ESTUDO ESTRATÉGICO

MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA: **CARACTERIZAÇÃO, DESAFIOS E POSSIBILIDADES**

DEZEMBRO
2025

Francismar Ferreira[1]

RESUMO EXECUTIVO 3

INTRODUÇÃO 4

1 ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO NA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA 9

1.1 – A Bacia Potiguar 11

1.2 – A Bacia do Ceará 13

1.3 – A Bacia de Barreirinhas 15

1.4 – A Bacia Pará-Maranhão 16

1.5 – A Bacia Foz do Amazonas 17

2 O LEGADO DA ATIVIDADE EXPLORATÓRIA NA MARGEM EQUATORIAL 20

3 O INTERESSE PELA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA: UM OLHAR A PARTIR DAS RODADAS LICITATÓRIAS DA ANP 22

4 AS SINGULARIDADES GEOECONÔMICAS E SOCIOAMBIENTAIS DA MARGEM EQUATORIAL 31

5 MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA E SUA CONDIÇÃO ESTRATÉGICA 44

6 RECOMENDAÇÕES 52

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS 53

8 BIBLIOGRAFIA 54

[1] Doutor em Geografia pela Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), pesquisador na área de Exploração e Produção (E&P) e coordenador de pesquisas do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

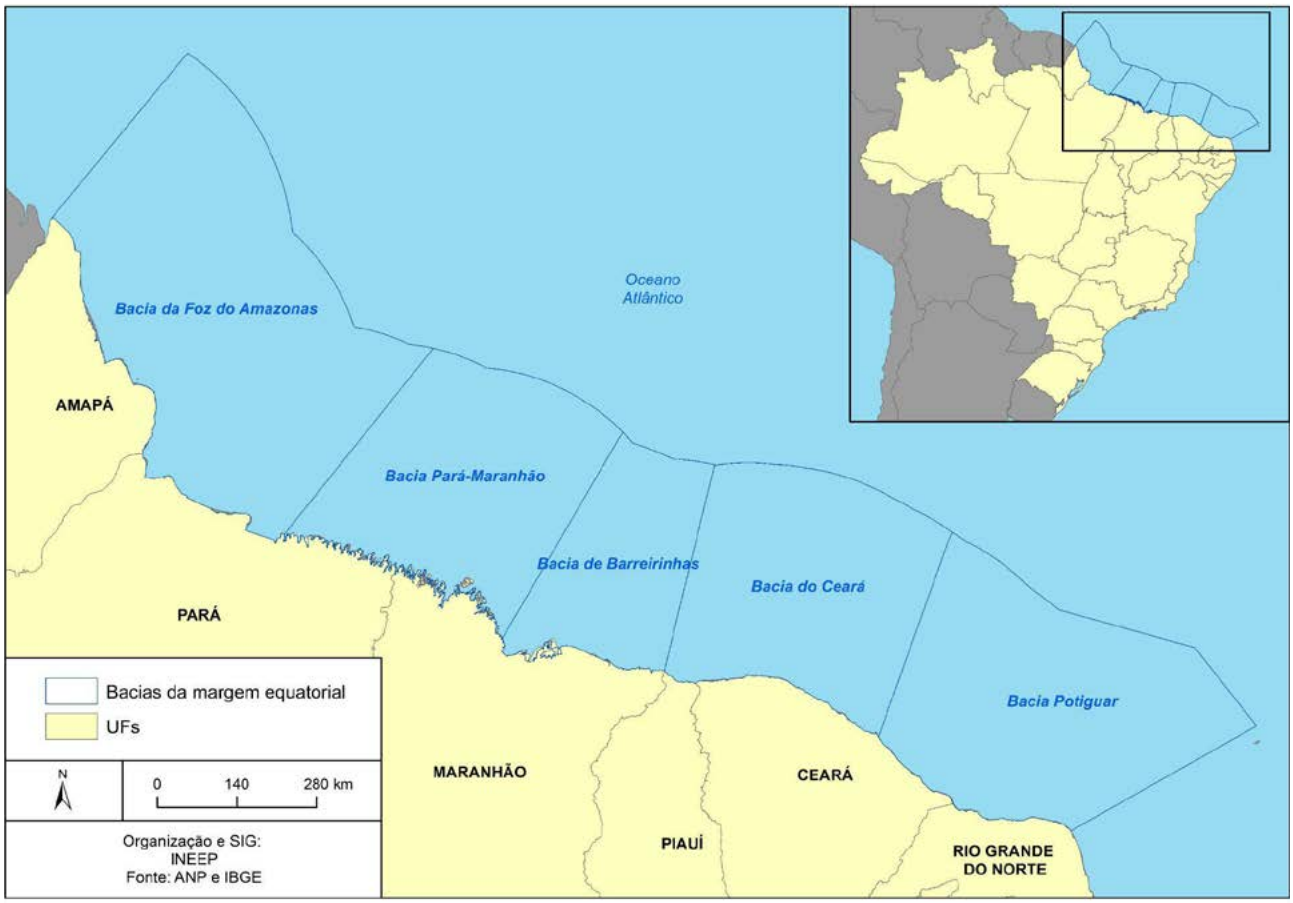
RESUMO EXECUTIVO

A Margem Equatorial Brasileira (MEB) surge como uma nova fronteira exploratória de grande importância para o país. Trata-se de uma região singular, marcada por riqueza ambiental e cultural, que também concentra um importante potencial energético. Esse potencial ganha relevância diante do declínio previsto da produção nacional de petróleo e gás a partir de 2030 e da necessidade de reposição das reservas nacionais. Apesar disso, a MEB traz consigo desafios complexos. Suas singularidades ambientais e sociais tornam o processo de licenciamento distinto em relação às demais bacias. Além disso, o debate global sobre mudanças climáticas impõem pressões adicionais ao avanço das atividades de óleo e gás. Contudo, o debate sobre sua exploração não deve se restringir à dicotomia entre preservação ambiental e desenvolvimento. É preciso considerá-la no contexto das mudanças climáticas, de suas implicações geopolíticas e das questões relacionadas à segurança e soberania energética. Assim, mais do que uma nova fronteira, a MEB deve ser tratada como área estratégica e integrada a um projeto nacional de desenvolvimento que articule soberania energética, crescimento econômico, redução das desigualdades regionais, preservação ambiental e uma transição energética justa. Logo, sua exploração não pode seguir a lógica imediatista do mercado, voltada apenas a ganhos de curto prazo, precisa ser entendida como uma questão central para o futuro energético e a soberania do Brasil.

INTRODUÇÃO

A Margem Equatorial Brasileira (MEB) está localizada na porção Norte do país, entre os estados do Amapá e Rio Grande do Norte, ocupando uma área de aproximadamente 892.600 km² abrangendo as áreas marítimas das bacias sedimentares da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar, conforme ilustra a figura 01. Trata-se de uma região classificada como nova fronteira exploratória pela Agência Nacional do Petróleo (ANP)[2].

Figura 01 - Margem Equatorial Brasileira: Localização



[2] A ANP define e classifica uma área como fronteira exploratória quando apresenta baixo número de poços perfurados, ausência de produção ou produção limitada a uma pequena porção da área, conhecimento insuficiente dos sistemas petrolíferos e ausência de infraestrutura ou mesmo apresentando desafios tecnológicos para a indústria.

O interesse pelo desenvolvimento de atividades exploratórias na região está relacionado a, ao menos, três fatores básicos: (i) grandes descobertas realizadas em regiões próximas e/ou de geologia análoga a da Margem Equatorial Brasileira; (ii) redução do número de descobertas nas bacias de Campos e Santos e a tendência de declínio da produção do pré-sal a partir de 2030; (iii) a necessidade de reposição das reservas nacionais, visando a manutenção dos níveis de produção e a segurança energética nacional futura.

A Margem Equatorial Sul-Americana[3] vem conquistando destaque na indústria de óleo e gás global, impulsionada pelo expressivo volume de descobertas realizadas na região. Em 2015, foram identificados, em águas profundas na costa da Guiana, consideráveis reservatórios de petróleo. Estima-se atualmente a existência de aproximadamente 11 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas recuperáveis[4]. Já em 2011, foi anunciada a descoberta de reservatórios de petróleo em águas profundas na Guiana Francesa. No Suriname, em 2020, foi divulgada a primeira grande descoberta no país, com um potencial estimado de extração de cerca de 4 bilhões de barris. Além disso, merece destaque as descobertas na Margem Equatorial oeste africana[5], uma região com estrutura geológica semelhante à Sul-Americana. Diversos grandes reservatórios foram identificados em países como Gana, Costa do Marfim, Serra Leoa e Libéria.

Na Margem Equatorial Brasileira, até o presente momento, o que se dispõe são estudos exploratórios iniciais realizados por meio de métodos indiretos, como o levantamento sísmico. Essas investigações indicam a existência de estruturas geológicas que apresentam semelhanças com as observadas em países vizinhos e na costa oeste do continente africano. Portanto, configura-se como uma região de elevado potencial, motivo pelo qual tem despertado significativo interesse exploratório.

O petróleo naturalmente tem como caraterística o fato de ser um recurso finito. As bacias tendem a ter um “ciclo” natural que vai da descoberta ao amadurecimento. Nesse sentido, à medida que as bacias vão se tornando maduras, é esperado uma redução no número de descobertas, uma vez que os maiores reservatórios tendem a

[3] A Margem Equatorial Sul-Americana configura-se como uma ampla região marítima que se estende ao longo do norte e nordeste do Brasil, projetando-se para as águas da Guiana Francesa, do Suriname e da Guiana.

[4] Estimativa apresentada pelo Boletim de Conjuntura da Indústria de Óleo e Gás da EPE, edição de setembro de 2023, disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-226/topico-688/BOG%201%C2%BAsemestre2023_2023.08.31.pdf.

[5] A Margem Equatorial Oeste-Africana localiza-se ao longo da porção equatorial da costa ocidental da África.

ser descobertos antes dos menores nas áreas adjacentes. Nesse cenário, a manutenção dos níveis de produção depende fundamentalmente do desenvolvimento de tecnologias de revitalização e/ou da exploração de novas fronteiras. Para o caso brasileiro, é razoável prever que, em futuro próximo, as bacias de Santos e Campos, que concentram a maior parte das reservas e da produção no país, experimentem uma redução tanto nas reservas quanto na produção, motivando assim a necessidade de avançar em direção a novas fronteiras exploratórias no Brasil ou fora dele.

De acordo com dados da ANP, as bacias de Campos e Santos, em conjunto, representaram aproximadamente 96,5% das reservas provadas de petróleo e cerca de 79,9% das reservas provadas de gás natural[6], em 2024. Além disso, no primeiro trimestre de 2025, essas mesmas bacias foram responsáveis por 94,8% da produção nacional de petróleo e gás natural, que atingiu cerca de 4,5 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboe/d). Essa concentração de reservas e produção apenas nessas duas bacias sedimentares reforça a relevância estratégica do pré-sal para o desenvolvimento energético do país.

Contudo, projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE - 2024), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), indicam uma tendência de declínio na produção de petróleo tanto do pré-sal quanto do país a partir de 2030. Diante desse cenário, é imprescindível que o Brasil direcione sua atenção para novas fronteiras de exploração com elevado potencial, como é o caso das bacias da Margem Equatorial Brasileira.

De acordo com o Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2024[7] da ANP, foram declarados 16,8 bilhões de barris de petróleo em reservas provadas no Brasil no ano de 2024. Com base na produção de petróleo de 2024, a relação reserva produção é estimada em 13,7 anos. Assim, considerando a projeção da EPE que indica queda na produção no pré-sal e no país a partir de 2030 e o fato de que o tempo entre o início da fase de exploração e a produção no ambiente *offshore* pode levar de sete a dez anos, constata-se a necessidade premente de esforços exploratórios para

[6] De acordo com a ANP, o Brasil possuía cerca de 16,8 bilhões de barris de petróleo de reserva provada de petróleo. Desse total, cerca de 13 bilhões se encontram na Bacia de Santos e 3,2 bilhões na Bacia de Campos. Em relação às reservas de gás natural, em 2024, o Brasil registrou 546 bilhões de m³ de reservas provadas. Desse volume, 294 bilhões de m³ encontram-se na Bacia de Santos e 142 bilhões de m³, na Bacia de Campos. Esses números revelam a dimensão e a importância do pré-sal para as reservas nacionais.

[7] Disponível em: http://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim-anual-reservas-2024.pdf. Acesso em 13/07/2025.

evitar o declínio da produção e assegurar a reposição das reservas nacionais. Logo, não se trata somente de verificar o potencial da margem equatorial brasileira, mas de avançar concretamente nas atividades exploratórias na região e demais fronteiras exploratórias, tais como a Bacia de Pelotas, Sergipe-Alagoas, entre outras.

A Petrobras, ao longo de sua história navegou pelas águas das bacias da Margem Equatorial Brasileira, no entanto, limitações tecnológicas da época e as descobertas em outras bacias, em especial no Sudeste, fizeram com que as atividades exploratórias na região não fossem priorizadas. No entanto, a estatal, sempre manteve blocos contratados na região e, desde o Plano de Negócios 2021-2025, vem indicando a previsão de recursos específicos para o desenvolvimento de atividades exploratórias na região.

Apesar do potencial projetado da Margem Equatorial Brasileira, o avanço das atividades exploratórias na região encontra obstáculos consideráveis devido às suas características ambientais, sociais e geográficas específicas. Essas particularidades tornam os processos de licenciamento ambiental complexos, com condições e prazos diferenciados em relação a outras bacias do país. Ademais, há um debate intenso acerca das mudanças climáticas, que, de modo geral, propõe uma agenda que restringe os investimentos no setor de óleo e gás.

Diante disso, este trabalho tem como objetivo geral caracterizar a área geológica da Margem Equatorial Brasileira, considerando seus aspectos históricos e conjunturais, além dos desafios e possibilidades relacionados à produção de óleo e gás na região. São analisados os potenciais impactos em âmbito nacional e regional, destacando aspectos como sua relevância para segurança energética nacional, desenvolvimento social industrial, tecnológico e econômico, preservação ambiental e transição energética.

O trabalho se apoiou, metodologicamente, na revisão e análise de dados e pesquisas quantitativas e qualitativas de diferentes instituições, tais como a ANP, Petrobras, EPE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), entre outros. Além disso, contou com uma revisão da literatura acadêmica especializada.

