e reprocessamentos eletromagnéticos representou o segundo maior investimento, cerca de 22%;
- a maior parte das atividades relacionadas a dados não exclusivos apresentou realização que superou as previsões, tanto em quantitativo como em valor financeiro, comportamento, no geral, inverso ao observado nas atividades relacionadas a dados exclusivos.

**Tabela 5.5: Comparativo entre a previsão e a execução dos investimentos e atividades relacionadas aos dados não exclusivos em 2024**

Atividade	Previsto		Realizado	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Levantamento de Sísmica 2D (km)	115	0,01	0	0
Levantamento de Sísmica 3D (km <sup>2</sup> )	7.545	33,00	10.710	36,49
Levantamentos e reprocessamentos eletromagnéticos (un)	1.519	5,53	526	10,82
Levantamentos e reprocessamentos gravimétricos convencionais, gradiométricos e de alta resolução (km)	1.066	0,62	8.746	1,18
Levantamentos e reprocessamentos magnetométricos convencionais e gradiométricos (km)	1.366	0,20	8.823	1,19
Levantamentos geoquímicos (un)	838	0,20	0	0
Reprocessamento sísmico 2D (km)	0	0	1.427	0,32
Reprocessamento sísmico 3D (km <sup>2</sup> )	80	0,18	271	0,02
<b>Investimento (milhão US\$)</b>	<b>39,74</b>		<b>50,02</b>	

Em relação à previsão e realização das atividades de licenciamento ambiental para o ano de 2024, Tabela 5.6, constata-se que o investimento realizado foi quase 90% maior do que o inicialmente previsto. Foram investidos US\$ 24,12 milhões, embora um quantitativo menor de licenciamentos tenha sido realizado frente o previsto.

**Tabela 5.6: Quantitativo e investimento de licenciamento ambiental previsto e realizado em 2024**

Licenciamento ambiental	Previsto		Realizado	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Licenciamento ambiental (un)	40	12,77	28	24,12
<b>Investimento (milhão US\$)</b>	<b>12,77</b>		<b>24,12</b>	

## 5.2 Previsão de investimentos e atividades na fase de exploração

Tendo como referência as informações encaminhadas pelas operadoras no âmbito do PTE previsto 2025, nesta seção, serão apresentados os investimentos e as atividades planejadas para os próximos anos. Os dados referentes a 2025 e 2026 serão exibidos de forma desagregada. Para os anos subsequentes, presumindo-se que as incertezas associadas às decisões futuras são maiores, as informações foram agregadas sob a simbologia 2027+, que incorpora informações dos anos 2027 e 2028, sendo 2028 o último ano para o qual foram registradas atividades no PTE previsto 2025.

Foram contabilizadas todas as atividades e investimentos previstos na fase de exploração informados no PTE previsto 2025, exceto aqueles relacionados à etapa de descomissionamento de instalações e às atividades de recuperação ambiental no contexto das etapas de PEM e PAD. Compreende-se que o objetivo do relatório é consolidar o esforço associado às atividades exploratórias na fase de exploração.

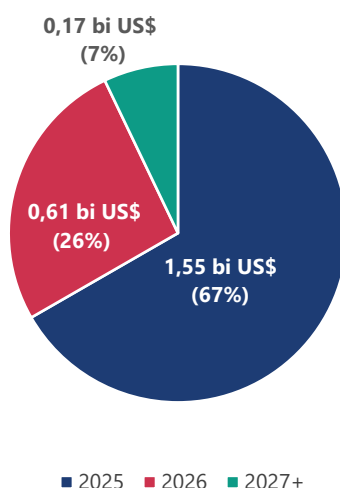
No que se refere às atividades relacionadas a poços, cabe destacar que, para a contabilização dos quantitativos previstos, foi utilizado como referência o ano de início das atividades, ainda que elas possam estar previstas para serem iniciadas e finalizadas em anos diferentes. Em contrapartida, para o orçamento, para aquelas atividades cujo início e término previstos não ocorrerão no mesmo ano, foi contabilizada a parcela do investimento previsto associada a cada ano, isto é, associada ao ano no qual efetivamente tais investimentos serão realizados.