O presente estudo está dividido em sete seções. Na primeira, é destacado o histórico das atividades exploratórias de cada bacia sedimentar da Margem Equatorial Brasileira. Na segunda, é apresentado o interesse de diferentes petroleiras pela região a partir da análise das rodadas licitatórias realizadas pela ANP. Na terceira, é apresentada uma análise do legado das atividades exploratórias da região nas décadas entre 1970 e

2024. Na quarta seção, serão discutidas as singularidades socioambientais da região, a relação entre as operações da indústria de óleo e gás e a transição energética e a crise climática global. Na quinta seção, o estudo apresenta subsídios que qualificam uma interpretação de que a Margem Equatorial deve ser considerada como área estratégica, nos termos da Lei 12.351/2010, e regulada pelo regime de partilha. A sexta seção consolida as recomendações do estudo para formulação e implementação de políticas públicas e regulação específicas para as atividades de exploração e produção na MEB. E, por fim, na sétima seção são apresentadas as considerações finais. «

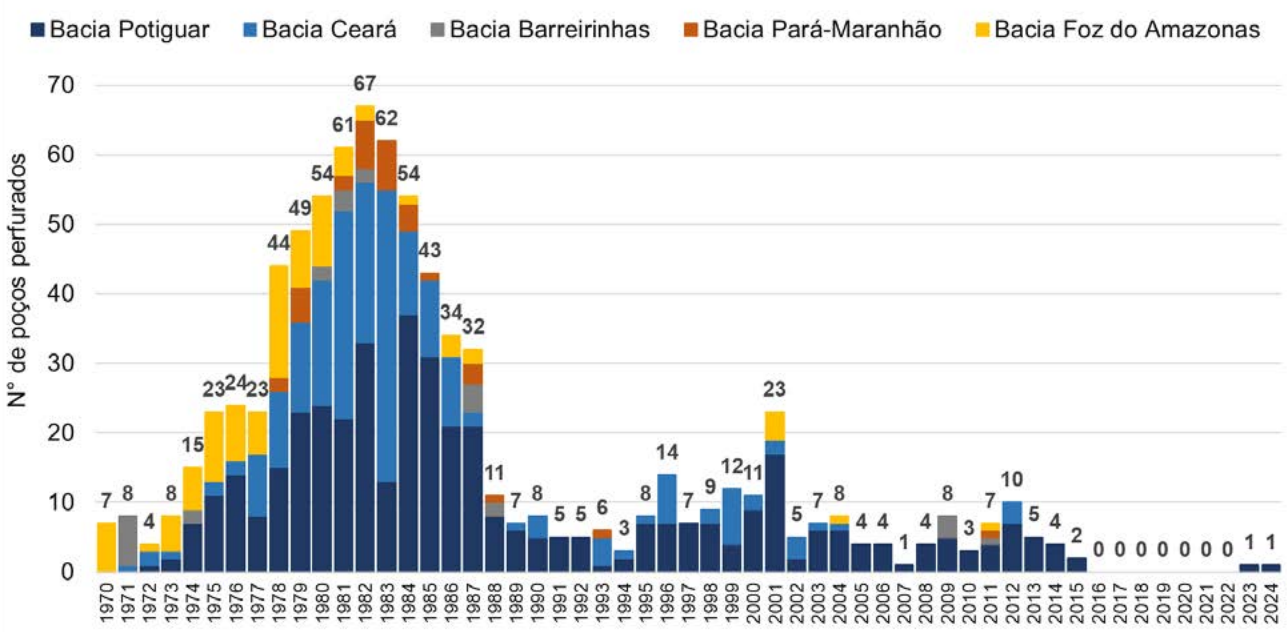
CEZAR FERNANDES / AGÊNCIA PETROBRAS

1. ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO NA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA.

As atividades exploratórias na Margem Equatorial não são uma novidade. Entre 1970 e 2024, foram perfurados 815 poços nas bacias sedimentares da região, segundo dados da ANP. A maior parte desses poços foi perfurada em águas rasas. Poucas foram as perfurações em águas profundas e ultraprofundas[8].

No gráfico 01, a seguir, é possível analisar a série histórica das perfurações na região entre 1970 e 2024 e, no gráfico 02, a média da lâmina d 'água das mesmas.

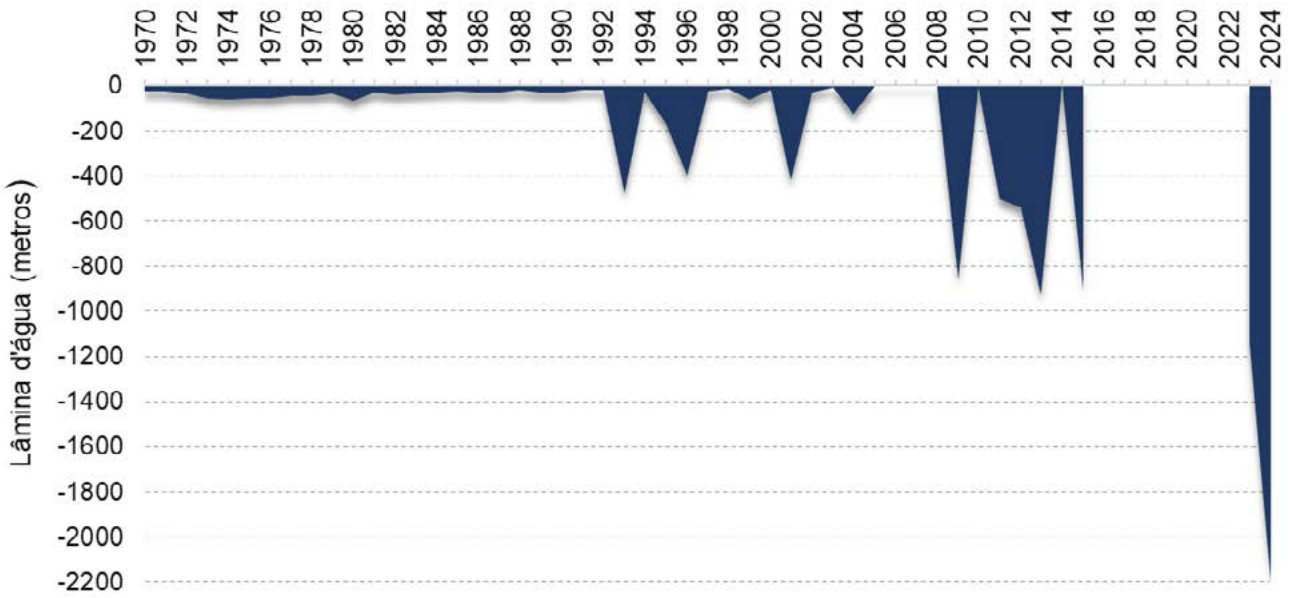
Gráfico 01: Poços perfurados na Margem Equatorial Brasileira, 1970 e 2024



Fonte: ANP 2025. Elaboração: Ineep

[8] Águas rasas: profundidade de até 300 metros. Águas profundas, com lâmina d'água entre 300 metros e 1.500 metros. Águas ultraprofundas, com lâmina d'água, em geral, acima de 1.500 metros.

Gráfico 02: Média anual da lâmina d'água das perfurações na Margem Equatorial Brasileira, 1970 e 2024 (Em metros)



Fonte: ANP 2025. Elaboração: Ineep

Analisando o gráfico 01, é possível periodizar as perfurações na Margem Equatorial Brasileira em três etapas. A primeira compreende o período de 1970 a 1987, no qual se verifica um volume significativo de perfurações. Nesta etapa, foram perfurados 612 poços, o que corresponde a cerca de 75% dos poços da Margem Equatorial e 27% dos poços marítimos perfurados no Brasil no período. Esse número foi alcançado graças às descobertas comerciais e ao desenvolvimento da produção nas bacias do Ceará e Potiguar.

A segunda etapa vai de 1988 até 2015, quando há uma queda no número de perfurações. Essa redução se relaciona a vários fatores, entre eles, às descobertas significativas nas bacias da costa leste, especialmente na bacia de Campos, e, posteriormente, no pré-sal das bacias de Campos e Santos, que direcionaram os investimentos para essas áreas.

A terceira etapa, vigente desde 2016, se notabiliza por uma atividade exploratória quase inexistente. Foram perfurados apenas dois poços em águas profundas e ultraprofundas, que é o principal alvo das pesquisas exploratórias recentes planejadas. De modo geral, a redução das atividades exploratórias do país na última década são decorrentes, especialmente, da redução dos investimentos da Petrobras a partir de 2016 e das dificuldades de obtenção de licenças ambientais para a perfuração nas bacias da Margem Equatorial Brasileira.

Em síntese, apesar de formarem uma plataforma geológica contínua, as cinco bacias sedimentares da Margem Equatorial Brasileira possuem singularidades quanto sua articulação com a indústria de óleo e gás brasileira. Nas próximas seções são apresentadas as diferentes trajetórias dessas cinco bacias.

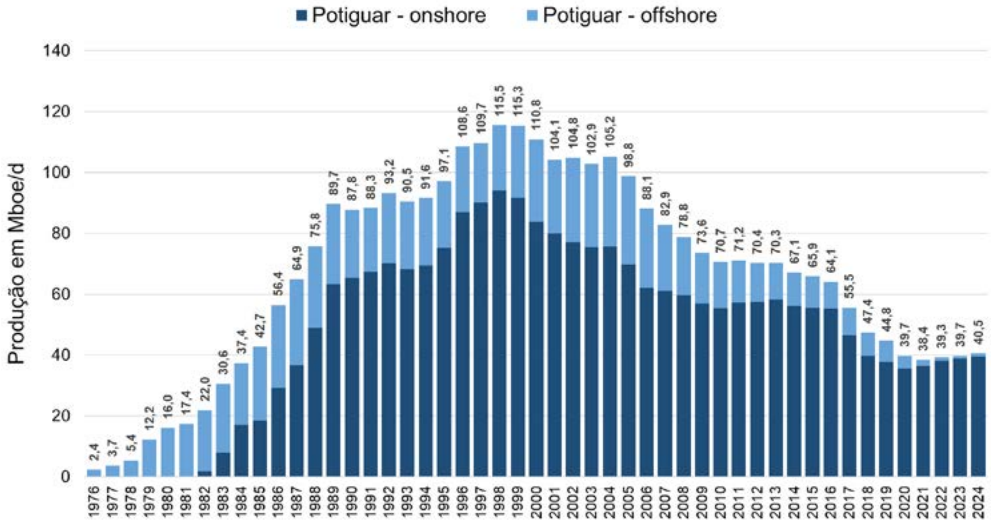
1.1. A BACIA POTIGUAR

A Bacia Potiguar abrange os ambientes *onshore* e *offshore*. Localiza-se no extremo leste da Margem Equatorial Brasileira entre os estados do Rio Grande do Norte e do Ceará. De acordo com a ANP, as atividades exploratórias na bacia Potiguar foram iniciadas ainda em 1949 pelo antigo Conselho Nacional do Petróleo (CNP). Essas atividades apenas se intensificaram durante a década de 70, no contexto da primeira crise do petróleo, e resultaram em importantes descobertas petrolíferas em terra e no mar.

Entre 1956 e 2024, foram perfurados cerca de 9.565 poços na Bacia Potiguar. Aproximadamente 95,4% desses poços se concentraram na porção emersa da bacia. Esse grande volume de perfurações é atribuído ao desenvolvimento da produção de dezenas de campos *onshore* e *offshore*.

A produção em campos de águas rasas datam de 1976 e, posteriormente, na década de 1980, a produção é incrementada com o desenvolvimento dos campos terrestres. Contudo, desde o final da década de 1990, a produção na bacia apresenta tendência de declínio, especialmente no segmento *offshore*, conforme indica o gráfico 03.

Gráfico 03: Produção de petróleo e gás na Bacia Potiguar, de 1976 a 2024.
(Em milhões de barris de óleo equivalente por dia - Mboe/d)



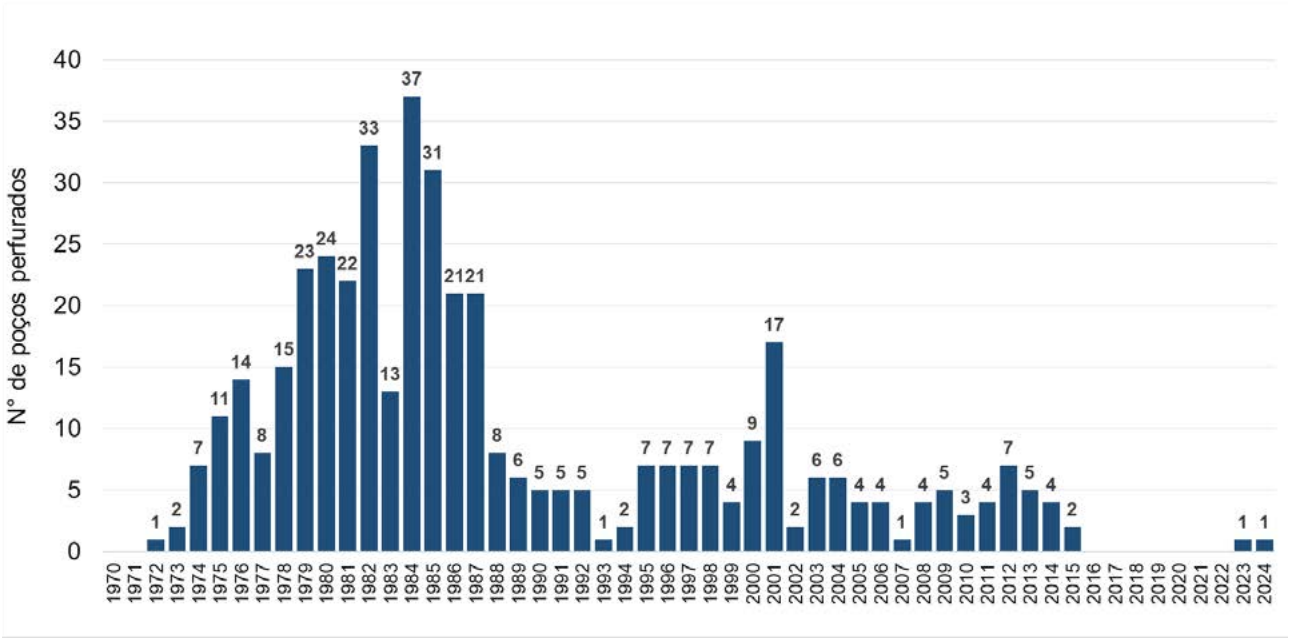
Fonte: ANP 2025. Elaboração: Ineep

Em 2024, a produção de petróleo e gás na Bacia Potiguar consolidou-se como a quarta maior do Brasil, alcançando uma média de 40,5 mil barris de petróleo equivalente por dia (Mboe/d). Este volume correspondeu a aproximadamente 0,95% da produção nacional. Vale destacar que esse patamar representa uma redução de quase três vezes em relação ao final dos anos 1990, período em que a bacia atingiu seu auge produtivo, com produção equivalente a 115,5 Mboe/d.

As atividades de produção, sobretudo na região onshore da Bacia Potiguar, desempenharam papel fundamental na inserção da região na cadeia de valor nacional de óleo e gás. Nesse processo, foram implantadas infraestruturas estratégicas, como Unidades de Tratamento de Gás (UPGNs), refinaria e outros empreendimentos essenciais para o desenvolvimento do setor.

Atualmente, a ANP, por intermédio da Nota Técnica N° 8/2022/SAG/ANP-RJ, classifica a porção onshore da Bacia Potiguar como sendo madura, enquanto a porção *offshore* é considerada uma nova fronteira de exploração. As operações de exploração e produção (E&P) na parte submersa da Bacia Potiguar alcançaram maior destaque durante as décadas de 1970 e 1980, como ilustrada no gráfico 04.

Gráfico 04: Poços perfurados na porção offshore da Bacia Potiguar, 1970 a 2024



Fonte: ANP 2025. Elaboração: Ineep

De modo geral, essas operações limitaram-se às atividades em águas rasas, evidenciando a possibilidade de avanços na exploração das áreas de águas profundas e ultraprofundas, que ainda permanecem pouco exploradas.

Ademais, é importante salientar que, após o período de interrupção das perfurações, entre 2016 e 2022, ocorreram apenas duas novas perfurações, respectivamente em 2023 e 2024. Esse movimento representa o início de uma nova fase de exploração na bacia, na qual a Petrobras retomou de forma mais incisiva suas atividades exploratórias na Margem Equatorial.

Em dezembro de 2023, a Petrobras iniciou a perfuração do poço Pitu Oeste com o objetivo de obter informações adicionais sobre o poço Pitu, perfurado pela companhia ainda em 2014. Com a conclusão da perfuração, em janeiro de 2024, a Petrobras comunicou à ANP a identificação de presença de hidrocarbonetos, embora ainda não tenha sido possível determinar a viabilidade econômica. No decorrer de 2024, a companhia informou ter descoberto uma acumulação de petróleo em águas ultraprofundas na Bacia Potiguar, no poço exploratório 1-BRSA-1390-RNS (Anhangá), localizado na Concessão POT-M-762_R15, aproximadamente 24 km do poço Pitu Oeste. Apesar dos indícios, essas descobertas ainda requerem perfurações adicionais, avaliações e estudos complementares para a adequada estimativa do potencial dos reservatórios.

1.2. A BACIA DO CEARÁ

A bacia sedimentar do Ceará está posicionada entre as bacias Potiguar e Barreirinhas. Em função das características tectônicas variadas e das feições estruturais marcantes, essa bacia foi dividida em quatro sub-bacias, dispostas de oeste para leste: Piauí-Camocim, Acaraú, Icaraí e Mundaú (BELTRAMI, ALVES e FEIJÓ, 1994).

Sob a liderança da Petrobras, as atividades exploratórias nessa bacia tiveram início no final da década de 1960, culminando, em 1971, com a perfuração do primeiro poço na sub-bacia de Piauí-Camocim, o poço 1-CES-1-CE.

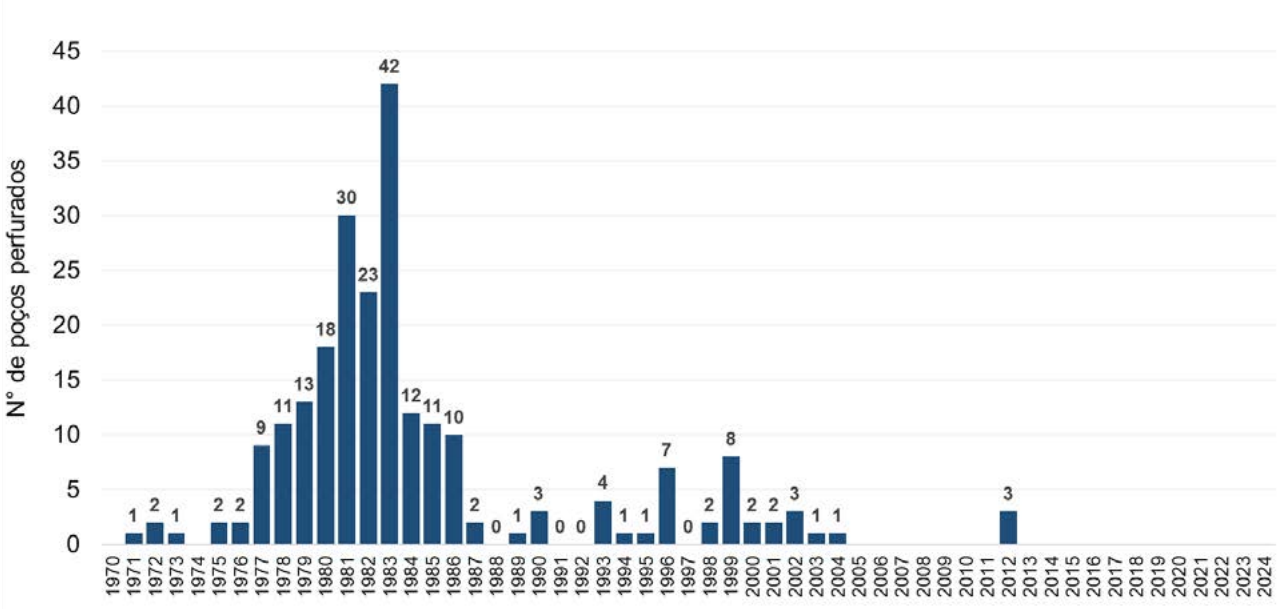
Com o progresso das operações em águas rasas, foram detectadas as primeiras descobertas na sub-bacia de Mundaú, o que possibilitou a descoberta e o desenvolvimento dos primeiros e, até então únicos, campos de produção na região.

A primeira reserva comercial de petróleo, situada no campo de Xaréu, foi identificada

em 1977. No ano seguinte, 1978, ocorreram as descobertas dos campos de Curimã e Espada, seguidas, em 1979, pelo campo de Atum. Conforme dados da ANP, o óleo produzido nesses campos apresentava elevado grau API: Atum, 32° API; Curimã, 27° API; Espada, 37° API; Xaréu, 39° API. Tal composição conferia ao óleo boa qualidade, devido à menor viscosidade, além de aumentar seu valor comercial, por sua aptidão para a fabricação de derivados nobres e de maior valor agregado.

De modo geral, as atividades de exploração na bacia estiveram concentradas entre o final dos anos 1970 e o início dos anos 1980, conforme demonstrado no gráfico 05. Durante as décadas de 1990 e 2000, o número de perfurações foi bastante reduzido. Nos últimos vinte anos, apenas três poços foram perfurados na bacia, todos realizados pela Petrobras.

Gráfico 05: Poços perfurados na porção offshore da Bacia do Ceará, 1970 a 2024



Fonte: ANP 2025. Elaboração: Ineep

Os três poços perfurados em 2012, classificados como exploratórios – pioneiros –, marcaram o início das atividades de exploração nas águas profundas da Bacia do Ceará. Destes, um resultou em seco, contudo, os demais, os poços 1-BRSA-1080-CES (Pecém) e 1-BRSA-1114-CES (Canoa Quebrada), foram reclassificados como poços descobridores de nova jazida e portadores de petróleo. Apesar do registro de ocorrência de hidrocarbonetos, não ocorreram novas perfurações, o que limitou o entendimento sobre os reservatórios.

Atualmente, esses poços estão classificados pela ANP como abandonados de forma permanente. Além disso, não há qualquer bloco exploratório contratado na bacia do Ceará, indicando que as atividades de exploração, especialmente as perfurações de poços exploratórios na região, encontram-se sem perspectivas de retomada. Importa destacar que a bacia, que chegou a produzir 28,2 mil boe/d em 1984, encerrou sua produção em 2020.

Em síntese, embora detenha potencial, a Bacia do Ceará, no curto prazo, não apresenta perspectivas significativas de retomada das atividades exploratórias, tampouco há projetos em andamento voltados à revitalização dos campos de produção em águas rasas.

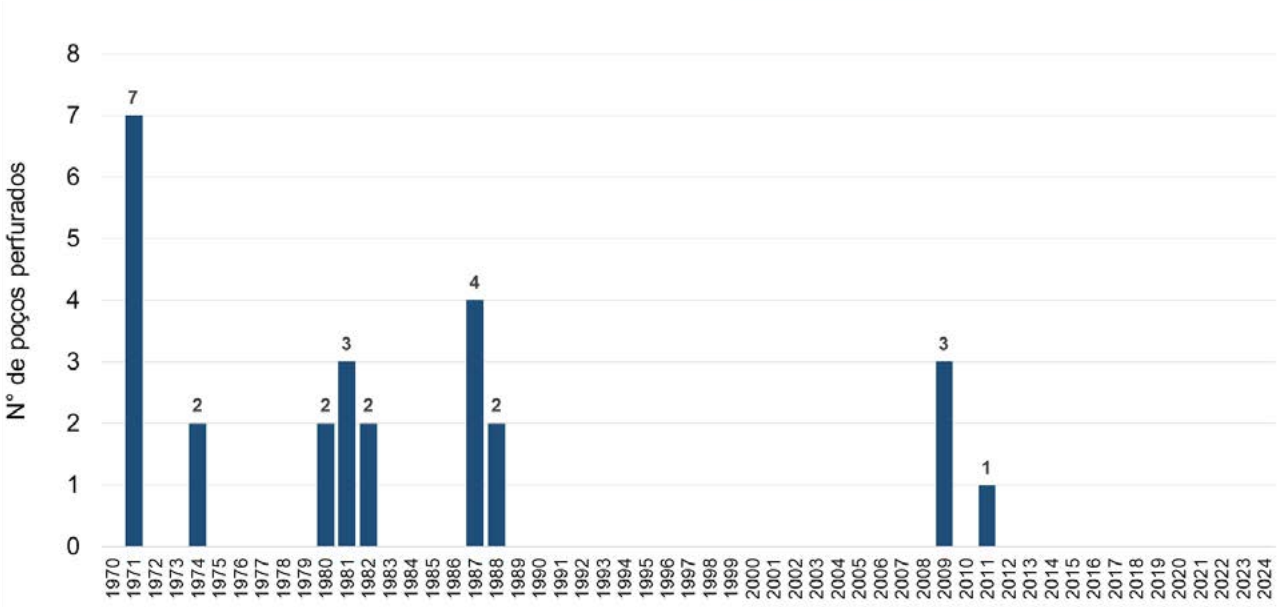
1.3. A BACIA DE BARREIRINHAS

Situada na área confrontante ao estado do Maranhão da MEB, a Bacia de Barreirinhas apresenta um histórico exploratório bastante discreto.

Entre os anos de 1959 e 1976, as atividades de exploração concentraram-se predominantemente na porção *onshore* da bacia. As primeiras perfurações *offshore* ocorreram em 1971, ocasião em que foram realizados sete poços exploratórios, três dos quais posteriormente reclassificados como produtores de gás de caráter subcomercial pela ANP. Ao longo das décadas de 1970 e 1980, poucas perfurações adicionais foram efetuadas na área, sem registros de ocorrência de hidrocarbonetos.

Em 2009, foram perfurados três novos poços em águas profundas e ultraprofundas na bacia, marcando o início de uma nova etapa na exploração. Destaca-se que, desses poços exploratórios, um foi reclassificado como portador de gás natural. Em 2011, foi perfurado um novo poço pioneiro também em águas profundas. Este último foi reclassificado como seco, apresentando indícios de gás natural, e, assim como os perfurados em 2009, foi abandonado definitivamente. No Gráfico 06, é possível visualizar o histórico exploratório da Bacia de Barreirinhas a partir dos poços perfurados.

Gráfico 06: Poços perfurados na porção offshore da Bacia de Barreirinhas, 1970 a 2024



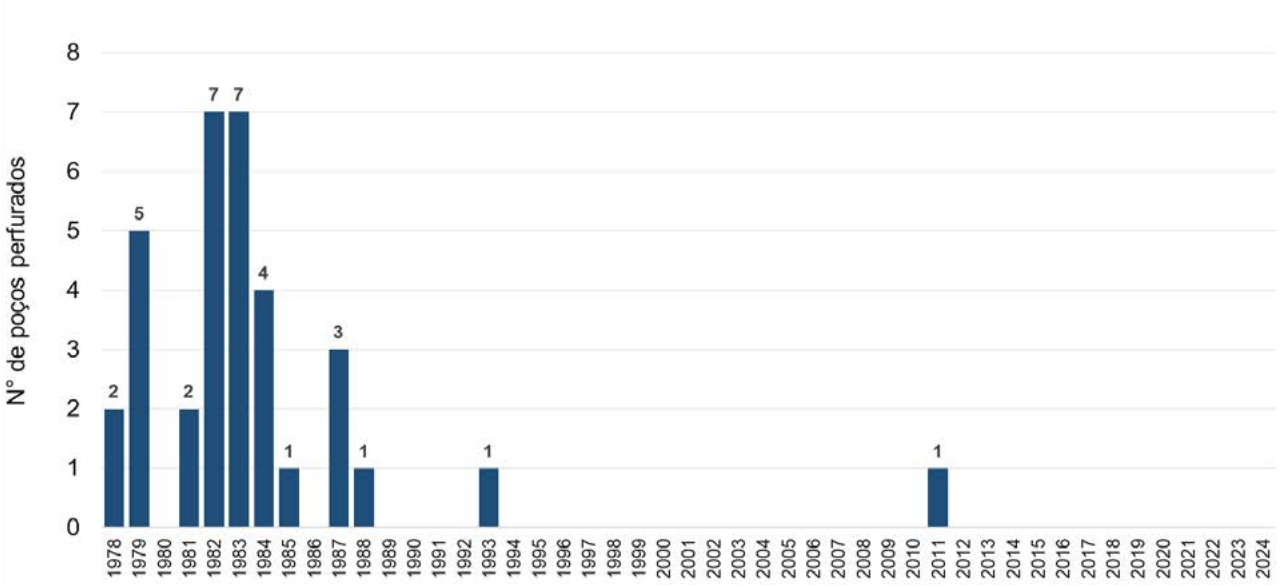
Fonte: ANP 2025. Elaboração: Ineep

Embora já se tenha passado mais de uma década sem a realização de perfurações na bacia, é importante destacar a existência de 11 blocos exploratórios contratados, além do andamento de processos de licenciamento ambiental junto ao IBAMA para a perfuração de alguns desses blocos. Esses fatores indicam a possibilidade de retomada das atividades exploratórias na bacia no curto e médio prazo. Por outro lado, mesmo que de forma modesta, cabe mencionar a presença de três campos de produção na porção onshore da bacia de Barreirinhas, com uma produção média de 53,2 barris de óleo equivalente por dia em 2024.

1.4. A BACIA PARÁ-MARANHÃO

Na Margem Equatorial Brasileira, a bacia Pará-Maranhão encontra-se totalmente submersa. Entre as bacias da região, foi a última a iniciar as perfurações exploratórias. De modo geral, foram perfurados apenas 37 poços na área, dos quais 35 estão concentrados entre as décadas de 1978 e 1988, conforme mostra o Gráfico 07.