Já para os dados exclusivos e não exclusivos, a contabilização do quantitativo de atividades e investimentos teve o mesmo tratamento. A contabilização das parcelas das atividades e investimentos se deu nos seus respectivos anos de execução.

O Gráfico 5.1 apresenta a distribuição dos investimentos previstos para a fase de exploração por ano, no período de 2025 a 2027+. Os dados reforçam a concentração dos aportes no curto prazo, especialmente em 2025, com tendência de redução progressiva nos anos seguintes, sendo possível observar que:

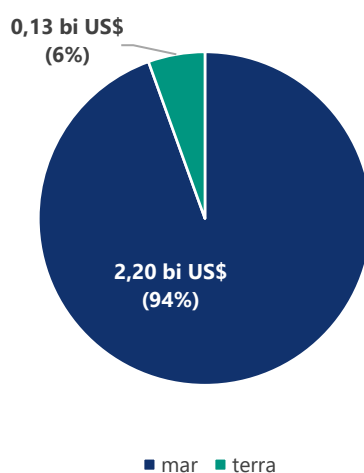
- ◆ os investimentos previstos para o período 2025 a 2027+ somam US\$ 2,33 bilhões;
- ◆ em 2025, o investimento previsto para a fase de exploração é de US\$ 1,55 bilhão, o que corresponde a 67% do total projetado entre 2025 e 2028; e
- ◆ para o período 2027+, os investimentos totalizam cerca de US\$ 0,17 bilhão (7%), montante que incorpora a maior incerteza para a série histórica.

***1,55 bilhão de dólares é o investimento previsto para a fase de exploração no ano de 2025***

**Gráfico 5.1: Investimentos previstos para a fase de exploração por ano no período 2025 a 2027+**

Ao analisar a distribuição dos investimentos por ambiente no período 2025 a 2027+, observa-se no Gráfico 5.2:

- cerca de 94% do investimento da fase de exploração está associado ao ambiente marítimo, correspondendo a US\$ 2,20 bilhões;
- 6%, isto é, US\$ 0,13 bilhão estão previstos de serem executados no ambiente terrestre;
- a distribuição de previsão de investimentos nos ambientes tem apresentado um padrão nos últimos anos. No geral, 95% dos investimentos ficam concentrados no ambiente marítimo e 5% no terrestre;
- os dados evidenciam a predominância de investimentos *offshore*, refletindo o maior custo e potencial das atividades em ambiente marítimo.

**Gráfico 5.2 Investimentos previstos para a fase de exploração por ambiente no período 2025 a 2027+**

A tabela 5.7 consolida os investimentos previstos para a fase de exploração para os anos de 2025, 2026 e 2027+, discriminando os valores por grupo de atividades.