Gráfico 07: Poços perfurados na Bacia Pará-Maranhão, 1978 a 2024



Fonte: ANP 2025. Elaboração: Ineep

Conforme registros da ANP, a bacia conta com cinco poços pioneiros perfurados entre 1978 e 1983, os quais foram reclassificados como produtores subcomerciais de óleo. Além disso, há o registro de um poço pioneiro perfurado em 1981, reclassificado como descobridor de campo de petróleo, e um outro, perfurado em 1982, reclassificado como produtor subcomercial de gás natural.

O primeiro poço pioneiro em águas profundas na bacia foi perfurado em 1993, em lâmina d'água de 1.243 metros, e foi classificado como seco, sem indícios de petróleo. Posteriormente, em 2011, a Petrobras perfurou um novo poço pioneiro em águas ultraprofundas, em lâmina d'água de 2.061 metros, que foi reclassificado como portador de petróleo. No entanto, não foram realizados novos trabalhos voltados ao reconhecimento do potencial do reservatório.

Atualmente, a bacia dispõe de cinco blocos exploratórios contratados e possui processos de licenciamento ambiental em andamento junto ao Ibama, o que evidencia, assim como na Bacia de Barreirinhas, a possibilidade de retomada das atividades exploratórias na região.

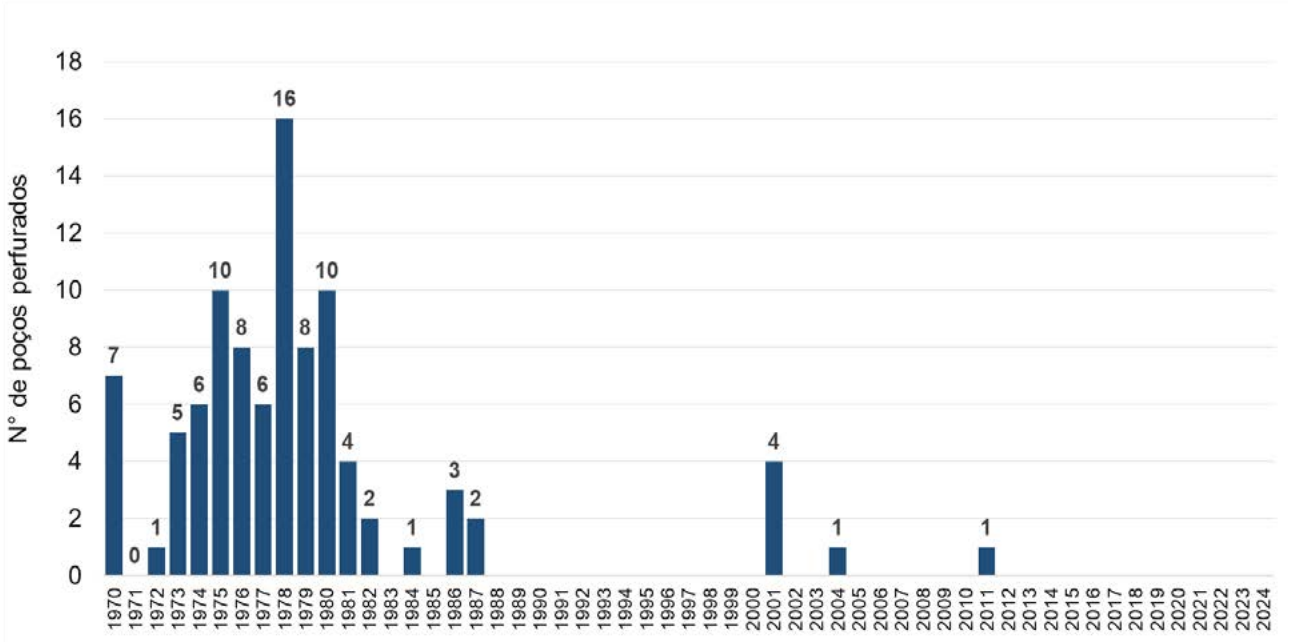
1.5. A BACIA FOZ DO AMAZONAS

A Bacia Foz do Amazonas situa-se no extremo noroeste da Margem Equatorial Brasileira, abrangendo o litoral dos estados do Amapá e Pará, e fazendo fronteira com a

Guiana Francesa. As atividades de exploração na bacia tiveram início na década de 1960, fundamentadas em dados sísmicos, gravimétricos e magnetométricos.

Entre as décadas de 1970 e 1980, registou-se o maior número de perfurações na bacia. Conforme evidenciado pelo gráfico 08, foram perfurados um total de 95 poços entre 1970 e 2024, dos quais 83, ou seja, 87%, compreendem o período de 1970 a 1982. Segundo dados da ANP, no intervalo de 1976 a 1982, no contexto dos chamados "Contratos de Risco", as empresas Shell, Elf-Agip e BP perfuraram juntas trinta e três poços na bacia, marcando uma fase de intensa atividade exploratória.

Gráfico 08: Poços perfurados na Bacia Foz do Amazonas, 1970 a 2024



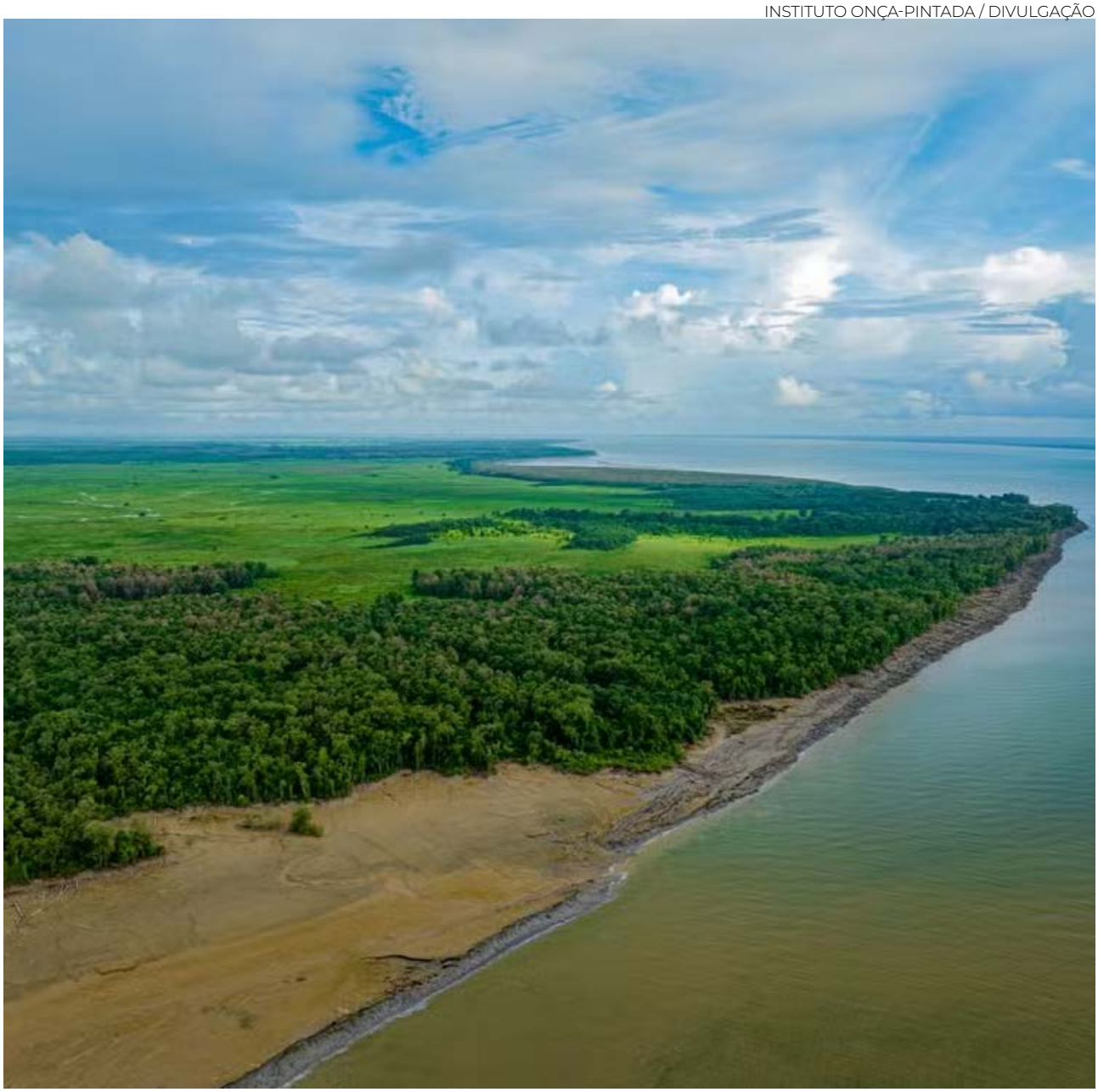
Fonte: ANP 2025. Elaboração: Ineep

De acordo com informações da ANP, em 1976 foi identificada uma descoberta de gás natural de caráter subcomercial na área de Pirapema (1-APS-10B-AP), com um volume original in situ provável de aproximadamente 10,1 bilhões de metros cúbicos (m^3). Além disso, em 1982, foi localizada outra acumulação de gás de natureza também subcomercial, resultante da perfuração do poço 1-APS-51A-AP, cuja estimativa de volume potencial in place varia entre 6,89 e 11,42 bilhões de m^3 de gás natural.

O último poço de exploração na bacia foi perfurado há mais de uma década. Contudo, é importante destacar as potencialidades exploratórias da bacia no curto e médio prazo.

Considerando a existência de nove blocos[9] sob contratos e a aprovação do licenciamento conduzido pela Petrobras, no bloco FZA-M-59, além de outros processos de licenciamento em andamento. O modelo geológico da região, relativamente semelhante ao observado na Guiana Francesa, na Guiana e nas bacias da Margem Equatorial Oeste do continente africano, reforça o fortalecimento do interesse exploratório na área. «

INSTITUTO ONÇA-PINTADA / DIVULGAÇÃO



[9] Vale destacar que o número de blocos contratados na Bacia da Foz do Amazonas aumentou com a realização do 5º Ciclo da Oferta Permanente sob o regime de concessão, promovido pela ANP em junho de 2025. No total, foram adquiridos 19 novos blocos exploratórios, cujos contratos têm assinatura prevista para novembro de 2025.

2. O LEGADO DA ATIVIDADE EXPLORATÓRIA NA MARGEM EQUATORIAL

A breve síntese das atividades de exploração nas bacias da Margem Equatorial Brasileira expõe três aspectos básicos para entender a trajetória da indústria de óleo e gás na região.

O primeiro se refere à quase inexistente atividade exploratória na região na última década, que deriva de ao menos dois fatores, os baixos investimentos exploratórios e o complexo processo de licenciamento ambiental na região. Os baixos investimentos exploratórios não região na última década foram condicionados pela prioridade dada pela Petrobras aos ativos de alta rentabilidade do pré-sal, o que concentrou os investimentos nas bacias sedimentares de Campos e Santos[10]. Além disso, as singularidades e as sensibilidade ambiental, social e geoeconômica explicam o intenso debate e extenso processo de tomada de decisão quanto ao licenciamento ambiental ou não.

O segundo aspecto a se destacar é que os registros oficiais informam uma longevidade das atividades exploratórias na região. Não se trata, portanto, de uma área inexplorada. Entre 1970 e 2024, foram perfurados 815 poços na Margem Equatorial Brasileira, com desenvolvimento da produção nas Bacias Potiguar e Ceará. Essas operações foram, majoritariamente, conduzidas pela Petrobras, tanto durante o período de monopólio estatal quanto após a abertura do setor em 1997. O que reforça o acúmulo de conhecimento e expertise da estatal na região.

O terceiro aspecto refere-se à presença de hidrocarbonetos na região. Segundo dados da ANP, todas as bacias da Margem Equatorial Brasileira apresentam registros de poços reclassificados que indicam a existência de petróleo e/ou gás natural (conforme ilustrado no Mapa 02).

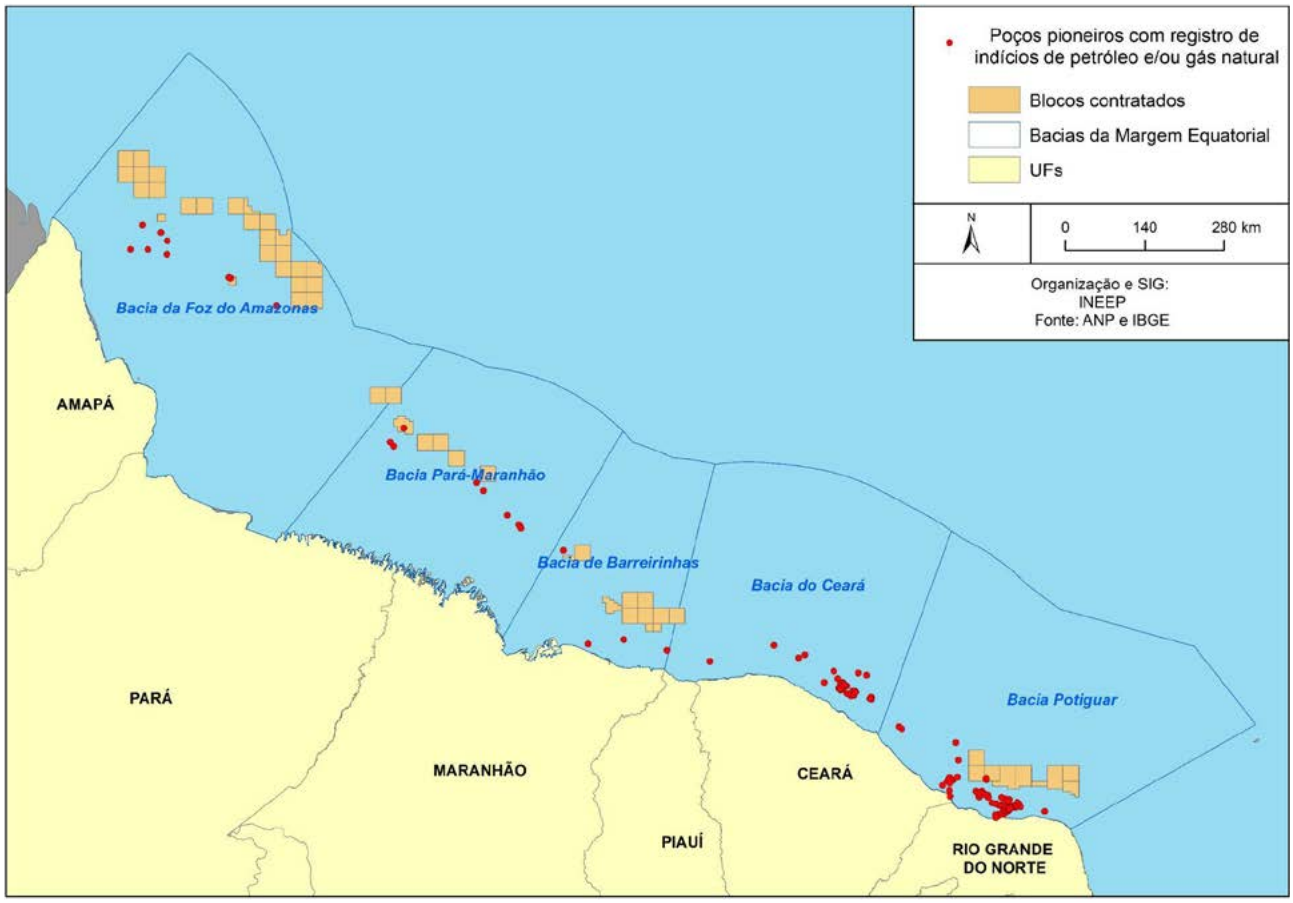
Além disso, observa-se que a Petrobras mantém quatro Planos de Avaliação de Descoberta (PAD) na Margem Equatorial Brasileira. Dois desses planos referem-se à Ba-

[10] Mais informações sobre as atividades exploratórias no Brasil na última década em "A exploração de petróleo e gás em novas fronteiras: investimentos fundamentais para a segurança energética brasileira" disponível em https://tnpetroleo.com.br/artigo/a-exploracao-de-petroleo-e-gas-em-novas-fronteiras-investimentos-fundamentais-para-a-seguranca-energetica-brasileira-por-francismar-ferreira/ e "Redução dos poços pioneiros e seus riscos para o Brasil" Disponível em https://eixos.com.br/energia/reducao-dos-pocos-pioneiros-e-seus-riscos-para-o-brasil/.

cia de Barreirinhas, nos blocos BM-BAR-1 e BM-BAR-3. Um terceiro está localizado na Bacia Pará-Maranhão, no bloco BM-PAMA-3. No entanto, esses três PADs encontram-se atualmente com prazos suspensos pela ANP. Mais recentemente, soma-se o PAD de Pitu, na Bacia Potiguar, abrangendo os blocos POT-M-853 e POT-M-855. Esses planos reforçam a presença e o potencial energético da região.

Essas informações, aliadas às atividades exploratórias indiretas, como os levantamentos sísmicos, reforçam as projeções quanto ao potencial produtivo da região.

Mapa 02: Blocos contratados, poços pioneiros com registro de ocorrência de óleo e/ou gás e bacias sedimentares da Margem Equatorial Brasileira[11]



[11] O mapa 02 inclui os blocos arrematados no 5º Ciclo de Oferta Permanente da ANP, realizado em junho de 2025. Embora o resultado já tenha sido homologado, a assinatura dos contratos ainda não ocorreu, estando prevista para novembro de 2025.

3. O INTERESSE PELA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA: UM OLHAR A PARTIR DAS RODADAS LICITATÓRIAS DA ANP

O interesse em explorar áreas da Margem Equatorial Brasileira está na agenda do Estado brasileiro desde os anos 1970, com atuação e presença tanto da Petrobras, estatal nacional, quanto de International Oil Companies (IOCs), através dos denominados "contratos de risco".

Ainda nos anos 1970, no contexto do primeiro choque do petróleo, com o intuito de explorar petróleo no Brasil e reduzir a dependência externa desse recurso geopolítico estratégico, começaram a se desenvolver os chamados "contratos de risco". Assinados a partir de 1975, esses contratos autorizavam empresas de óleo e gás multinacionais a explorar petróleo no Brasil, algo que antes estava restrito à Petrobras (CAMPOS, 2014). Foi a primeira experiência de abertura do segmento de exploração e produção de petróleo no país após a criação da Petrobras, em 1953. Os "contratos de risco" foram firmados em meio a intensas controvérsias entre aqueles que defendiam a manutenção do controle da União sobre o petróleo nacional e aqueles que defendiam a abertura do setor.

Ao todo, foram 14 anos de vigência dos "contratos de risco" (1975-1988). Nesse período, foram celebrados aproximadamente 243 contratos com petroleiras multinacionais e nacionais (FERREIRA, 2022). Dentre elas, destacam-se as multinacionais Shell, Exxon, Texaco, British Petroleum (BP), ELF, Total, Marathon, Conoco, Hispanoil, Pecten, Pennzoil, além de companhias brasileiras, tais como a Paulipetro, Azevedo Travassos, Camargo Corrêa, além da própria Petrobras (BOSCO, 2003).

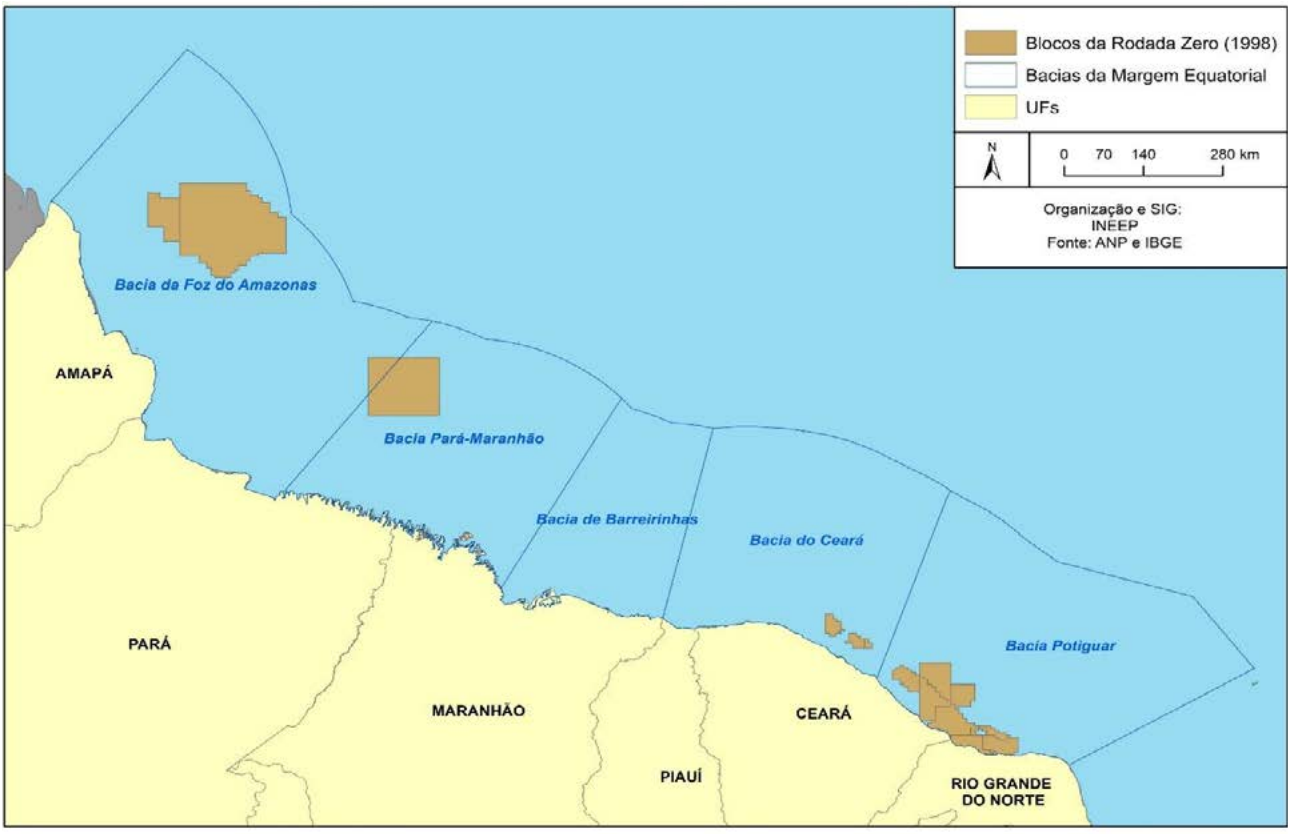
Especificamente na Margem Equatorial Brasileira, as empresas Shell, Elf-Agip e BP chegaram a adquirir áreas na Bacia da Foz do Amazonas. Aliás, no período de vigência dos contratos de risco, as petroleiras multinacionais perfuraram aproximadamente 205 poços e, exceto pela pequena ocorrência de gás na Bacia de Santos, identificada pela Pecten, as companhias estrangeiras não conseguiram realizar descobertas relevantes, tampouco as empresas brasileiras que participaram desses contratos. As únicas descobertas ocorreram em campos de petróleo em terra no Rio Grande do Norte e realizadas por empresas brasileiras (DIAS e QUAGLINO, 1993). Por fim, esses contratos foram finalizados por meio da reafirmação do estatuto do monopólio estatal sobre os combustíveis por meio da Constituição de 1988 (CAMPOS, 2014).

Posteriormente, com a abertura do setor de óleo e gás, garantida pela aprovação da Lei do Petróleo (Lei 9.478/1997), foi criada ANP e iniciado o desenvolvimento das rodadas licitatórias de áreas exploratórias.

Nesse novo contexto, a Margem Equatorial Brasileira se manteve no radar das petroleiras. Centenas de blocos foram ofertados pela ANP entre a Rodada zero, em 1998, e a rodada 17, realizada em 2021. Apenas em cinco das dezessete rodadas[12], blocos de bacias da Margem Equatorial não foram ofertados.

Os primeiros blocos contratados nas bacias da Margem Equatorial ocorreram ainda na chamada Rodada Zero (R-0), realizada em 1998, que, de fato, não foi um leilão, mas sim, a ratificação dos direitos da Petrobras agora na forma de contratos de concessão sobre campos e blocos exploratórios já pertencentes à companhia. Na ocasião, a estatal acabou assumindo a concessão de blocos exploratórios em quatro bacias da Margem Equatorial conforme indica o mapa 03.

Mapa 03: Blocos exploratórios concedidos à Petrobras na Margem Equatorial na Rodada zero, 1998



[12] Rodadas 10, 12,13, 14 e 16.

Posteriormente, a partir de 1999, outros 106 blocos exploratórios foram arrematados nas bacias da Margem Equatorial nas diferentes rodadas licitatórias. A Petrobras, individualmente ou na condição de operadora de consórcio, arrematou 47 blocos e ainda entrou na composição de consórcios operados por outras petroleiras em 11 blocos. Logo, a estatal atuou diretamente em 53,7% dos blocos arrematados na Margem Equatorial, o que a colocou na condição de petroleira com maior investimento e interesse em atividades exploratórias da região, mesmo após o fim do monopólio estatal. Os resultados das rodadas licitatórias sob o regime de concessão das bacias da Margem Equatorial estão resumidos no quadro 01.

Quadro 01: Blocos contratados por rodada licitatória da ANP nas Bacias da Margem Equatorial, 1999 e 2024

Rodada licitatória	Bacia	Bloco	Empresa	Total de Blocos Arrematados por rodada
R-01 (1999)	Foz do Amazonas	BM-FZA-1	BP (30%)*; Esso (25%); Petrobras (20%), Shell (12,5%); British Borneo (12,5%)	2
	Potiguar	BM-POT-1	Agip (100%)*	
R2 (2000)	Pará-Maranhão	BM-PAMA-1	Coastal (50%)*, PanCanadian (50%)	1
R-03	Barreirinhas	BM-BAR-1	Petrobras (100%)*	5
	(2001)	BM-CE-1	Petrobras (100%)*	
	Ceará	BM-CE-2	Petrobras (100%)*	
	Pará-Maranhão	BM-PAMA-2	PanCanadian (100%)*	
	Pará-Maranhão	BM-PAMA-3	Phillips (100%)*	
R-04 (2002)	Barreirinhas	BM-BAR-3	Devon Energy Corporation (100%)	3
	Potiguar	BM-POT-11	Petrobras (60%)* e El Paso CGP Company (40%)	
	Potiguar	BM-POT-13	Petrobras (40%)*, Unocal Corporation (30%) e El Paso CGP Company (30%)	
R-05	Barreirinhas	BAR-M-377	Petrobras (100%)*	17
	Barreirinhas	BAR-M-378	Petrobras (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-399	Petrobras (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-355	Aurizonia (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-376	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-183	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-216	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-217	Petrobras (100%)*	

Rodada licitatória	Bacia	Bloco	Empresa	Total de Blocos Arrematados por rodada
R-05	Foz do Amazonas	FZA-M-251	Petrobras (100%)*	17
	Foz do Amazonas	FZA-M-252	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-253	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-254	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-286	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-287	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-288	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-320	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-321	Petrobras (100%)*	
R-06 (2004)	Foz do Amazonas	FZA-M-533	Petrobras (100%)*	13
	Foz do Amazonas	FZA-M-534	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-569	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-570	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-571	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-605	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-606	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-607	Petrobras (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-608	Petrobras (100%)*	
	Pará-Maranhão	PAMA-M-135	Petrobras (100%)*	
	Pará-Maranhão	PAMA-M-192	Petrobras (100%)*	
	Pará-Maranhão	PAMA-M-194	Petrobras (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-175	Petrobras (100%)*	
R-07 (2005)	Potiguar	POT-M-663	Petrobras (60%)*; EnCana (20%); Petrogal (20%)	5
	Potiguar	POT-M-665	Petrobras (80%)*; Petrogal (20%)	
	Potiguar	POT-M-760	Petrobras (60%)*; Petrogal (20%); EnCana (20%)	
	Potiguar	POT-M-853	Petrobras (80%)*; Petrogal (20%)	
	Potiguar	POT-M-855	Petrobras (80%)*; Petrogal (20%)	

Rodada licitatória	Bacia	Bloco	Empresa	Total de Blocos Arrematados por rodada
R-09 (2007)	Pará-Maranhão	PAMA-M-187	Petrobras (40%)*; CVRD (30%); Ecopetrol (30%)	9
	Pará-Maranhão	PAMA-M-188	Petrobras (40%)*; CVRD (30%); Ecopetrol (30%)	
	Pará-Maranhão	PAMA-M-222	Petrobras (40%)*; CVRD (30%); Ecopetrol (30%)	
	Pará-Maranhão	PAMA-M-223	Petrobras (40%)*; CVRD (30%); Ecopetrol (30%)	
	Pará-Maranhão	PAMA-M-407	OGX (100%)*	
	Pará-Maranhão	PAMA-M-408	OGX (100%)*	
	Pará-Maranhão	PAMA-M-443	OGX (100%)*	
	Pará-Maranhão	PAMA-M-591	OGX (100%)*	
	Pará-Maranhão	PAMA-M-624	OGX (100%)*	
R-10 (2008)	Não houve oferta de blocos pela ANP.			
R-11 (2013)	Barreirinhas	BAR-M-213	OGX (100%)*	45
	Barreirinhas	BAR-M-215	BG Energy (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-217	BG Energy (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-252	BG Energy (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-254	BG Energy (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-298	BG Energy (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-300	BG Energy (50%)*; Petrogal (10%); Petrobras (40%)	
	Barreirinhas	BAR-M-340	BG Energy (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-342	BG Energy (50%)*; Petrogal (10%); Petrobras (40%)	
	Barreirinhas	BAR-M-344	BG Energy (50%)*; Petrogal (10%); Petrobras (40%)	
	Barreirinhas	BAR-M-346	BP EOC (50%)*; Total E&P do Brasil (50%)	
	Barreirinhas	BAR-M-251	OGX (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-292	Chariot (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-293	Chariot (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-313	Chariot (100%)*	
	Barreirinhas	BAR-M-314	Chariot (100%)*	