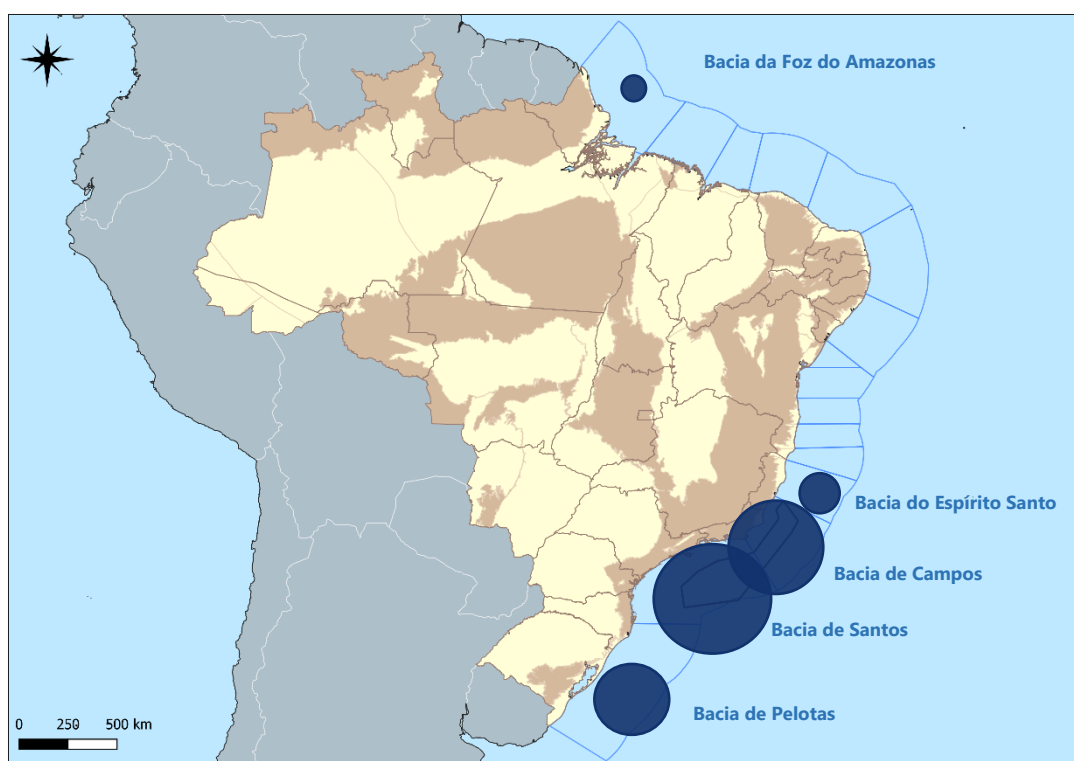
- As atividades relacionadas a poços configuram-se como a maior previsão de investimentos ano a ano, sendo US\$ 1,38 bilhão somente em 2025; e
- A compra de dados não exclusivos representa o segundo maior volume de recursos previstos no período 2025 a 2027+, com US\$ 0,09 bilhão, em 2025.

**Tabela 5.7: Investimentos previstos para a fase de exploração por grupo de atividades no período 2025 a 2027+**

Grupo de Atividade	2025	2026	2027+	Total
Atividades relacionadas a poços	1.376,74	516,50	122,85	2.016,09
Dado exclusivo	46,74	2,53	0,28	49,56
Dado não exclusivo	94,12	81,85	45,50	221,47
Licenciamento ambiental	30,54	7,32	0,16	38,01
Investimento (milhão US\$)	1.548,14	608,20	168,79	2.325,13

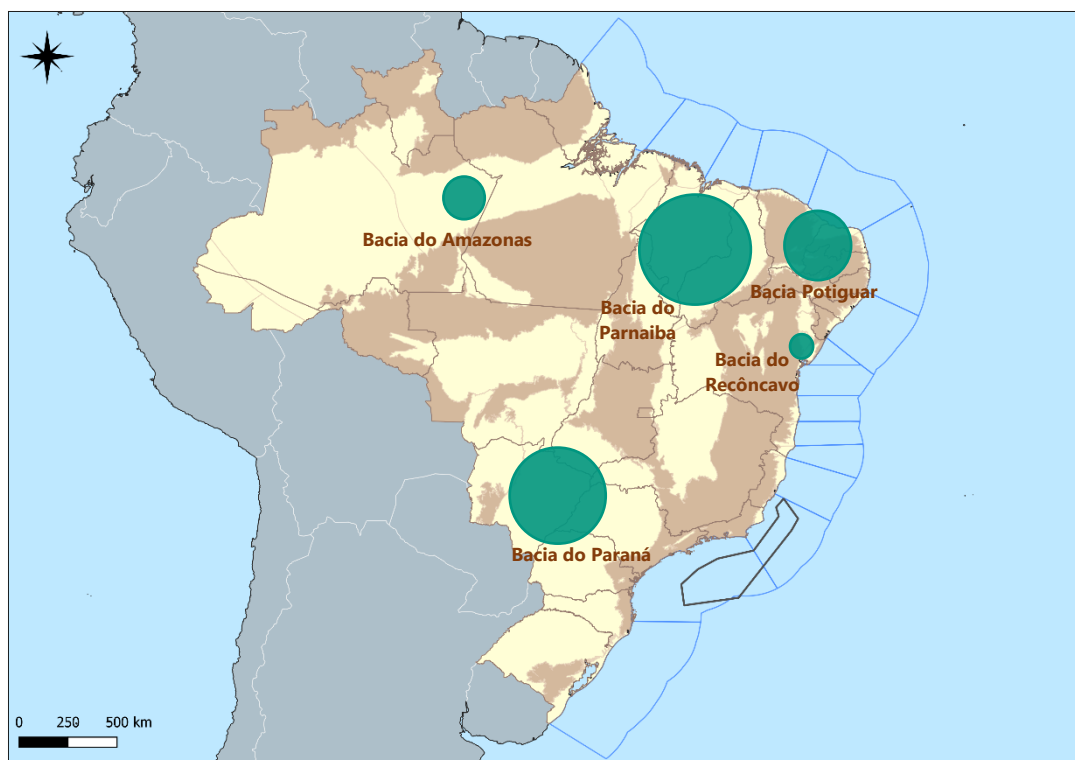
A Figura 5.1 apresenta a previsão de investimentos no ambiente marítimo no período de 2025 a 2027+. Os maiores investimentos previstos para o período estão concentrados nas bacias localizadas na margem leste. **Santos, Campos e Pelotas** ocupam as três primeiras posições. **Espírito Santo** e **Foz do Amazonas** aparecem na quarta e quinta posição no *ranking* dos investimentos entre as bacias marítimas.