Rodada licitatória	Bacia	Bloco	Empresa	Total de Blocos Arrematados por rodada
R-11 (2013)	Barreirinhas	BAR-M-387	Ouro Preto (100%)*	45
	Barreirinhas	BAR-M-388	BG Energy (50%)*; Petrogal (10%); Petrobras (40%)	
	Barreirinhas	BAR-M-389	OGX (100%)*	
	Ceará	CE-M-603	ExxonMobil (50%)*; OGX (50%)	
	Ceará	CE-M-661	Total E&P do Brasil (45%)*; Queiroz Galvão (25%); OGX (30%)	
	Ceará	CE-M-663	OGX (100%)*	
	Ceará	CE-M-665	Premier Oil (50%)*; CEPSA (50%)	
	Ceará	CE-M-715	Chevron Brazil (50%)*; Ecopetrol (50%)	
	Ceará	CE-M-717	Premier Oil (50%)*; CEPSA (50%)	
	Foz do Amazonas	FZA-M-125	Total E&P do Brasil (40%)*; Petrobras (30%); BP EOC (30%)	
	Foz do Amazonas	FZA-M-127	Total E&P do Brasil (40%)*; Petrobras (30%); BP EOC (30%)	
	Foz do Amazonas	FZA-M-184	OGX (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-57	Total E&P do Brasil (40%)*; Petrobras (30%); BP EOC (30%)	
	Foz do Amazonas	FZA-M-59	BP EOC (70%)*; Petrobras (30%)	
	Foz do Amazonas	FZA-M-86	Total E&P do Brasil (40%)*; Petrobras (30%); BP EOC (30%)	
	Foz do Amazonas	FZA-M-88	Total E&P do Brasil (40%)*; Petrobras (30%); BP EOC (30%)	
	Foz do Amazonas	FZA-M-90	Queiroz Galvão (35%)*; Pacific Brasil (30%); Premier Oil (35%)	
	Foz do Amazonas	FZA-M-257	BHP Billiton (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-254	Brasoil Manati (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-320	Ecopetrol (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-324	BHP Billiton (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-467	Brasoil Manati (100%)*	
	Foz do Amazonas	FZA-M-539	Brasoil Manati (100%)*	
	Pará-Maranhão	PAMA-M-265	Queiroz Galvão (30%)*; Pacific Brasil (70%)	

Rodada licitatória	Bacia	Bloco	Empresa	Total de Blocos Arrematados por rodada
	Pará-Maranhão	PAMA-M-337	Queiroz Galvão (50%)*; Pacific Brasil (50%)	
	Potiguar	POT-M-475	OGX (100%)*	
	Potiguar	POT-M-567	Ecopetrol (100%)*	
	Potiguar	POT-M-762	ExxonMobil (50%)*; OGX (50%)	
	Potiguar	POT-M-764	Petrobras (40%)*; Petrogal (20%); BP EOC (40%)	
R-12 (2013)	Não houve oferta de blocos pela ANP.			
R-13 (2015)	Não houve oferta de blocos pela ANP.			
R-14 (2017)	Não houve oferta de blocos pela ANP.			
R – 15 (2018)	Potiguar	POT-M-762	Petrobras (100%)*	8
	Potiguar	POT-M-857	Wintershall Holding (100%)*	
	Potiguar	POT-M-859	Petrobras (60%)*; Shell Brasil (40%)	
	Potiguar	POT-M-863	Wintershall Holding (100%)*	
	Potiguar	POT-M-865	Wintershall Holding (100%)*	
	Potiguar	POT-M-948	Shell Brasil (100%)*	
	Potiguar	POT-M-952	Petrobras (60%)*; Shell Brasil (40%)	
	Ceará	CE-M-601	Wintershall Holding (100%)*	
R – 16 (2020)	Não houve oferta de blocos pela ANP.			
R-17 (2021)	Apesar da oferta de blocos na Bacia Potiguar, nenhum foi arrematado.			
Total de blocos arrematados				**108**

*Petroleira operadora Fonte: ANP. Elaboração Ineep

Ao analisar as rodadas licitatórias, observa-se que a bacia que apresentou o maior número de blocos contratados foi a da Foz do Amazonas, totalizando 36 blocos. A bacia de Barreirinhas ocupa a segunda posição, com 27 blocos contratados. Apesar do avanço na produção de petróleo e gás, na bacia Potiguar foram arrematados apenas 19 blocos, enquanto na bacia do Ceará esse número foi de apenas 9 blocos. Na bacia Pará-Maranhão foram arrematados outros 17 blocos.

A análise de tais rodadas licitatórias coloca em destaque dois pontos: (i) o elevado interesse demonstrado na região durante a Rodada 11 e (ii) o reduzido número de blocos ofertados e arrematados após 2013.

A Rodada 11 (R11), realizada em maio de 2013, registrou 45 blocos arrematados na Margem Equatorial, com destaque para as bacias de Barreirinhas e Foz do Amazonas, onde foram arrematados, respectivamente, 19 e 14 blocos. A R11 foi a primeira rodada de licitação realizada após a criação do Regime de Partilha e da delimitação do polígono do pré-sal, em 2010. Ademais, ela ocorreu após um hiato de cinco anos sem leilões da ANP sob o regime de concessão. Esses dois fatores explicam, em certa medida, o grande volume de blocos arrematados nesta rodada licitatória, inclusive nas bacias da Margem Equatorial. Ao todo, foram arrematados 142 blocos exploratórios em diferentes bacias do país por 30 petroleiras, sendo 18 delas estrangeiras e outras 12 nacionais.

Além da grande quantidade de blocos arrematados, inclusive nas bacias da Margem Equatorial, o bloco Foz do Amazonas Marítimo 57 (FZA-M-57) foi aquele com o maior valor ofertado em bônus por assinatura[13] da história dos leilões até então. O consórcio formado pela francesa Total E&P (40%), a britânica British Petroleum (30%) e a Petrobras (30%) pagaram à época R$ 345,9 milhões pela concessão.

Do total de R$ 2,82 bilhões ofertados em bônus por assinatura na Rodada 11, cerca de 73,4% desse valor, R$ 2,07 bilhões, foram ofertados apenas pelos blocos exploratórios das bacias da Margem Equatorial. O que evidencia o elevado interesse da indústria de óleo e gás pelas bacias da região, sobretudo pelas áreas de Foz do Amazonas e Barreirinhas.

Tal fato coloca a seguinte questão: o que explica o intenso apetite pelas bacias sedimentares da Margem Equatorial Brasileira?

Entre as principais hipóteses de respostas a essa questão estão as descobertas de reservas petrolíferas de Zaedyus na Guina Francesa, em 2011, área limítrofe à bacia da Foz do Amazonas. Posteriormente foram descobertas novas reservas de petróleo na Guiana, em 2015, e Suriname, em 2020, o que reforça o atual apetite da indústria na região.

Porém, entre 2012 e 2024, isto é, nos doze anos seguintes, a ANP não realizou ofertou novos blocos, seja sob o regime de partilha ou concessão, nas Bacias da Foz do Amazonas, Barreirinhas e Pará-Maranhão. A rodada 11 foi a última até a retomada de

[13] O bônus de assinatura corresponde ao valor pago pelas empresas como condição para obter concessões (blocos) de exploração e produção de petróleo e gás natural, em leilões promovidos pela ANP.

leilões sob o regime de concessão em 2025. As singularidades socioambientais dessas regiões tiveram um papel determinante, dificultando a inclusão de novos blocos em leilões e também contribuindo significativamente para a devolução de dezenas de blocos. Segundo a ANP, entre 2001 e 2024, foram devolvidos 77 blocos exploratórios nas bacias da Margem Equatorial, sendo 25 deles na bacia da Foz do Amazonas.

DIVULGAÇÃO

4. AS SINGULARIDADES GEOECONÔMICAS E SOCIOAMBIENTAIS DA MARGEM EQUATORIAL

Os seis estados confrontantes com as bacias da Margem Equatorial, conforme dados do IBGE (2022), possuem uma população estimada em aproximadamente 30.999.474 habitantes, o que equivale a cerca de 15% da população total do Brasil. Em termos econômicos, esses estados contribuíram com aproximadamente 7,74% do Produto Interno Bruto (PIB) nacional no mesmo período, com destaque especial para os estados do Pará e Ceará, conforme destacado no quadro 02.

Quadro 02: População, PIB e participação no valor adicionado bruto por setor dos estados confrontantes à Margem Equatorial Brasileira, 2022

UFs	População	% da população nacional	PIB (R$ bilhões) 2022	% PIB Nacional 2022	Participação no valor adicionado bruto (%) (2022)		
					Agropecuária	Indústria	Serviços
Pará	8.120.131	4,0	236,1	2,34	11,4	31,8	56,8
Amapá	733.759	0,4	23,6	0,23	1,1	9,6	89,3
Maranhão	6.776.699	3,3	139,8	1,39	13,5	15,1	71,4
Piauí	3.271.199	1,6	72,8	0,72	11,3	14	74,8
Ceará	8.794.957	4,3	213,6	2,12	6,5	17,2	76,3
Rio Grande do Norte	3.302.729	1,6	93,8	0,93	3,6	22,9	73,5
Total	**30.999.474**	**15,3**	**779,8**	**7,74**	-	-	-

Fonte: IBGE 2022

Em síntese, o setor de atividade dos serviços predomina no valor adicionado bruto dos estados da região, sendo o centro dinâmico das economias locais. Contudo, é possível identificar polos industriais significativos na região, em especial, nos estados do Pará (PA), Ceará (CE), Maranhão (MA) e Rio Grande do Norte (RN), apesar de registrarem elevados índices de pobreza, refletindo a histórica desigualdade regional brasileira.

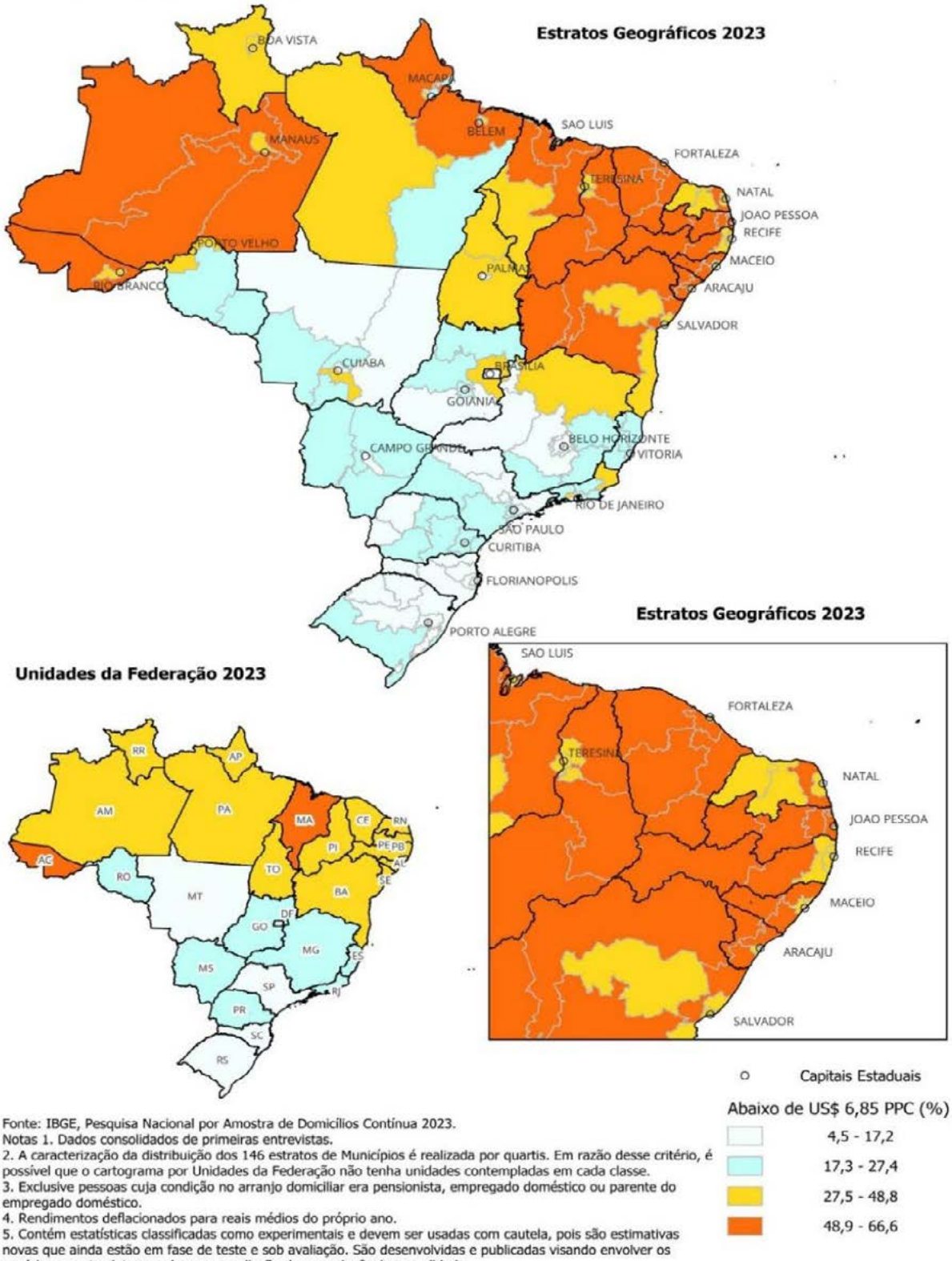
No estado do Pará, por exemplo, a atividade industrial de mineração, sobretudo de minério de ferro e bauxita tem um forte peso. O estado do Ceará conta com um setor industrial bastante diversificado e dinâmico, com destaque para construção civil, couro, calçados, metalurgia e alimentos, refletindo uma economia mais heterogênea. O Maranhão, por sua vez, possui uma indústria metalúrgica que ocupa papel importante no cenário local. No Rio Grande do Norte, a indústria de óleo e gás se so-

bressai, tendo um protagonismo expressivo na economia do estado. Segundo dados da Confederação Nacional da Indústria (CNI), a extração de petróleo e gás natural, assim como seus derivados e biocombustíveis, representam cerca de 19,4% e 18,3% do PIB industrial estadual, respectivamente.