**Figura 5.1: Comparação dos investimentos previstos para a fase de exploração entre as bacias marítimas no período de 2025 a 2027+**



Para o ambiente terrestre, os maiores investimentos previstos para o período 2025 a 2027+ estão concentrados nas bacias de fronteira exploratória, **Parnaíba** e **Paraná**. **Potiguar** aparece na terceira posição, seguida das bacias do **Amazonas** e **Recôncavo** (Figura 5.2).

**Figura 5.2: Comparação dos investimentos previstos para a fase de exploração entre as bacias terrestres no período de 2025 a 2027+**

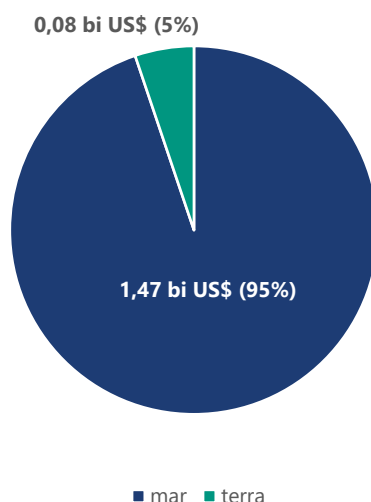


### 5.2.1 Detalhamento da previsão de investimentos e atividades para a fase de exploração no ano de 2025

Nesta seção, será apresentado o detalhamento da previsão de investimentos e atividades para o ano de 2025.

Como visto na seção anterior, Tabela 5.7, para o ano de 2025 estão previstos US\$ 1,55 bilhão de investimentos na fase de exploração. A distribuição dos investimentos previstos por ambiente pode ser observada no Gráfico 5.3.

- ◆ Cerca de 95% do investimento estão concentrados no ambiente marítimo, correspondendo a US\$ 1,47 bilhão; e
- ◆ 5% estão previstos para o ambiente terrestre, isto é, US\$ 0,08 bilhão.

**Gráfico 5.3: Investimentos previstos para a fase de exploração por ambiente para o ano de 2025**

A Tabela 5.8 apresenta a previsão de **atividades relacionadas a poços** e seu respectivo investimento para o ano de 2025, segmentada por ambiente. Observa-se:

- o total de investimentos previsto em atividades relacionadas a poços soma US\$ 1,38 bilhão, sendo US\$ 1,34 bilhão em mar (96%) e US\$ 41,30 milhões em terra (4%);
- no ambiente marítimo, há a previsão de perfuração de oito poços, totalizando um investimento de US\$ 1,10 bilhão;
- para testes de formação no ambiente marítimo estão previstos US\$ 0,23 bilhão; e
- em terra, a maior parte dos recursos está concentrada na perfuração de 17 poços, sendo US\$ 34,86 milhões de investimento previsto.

**Tabela 5.8: Previsão de investimentos e atividades relacionadas a poços em 2025**

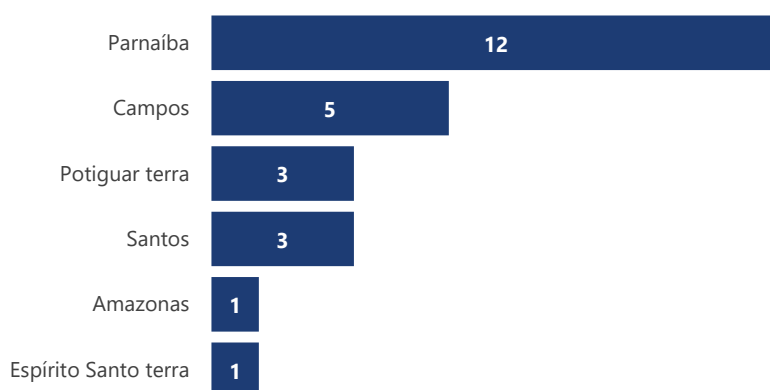
Atividade relacionada a poço	Mar		Terra	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Locação	0	0	18	3,69
Perfuração	8	1.104,12	17	34,86
Reentrada	0	0	1	0,35
Completação	0	0	1	0,35
Teste de formação	6	231,32	1	0,35
Teste de longa duração	0	0	3	1,70
<b>Investimento (milhão US\$)</b>	<b>1.335,44</b>		<b>41,30</b>	

O Gráfico 5.4 apresenta a distribuição dos poços previstos por bacias para o ano de 2025.

- A bacia do Parnaíba concentra 48% do total de poços previstos para o ano;
- A bacia de Campos concentra o segundo maior número de poços previstos, cinco, liderando a previsão de perfurações em mar; e
- Não há previsão de perfuração de poços na margem equatorial.

***As dificuldades para a obtenção de licenças ambientais resultaram na ausência de investimentos associada à perfuração de poços exploratórios na margem equatorial para o ano de 2025***

**Gráfico 5.4: Poços previstos na fase de exploração por bacia para o ano de 2025**



A Tabela 5.9 sintetiza a previsão de investimentos e atividades em 2025 relacionados aos **dados exclusivos**, destacando-se que:

- o total previsto de investimentos em atividades relacionadas relacionados aos dados exclusivos soma US\$ 46,74 milhões, sendo US\$ 20,35 milhões em mar (44%) e US\$ 26,39 milhões em terra (56%);
- a maior parcela dos investimentos em dados exclusivos em ambiente terrestre está associada às aquisições sísmicas 2D, com US\$ 25,74 milhões; e
- em mar, o maior investimento está previsto para as aquisições sísmicas 3D, com US\$ 12,88 milhões.



**Tabela 5.9: Previsão de investimentos e atividades relacionadas aos dados exclusivos em 2025**

Atividade	Mar		Terra	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Levantamento de Sísmica 2D (km) - Aquisição	0	0	3.486	25,74
Levantamento de Sísmica 2D (km)- Processamento	0	0	3.326	0,20
Levantamento de Sísmica 3D (km <sup>2</sup> ) - Aquisição	945	12,88	0	0
Levantamento de Sísmica 3D (km <sup>2</sup> ) - Processamento	1.621	6,61	0	0
Levantamentos e reproprocessamentos eletromagnéticos (un)	0	0	108	0,04
Levantamentos e reproprocessamentos gravimétricos convencionais, gradiométricos e de alta resolução (km)	0	0	150	0,02
Levantamentos e reproprocessamentos magnetométricos convencionais e gradiométricos (km)	0	0	150	0,02
Levantamentos geoquímicos (un)	0	0	473	0,12
Reprocessamento sísmico 2D (km)	0	0	30	0,004
Reprocessamento sísmico 3D (km <sup>2</sup> )	194	0,86	55	0,25
<b>Investimento (milhão US\$)</b>	<b>20,35</b>		<b>26,39</b>	

A Tabela 5.10 apresenta os investimentos e atividades previstos para o ano de 2025 associados aos **dados não exclusivos**. Cabe lembrar que os dados não exclusivos são aqueles obtidos por EADs para fins de comercialização e não se configuram como atividade executada diretamente pelas operadoras. Da Tabela é possível extrair que:

- o total previsto de investimentos na compra de dados não exclusivos soma US\$ 94,12 milhões, sendo que o ambiente marítimo concentra 99% dos investimentos;
- a maior parcela dos investimentos em dados não exclusivos está associada às aquisições sísmicas 3D, com previsão de US\$ 92,65 milhões, no ambiente marítimo; e
- em terra, a compra de dados associada ao reprocessamento sísmico 2D configura-se como o maior investimento, prevendo-se US\$ 190 mil.