Segundo os dados da Síntese de Indicadores Sociais do IBGE (2024), ao analisar os diferentes estratos geográficos[14], nota-se que as maiores proporções de pessoas vivendo abaixo da linha de pobreza estão concentradas nos Arcos Metropolitanos brasileiros, assim como no interior das regiões Norte e Nordeste. Essa constatação está ilustrada na figura 01.

[14] Segundo o IBGE, os estratos geográficos são áreas compostas por municípios contíguos, dentro da mesma unidade da federação, com alguma similaridade ou relação entre si, permitindo a elaboração de estimativas com precisão estatística que ultrapassa o limite do município da capital, até então o menor recorte territorial considerado em um levantamento por amostragem domiciliar.

Figura 01: Proporção de pessoas com rendimento domiciliar per capita abaixo de US$ 6,85 por dia em paridade do poder de compra (PPC),segundo Estratos Geográficos e Unidades da Federação, 2023



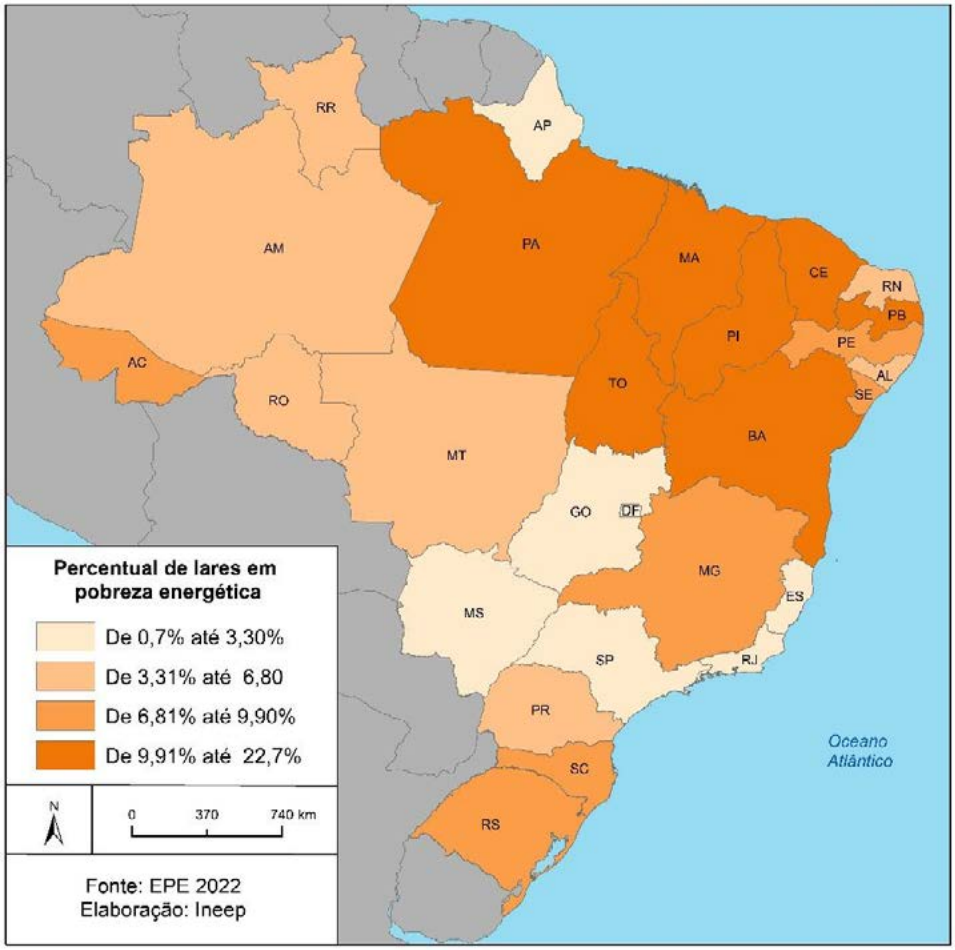
Fonte: IBGE, Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua 2023.
Notas 1. Dados consolidados de primeiras entrevistas.
2. A caracterização da distribuição dos 146 estratos de Municípios é realizada por quartis. Em razão desse critério, é possível que o cartograma por Unidades da Federação não tenha unidades contempladas em cada classe.
3. Exclusive pessoas cuja condição no arranjo domiciliar era pensionista, empregado doméstico ou parente do empregado doméstico.
4. Rendimentos deflacionados para reais médios do próprio ano.
5. Contém estatísticas classificadas como experimentais e devem ser usadas com cautela, pois são estimativas novas que ainda estão em fase de teste e sob avaliação. São desenvolvidas e publicadas visando envolver os usuários e partes interessadas para avaliação de sua relevância e qualidade.

Fonte: IBGE 2022

O alto índice de pessoas vivendo em situação de pobreza guarda forte relação com com os indicadores de pobreza energética, conceito que se refere à insuficiência de acesso aos serviços energéticos modernos por pessoas ou grupos sociais.

Segundo dados do Observatório Brasileiro de Erradicação da Pobreza Energética (OBEPE), uma parceria entre a EPE, o Ministério de Minas e Energia (MME) e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), os estados das regiões Norte e Nordeste concentravam, em 2022, os maiores percentuais de lares em situação de pobreza energética. Esse indicador considera múltiplos fatores, entre os quais destacam-se a infraestrutura energética disponível, a qualidade do acesso aos serviços energéticos domésticos, nível de utilização de fontes modernas de energia para cocção e acesso a fontes de energia. No mapa 04, a seguir, é possível visualizar a proporção de lares em pobreza energética por Estado, destacando as regiões mais afetadas.

Mapa 04: Percentual de lares em pobreza energética, considerando o acesso à dimensão da infraestrutura energética e qualidade do acesso à serviços energéticos domiciliares e a carência de uso principal de fontes de energia modernas para cocção como indicador de acesso, 2022



Os dados referentes ao Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) revelam que, ao considerar os estados confrontantes à Margem Equatorial Brasileira, excetuando-se o Ceará, todos eles estão entre os que apresentam os piores indicadores de desenvolvimento humano no país. No Quadro 03, é possível fazer uma análise de tais indicadores, compreendendo as nuances e particularidades de cada contexto.

Quadro 03: Indicadores de desenvolvimento humano dos estados confrontantes à Margem Equatorial Brasileira, 2021

UFs	IDHM	Posição Ranking nacional (IDHM)	IDHM -Renda	Posição Ranking nacional (IDHM -Renda)	IDHM -Educação	Posição Ranking nacional (IDHM -Educação)
Pará	0,69	23º	0,645	24º	0,686	20º
Amapá	0,688	25º	0,648	21º	0,647	27º
Maranhão	0,676	27º	0,603	27º	0,716	16º
Piauí	0,69	24º	0,649	20º	0,698	17º
Ceará	0,734	12º	0,658	17º	0,766	6º
Rio Grande do Norte	0,728	14º	0,692	12º	0,75	22º
Brasil	0,766	-	0,724	-	0,757	-

Fonte: Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil. Pnud Brasil, Ipea e FJP (2021).

Esses números evidenciam a necessidade de planejamento e implementação de sistemas de políticas públicas e estratégias de longo prazo de combate à pobreza, inclusive energética, e capazes de impulsionar a dinâmica econômica regional nesses estados confrontantes com a Margem Equatorial. As operações de exploração e produção de óleo e gás na região podem ser um desses vetores do desenvolvimento regional. Para isso, é preciso a construção de parâmetros regulatórios sólidos, diálogo social e a ação coordenada do Estado brasileiro para orientar a produção e distribuição da riqueza oriunda dessas atividades às Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) e as necessidades das comunidades e territórios locais.

Os investimentos em exploração e produção na Margem Equatorial Brasileira representam uma oportunidade estratégica de transformação socioeconômica para os estados e municípios da região. Essa iniciativa pode potencializar a geração de emprego, fomentar o desenvolvimento de novos setores produtivos, impulsionar o adensamento industrial, ampliar a demanda por serviços e, sobretudo, criar novas receitas provenientes das rendas petrolíferas.

Os projetos exploratórios, se acompanhados tanto do desenvolvimento da produção de óleo e gás em larga escala, como do adensamento da cadeia de óleo e gás, com expansão da infraestrutura de refino, transporte, distribuição e revenda de derivados de petróleo na região, pode contribuir significativamente ampliação da segurança energética da região, ao reduzir a dependência de importações e dos preços, assim como na geração de emprego e renda.

De maneira empírica, os investimentos, especialmente os da Petrobras, em exploração e produção (E&P) na Bacia de Campos, por exemplo, foram capazes de redefinir as bases econômicas do norte fluminense. A região, que até as décadas de 1970 e 1980 era baseada na produção açucareira, com poucos efeitos multiplicadores, foi transformada pelas operações na Bacia de Campos (PIQUET, 2021). A demanda por produtos e serviços relacionados às operações de exploração e produção, especialmente por parte da Petrobras, impulsionou o estabelecimento de novas indústrias na região, particularmente no município de Macaé no Estado do Rio de Janeiro. A construção de infraestruturas, a expansão da oferta de serviços, o incremento de novas receitas na forma de royalties e participações especiais aos cofres públicos foram algumas das contribuições da indústria à economia local. Esses aspectos revelam de forma concreta os impactos transformadores e multiplicadores da indústria de óleo e gás, em especial da Petrobras.

No entanto, apesar das transformações econômicas geradas pela indústria de óleo e gás no norte fluminense, vale ressaltar o surgimento de novas tensões políticas, sociais e territoriais, decorrentes do crescimento populacional, da expansão urbana, do aumento e da dependência das rendas do petróleo e de outros fatores. De modo geral, a ausência de políticas de planejamento amplas e integradas resultaram em contradições marcantes: municípios que apresentam elevada arrecadação e/ou dependência de receitas petrolíferas (petrorentistas) convivem, simultaneamente, com espaços segregados, com infraestrutura insuficiente ou precária. Trata-se de uma realidade verificada no norte fluminense e em outras regiões produtoras conforme indica o trabalho de Givisiez e Oliveira (2007), Viana, Neto e Lumbreras (2025).

Assim, a experiência do Norte Fluminense oferece lições centrais para o desenvolvimento das atividades de exploração e produção de petróleo na Margem Equatorial. Por um lado, evidencia o dinamismo econômico impulsionado pela indústria de petróleo e gás. Por outro, demonstra a necessidade de que esse processo seja acompanhado por um planejamento público estratégico, capaz de assegurar a justa distribui-

ção dos benefícios gerados, promovendo avanços sociais, econômicos e ambientais. A ausência desse planejamento, pode fazer com que as operações da indústria de óleo e gás na região reproduza sua condição de produtora e exportadora de energia e commodities, repetindo, em certa medida, o padrão verificado com a implantação de grandes projetos do setor elétrico e minerador do passado.

Contudo, a expansão das operações de exploração e produção na região da Margem Equatorial estão envolvidas em grande controvérsia. O debate acerca da crise climática global, que reivindica o fim dos investimentos da indústria de óleo e gás, e as singularidades socioambientais da região se apresentam como questões que se opõem à expansão da indústria de óleo e gás para a região.

A crise climática é um fato. Seus efeitos ambientais, econômicos e sociais são trágicos e cada vez mais intensos e frequentes. Enfrentá-la não significa adesão acrítica a uma agenda única e que reproduz assimetrias geopolíticas, econômicas e sociais históricas entre nações e territórios. Em especial, se essa agenda estiver orientada, majoritariamente, por interesses de mercado. É preciso considerar as singularidades das diversas trajetórias de desenvolvimento das instituições, matriz energética e soberania de cada povo e território.

Cabe destacar que a matriz energética global é predominantemente composta por fontes não renováveis, como carvão, petróleo e gás natural (EPE, 2023), enquanto as fontes renováveis representam cerca de 14,3% do total (EPE, 2023). Em contraste, a matriz energética brasileira apresenta um perfil diferenciado, com significativa participação de fontes renováveis, que correspondem a aproximadamente 49,1% do total. Dessa forma, a presença de fontes renováveis no Brasil é cerca de três vezes superior à média mundial, evidenciando o protagonismo do país na utilização de energias limpas.

De acordo com a EPE (2024), a maior parte das emissões de gases de efeito estufa (GEE) no Brasil provém do uso da terra, da mudança de uso da terra e florestas e do setor agropecuário, que juntos representam aproximadamente 75% das emissões nacionais. Em âmbito mundial, contudo, o setor energético é o principal responsável pelas emissões de GEE, respondendo por cerca de 66% do total, um valor quase três vezes maior do que o registrado no Brasil.

Esses dados evidenciam que o país já dispõe de um portfólio energético amplo e diversificado, com uma pegada de carbono inferior à média global. Além disso, di-

versos programas e iniciativas públicas estão em formulação e implementação, com o objetivo de qualificar o projeto de desenvolvimento nacional, associando-o ao fortalecimento da indústria, processo de descarbonização e promoção de novas rotas tecnológicas de baixo carbono. Dentre as quais, destacam-se o Programa Combustível do Futuro (Lei 14.993/2024), o Programa de Mobilidade Verde e Inovação (MOVER), RenovaBio, a criação da Política Nacional de Transição Energética (PNTE), o Plano Nacional de Transição Energética (Plante), a regulação da produção de energia eólica offshore, entre outros, visando à diversificação das fontes de energia e à descarbonização da economia nacional, o que demonstra avanços do país para a redução das emissões de gases de efeito estufa e a diminuição da dependência dos combustíveis fósseis.

Nesse contexto, deixar de explorar o potencial energético da Margem Equatorial Brasileira pode trazer riscos concretos à segurança energética nacional. A transição energética não ocorrerá de forma imediata, e a demanda por petróleo e gás natural, embora em declínio no longo prazo, não deixará de existir.

Segundo estimativas da OPEP (2025), a demanda mundial por petróleo deve crescer 18,2 milhões de boe/d, passando de 94,3 milhões em 2024 para 112,4 milhões de boe/d em 20250. No mesmo período, o consumo de gás natural pode aumentar em 18,7 milhões de boe/d, avançando de 70 milhões em 2024 para 89,7 milhões de boe/d em 2025. No caso do Brasil, a demanda por petróleo pode aumentar cerca 800 mil boe/d entre 2024 e 2050, enquanto a de gás natural pode registrar um acréscimo de cerca de 600 mil boe/d no mesmo intervalo (OPEP, 2025). Diante disso, a exploração e produção nas bacias da Margem Equatorial assumem caráter estratégico, tanto para a reposição das reservas quanto para a garantia da segurança energética nacional.