**Tabela 5.10: Previsão de investimentos e atividades relacionadas aos dados não exclusivos em 2025**

Atividades	Mar		Terra	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Levantamento de Sísmica 3D (km <sup>2</sup> )	19.330	92,65	0	0
Levantamentos e reprocessamentos eletromagnéticos (un)	0	0	205	0,17
Levantamentos e reprocessamentos gravimétricos convencionais, gradiométricos e de alta resolução (km)	8.745	0,11	0	0
Levantamentos e reprocessamentos magnetométricos convencionais e gradiométricos (km)	8.745	0,11	525	0,04
Levantamentos geoquímicos (un)	0	0	213	0,05
Reprocessamento sísmico 2D (km)	0	0	1.813	0,19
Reprocessamento sísmico 3D (km <sup>2</sup> )	636	0,64	625	0,16
<b>Investimento (milhão US\$)</b>	<b>93,51</b>		<b>0,61</b>	

A Tabela 5.11 apresenta o planejamento de investimentos relacionados ao licenciamento ambiental para o ano de 2025, discriminando-se os valores para os ambientes marítimo e terrestre.

- No ambiente marítimo, o investimento previsto totaliza US\$ 18,66 milhões, o que representa cerca de 61% do total, indicando maior concentração de recursos na obtenção de licenças para atividades *offshore*; e
- O total de investimentos no ambiente terrestre soma US\$ 11,88 milhões, representando aproximadamente 39% do total.

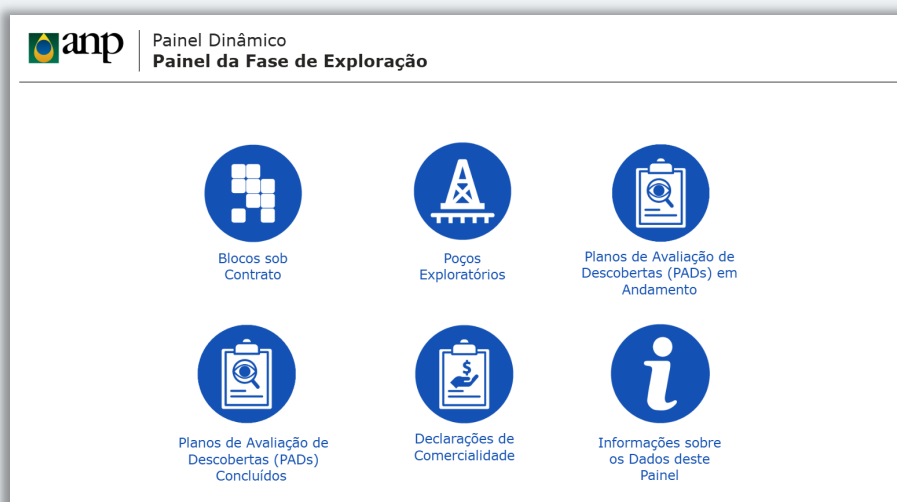
**Tabela 5.11: Previsão de investimentos relacionados ao licenciamento ambiental em 2025**

Licenciamento ambiental	Mar		Terra	
	Quantidade	Investimento (milhão US\$)	Quantidade	Investimento (milhão US\$)
Licenciamento ambiental (un)	22	18,66	13	11,88
<b>Investimento (milhão US\$)</b>	<b>18,66</b>		<b>11,88</b>	

Dados sobre o segmento de exploração podem ser consultadas nos seguintes painéis dinâmicos listados a seguir.

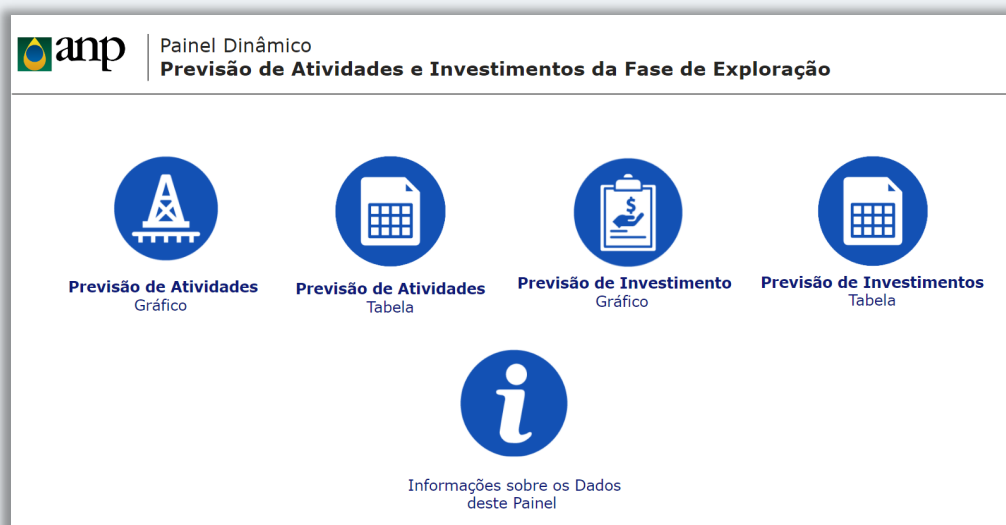
#### 💧 Painel Dinâmico da Fase de Exploração

[Painel Dinâmico da Fase de Exploração — Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.](#)



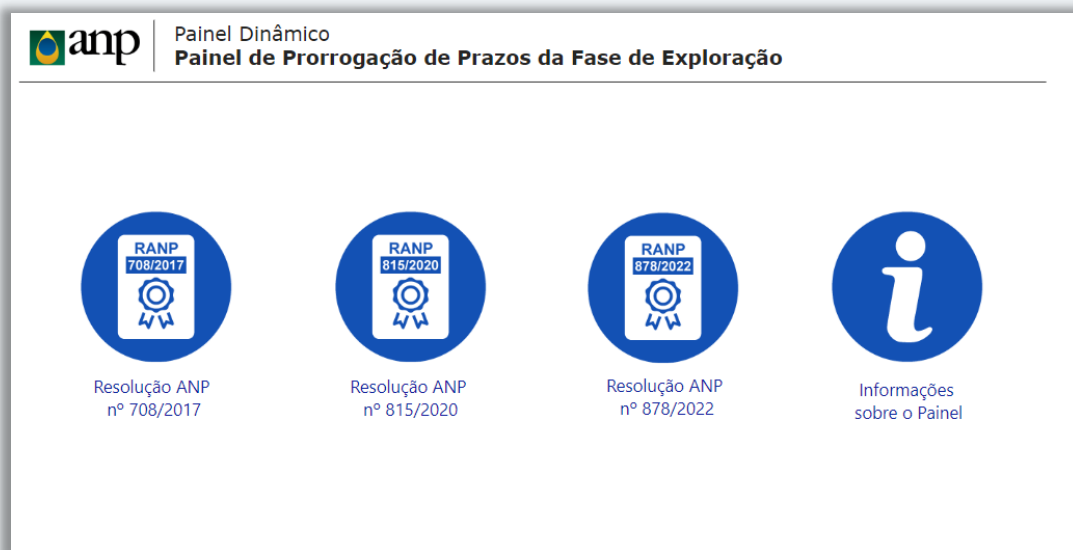
#### 💧 Painel Dinâmico da Previsão de Atividades e Investimentos na Fase de Exploração

[Painel Dinâmico da Previsão de Atividades e Investimentos na Fase de Exploração — Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.](#)



## 💧 Painel Dinâmico de Prorrogação de Prazos da Fase de Exploração

[Painel Dinâmico de Prorrogação de Prazos da Fase de Exploração — Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.](#)



**Outras informações sobre a fase de exploração podem ser obtidas no link:**

<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/fase-de-exploracao>



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