Não se pode negar o papel fundamental da indústria de óleo e gás na transição energética e no avanço futuro desse processo. As atividades desse setor continuarão sendo essenciais para garantir o desenvolvimento econômico e a qualidade de vida a partir da sustentação dos níveis de emprego e de renda. Além disso, há de ressaltar os próprios esforços do segmento visando a redução da pegada de carbono das operações de exploração e produção. A Petrobras, por exemplo, reduziu cerca de 28,6% as emissões de GEE no segmento de exploração e produção entre 2015 e 2023. Em 2015, a intensidade média de emissões de GEE por barril equivalente de petróleo produzido foi de 19,9 quilos de gás carbônico equivalente (KgCO2e/boe). Em 2023, esse número caiu para 14,2 KgCO2e/boe. Essa redução, de acordo com a Petrobras,

advém de modernização operacional e tecnológica que possibilitaram a redução de flaring, venting e emissões fugitivas.

Outra medida utilizada pela Petrobras visando a descarbonização operacional no segmento de exploração e produção consiste no Carbon Capture, Utilization and Storage - CCUS (captura, utilização e armazenamento de carbono). De modo geral, trata-se de uma técnica em que o CO2 é separado do gás natural e posteriormente reinjetado de volta ao reservatório. Esse processo contribui para a descarbonização das operações e ainda auxilia na manutenção da pressão interna dos reservatórios, aumentando a produtividade. Essas iniciativas, em conjunto, fazem com que o petróleo produzido no Brasil possua uma taxa de emissão de CO2 por barril inferior à média mundial (EPE, 2023).

Ainda no contexto da transição energética, destaca-se o reposicionamento de algumas petroleiras aumentando os investimentos não apenas na descarbonização das operações, mas também em novas fontes de energia. A Petrobras, em seu atual Plano de Negócios 2025 -2029, prevê um investimento na ordem de US$16,3 bilhões em iniciativas voltadas à transição energética. Esse montante contempla US$ 4,3 bilhões em projetos de descarbonização das operações; US$ 5,7 bilhões destinados a energias de baixo carbono, como eólicas onshore e offshore, solar fotovoltaica e hidrogênio; US$ 4,3 bilhões voltados para bioprodutos como etanol, biorrefino e biometano e US$ 1,0 bilhão em investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação em soluções de baixo carbono.

Essas medidas, especialmente lideradas pela Petrobras, além de contribuir com a transição, evidência sinergias importantes entre a indústria de óleo e gás, a descarbonização da economia e a transição energética onde fica claro a possibilidade e a viabilidade da utilização de recursos provenientes das atividades de exploração e produção para avanços da transição.

De acordo com Azevedo e Leão (2024), a transição energética é um processo lento e assimétrico, em razão, entre outros fatores, dos diferentes graus de dependência das fontes fósseis e das distintas capacidades de diversificação das matrizes energéticas. Seu avanço, em cada contexto, é condicionado por fatores econômicos, tecnológicos e institucionais, e exige mudanças profundas e graduais nos sistemas produtivos, nas relações sociais e culturais, bem como nas dinâmicas geopolíticas globais. Logo, no curto e médio prazo, os investimentos em exploração e produção de petróleo e gás ainda serão essenciais para a segurança energética nacional e global.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE-2034) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a partir da década de 2030, a curva de produção de petróleo no Brasil atingirá seu pico e tenderá a entrar em declínio, mesmo com a entrada em produção de recursos ainda não descobertos. De acordo com o Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2024 da ANP, a relação entre o volume das reservas e a produção brasileira é de 13,7 anos. Logo, considerando que o tempo entre o início da fase de exploração e o início da produção no ambiente marítimo pode levar entre 7 a 10 anos, é fundamental que a expansão das atividades exploratórias para novas fronteiras no Brasil sejam iniciadas no curto prazo.

Nesse contexto, avançar com as atividades exploratórias nas bacias da Margem Equatorial não representa uma barreira para a transição energética, mas, ao contrário, trata-se de uma medida essencial para a segurança energética nacional. Essa iniciativa pode permitir a reposição das reservas estratégicas do país e gerar recursos que poderão ser investidos tanto na própria transição energética quanto no desenvolvimento regional, contribuindo de forma integrada para o fortalecimento econômico e energético do Brasil.

No entanto, a expansão da indústria de óleo e gás para a Margem Equatorial também esbarra nas singularidades socioambientais da região que dificultam o licenciamento ambiental para a perfuração exploratória. A presença de manguezais, restingas, áreas úmidas, unidades de conservação e de terras indígenas na faixa litorânea, associada a lacunas de conhecimento da bioecologia das comunidades marinhas da região, tornam os licenciamentos ambientais complexos (IBAMA, 2013). Além disso, no caso da Bacia da Foz do Amazonas, soma-se ainda, a proximidade com a fronteira da Guiana Francesa, o que representa um outro aspecto a ser considerado.

Entre 2002 e 2024, foram protocolados 40 processos de licenciamento de atividades de perfuração nas bacias da Margem Equatorial abrangendo diversos blocos de acordo com o IBAMA. Metade desses processos são de pedidos da Petrobras. Contudo, 21 deles não foram adiante e acabaram sendo arquivados. Apenas um processo, que abrange dois blocos na Bacia Potiguar operados pela Petrobras, possui licença válida. Os demais blocos, encontram-se em diferentes fases conforme indica o quadro 04

Quadro 04: Processos de licenciamento de atividades de perfuração nas bacias da Margem Equatorial, 2024

Empresa	Atividade	Bacia	Processo	Ano de abertura do processo	Status do processo em dezembro de 2024
Petrobras	Bloco BM-BAR 3	Barreirinhas	02022.009878/2002-58	2002	11. Pendente de análise
Petrobras	Bloco BM-POT-13	Potiguar	02022.012053/2002-11	2002	15. Ag. providências
Petrobras	Blocos BM-CE-1 e BM-CE-2	Ceará	02022.004221/2002-02	2002	16. Proc. arquivado
Petrobras	Bloco BM-BAR-1	Barreirinhas	02022.005324/2002-81	2002	16. Proc. arquivado
Petrobras	BM-PAMA-3	Pará-Maranhão	02022.009382/2002-84	2002	16. Proc. arquivado
Petrobras	Bloco BM-POT-11	Potiguar	02022.003394/2005-48	2005	15. Ag. providências
Petrobras	Blocos BM-POT-17 e 762	Potiguar	02022.004723/2006-59	2006	08. Licença válida
Petrobras	BM-FZA-4	Foz do Amazonas	02022.003693/2006-63	2006	15. Ag. providências
Petrobras	Bloco BM-PAMA-8	Pará-Maranhão	02022.004731/2006-03	2006	16. Proc. arquivado
Petrobras	Bloco BM-BAR-4	Barreirinhas	02022.003692/2006-19	2006	16. Proc. arquivado
Petrobras	Bloco BM-POT-11	Potiguar	02022.003219/2006-31	2006	16. Proc. arquivado
Dommo	Blocos BM-PAMA-13, 14, 15, 16 e 17	Pará-Maranhão	02022.001144/2008-16	2008	16. Proc. arquivado
Petrobras	Área Geográfica da Bacia do Ceará	Ceará	02022.000783/2008-64	2008	16. Proc. arquivado
Petrobras	Blocos BM-PAMA-10 11 e 12	Pará-Maranhão	02022.002113/2009-63	2009	16. Proc. arquivado
BP	Bloco BAR-M-346	Barreirinhas	02022.000705/2014-16	2014	03. Estudo entregue
Enauta	Bloco FZA-M-90	Foz do Amazonas	02022.000390/2014-07	2014	03. Estudo entregue
Enauta	Blocos PAMA-M-265 e 337	Pará-Maranhão	02022.000904/2014-16	2014	03. Estudo entregue
Exxon	Bloco POT-M-762	Potiguar	02022.000267/2014-88	2014	16. Proc. arquivado
Petrobras	Bloco FZA-M-59	Foz do Amazonas	02022.000336/2014-53	2014	07. Recurso em análise
PetroRio	Bloco CE-M-715	Ceará	02022.000955/2014-48	2014	03. Estudo entregue

Empresa	Atividade	Bacia	Processo	Ano de abertura do processo	Status do processo em dezembro de 2024
Premier Oil	Bloco CE-M-717	Ceará	02022.000266/2014-33	2014	16. Proc. arquivado
Shell	Blocos BAR-M-215, 217, 252, 254, 298, 300,	Barreirinhas	02022.000024/2014-40	2014	03. Estudo entregue
Total	Blocos FZA-M-57, 86, 88, 125 e 127	Foz do Amazonas	02022.000327/2014-62	2014	16. Proc. arquivado
Total	Bloco CE-M-661	Ceará	02022.000369/2014-01	2014	16. Proc. arquivado
Ouro Preto	Bloco BAR-M-387	Barreirinhas	02001.004744/2015-11	2015	16. Proc. arquivado
Petrorio	Bloco FZA-M-539	Foz do Amazonas	02001.020459/2018-82	2018	16. Proc. arquivado
Petrorio	Bloco FZA-M-254	Foz do Amazonas	02001.020711/2018-53	2018	16. Proc. arquivado
Murphy	Bloco POT-M-857	Potiguar	02001.019664/2019-86	2019	16. Proc. arquivado
Petrobras	Blocos BM-BAR 3 e 5	BAR	02001.018168/2019-13	2019	06. Recurso entregue
PetroRio	Bloco FZA-M-539	Foz do Amazonas	02001.015584/2019-51	2019	01. Enquadramento
PetroRio	Bloco FZA-M-254	Foz do Amazonas	02001.015569/2019-11	2019	01. Enquadramento
Exxon	Bloco POT-M-762	Potiguar	02001.010452/2020-77	2020	16. Proc. arquivado
Petrobras	Concessões POT-M-859 e POT-M-952	Potiguar	02001.005546/2020-24	2020	03. Estudo entregue
Petrobras	Blocos FZA-M-57, 86, 88, 125 e 127	Foz do Amazonas	02001.020217/2020-11	2020	03. Estudo entregue
Petrobras	Concessão POT-M-952	Potiguar	02001.013621/2020-21	2020	16. Proc. arquivado
Wintershall	Bloco CE-M-601	Ceará	02001.016171/2020-28	2020	15. Ag. providências
Murphy	Bloco POT-M-865	Potiguar	02001.002194/2021-36	2021	16. Proc. arquivado
Murphy	Bloco POT-M-863	Potiguar	02001.002189/2021-23	2021	16. Proc. arquivado
Petrobras	Bloco BM-BAR-1	Barreirinhas	02001.010022/2022-17	2022	02. TR emitido
PetroRio	Blocos BM-PAMA-3 e 8	Pará-Maranhão	02001.020356/2022-07	2022	02. TR emitido

Fonte: IBAMA (2024) Portal da Transparência processo 02303.023051/2024-14.

A singularidade socioambiental da região não pode ser ignorada. No entanto, ela deve ser incluída no debate sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás na região. Trata-se de romper com a visão dicotômica entre meio ambiente e desenvolvimento. Contudo, esse movimento carece de coordenação pelo Estado, de forma a garantir a autonomia do IBAMA, o respeito à ciência e assegurar a regulação necessária à compatibilização entre equilíbrio ambiental e atividades econômicas, além de orientar o ritmo da exploração e produção e a destinação do uso das rendas petrolíferas. Esse movimento somente será possível mediante o fortalecimento da Petrobras enquanto estatal e de sua função social.

Em resumo, o debate sobre a Margem Equatorial Brasileira não pode se limitar à dicotomia entre meio ambiente e desenvolvimento, tampouco deve ser dissociado do contexto das mudanças climáticas e suas implicações geopolíticas, bem como das questões relacionadas à segurança e à soberania energética. Neste sentido, as atividades exploratórias na Margem Equatorial devem ser conduzidas de forma planejada e equilibrada, superando dualismos e interesses particulares imediatos. Esses aspectos fazem que a região se posicione em uma condição estratégica para o país e demande uma abordagem singular em comparação às demais bacias brasileiras.

5. MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA E SUA CONDIÇÃO ESTRATÉGICA

No ano de 2006, foi anunciada uma das maiores descobertas de petróleo e gás do século XXI. Era uma vitória de esforços e avanços tecnológicos exploratórios da Petrobras que mudaria a posição do Brasil no contexto global da indústria de óleo e gás. A descoberta levou o Governo Federal a retirar 41 blocos exploratórios considerados de elevado potencial entre as bacias do Espírito Santo, Campos e Santos do leilão da Rodada 09, que começou a ocorrer em 2007.

A continuidade das atividades exploratórias na região confirmaram o seu potencial. As grandes reservas demandaram uma abordagem específica. Conceber o pré-sal como sendo equivalente à produção onshore ou de águas rasas seria abrir mão do controle da produção e das rendas petrolíferas para multinacionais privadas e estatais. Nesse sentido, ainda em 2008, o governo constituiu uma comissão ministerial juntamente com a Petrobras, coordenada pelo Ministério de Minas e Energia para desenvolver uma regulação própria para o pré-sal (MACHADO, 2018). Nascia ali o regime de partilha de produção, a autorização para a criação da Pré-sal Petróleo (PPSA) e a criação do fundo social do pré-sal, que posteriormente seriam sancionados com a Lei nº 12.351/2010.

O regime de partilha não é uma criação genuinamente brasileira. Trata-se de um regime adotado em diversos países, especialmente aqueles em desenvolvimento, onde o Estado busca maior participação nas operações de exploração e produção e maior apropriação das rendas petrolíferas, o que não é plenamente garantido pelo regime de concessão onde o operador se torna proprietário de todas as reservas da área contratada e, consequentemente, possui maior poder de decisão sobre as operações e se apropria individualmente da maior parte das rendas oriundas da produção.

Originalmente, o regime de partilha permitia maior controle por parte do Estado brasileiro, mediante a participação obrigatória da Petrobras como operadora detendo no mínimo 30% de participação nos contratos, além de exercer o controle de uma parcela significativa dos recursos extraídos por meio da PPSA. Além disso, a regulamentação definiu o polígono do pré-sal, delimitando uma área que abrange parte das bacias de Campos e Santos, situada entre os estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo. Todos os blocos exploratórios localizados dentro do polígono deveriam, a partir de então, ser regulados pelo regime de partilha.

A lei também criou o Fundo Social do pré-sal, vinculado à Presidência da República,

com a finalidade de constituir uma fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, por meio de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento. Logo, os recursos do fundo possibilitariam a conversão das rendas petrolíferas do pré-sal em benefícios para o país, indo além das operações de exploração e produção e sendo investidos em áreas como educação, ciência e tecnologia, habitação de interesse social, mitigação e adaptação às mudanças climáticas, entre outras.

Visto de forma prática, da perspectiva financeira, o regime de partilha é vantajoso para o estado conforme evidenciado por Ferreira (2022). A pesquisadora produziu um estudo de caso, em 2022, com base no campo de Mero, considerando a produção média registrada no primeiro trimestre daquele ano, o preço médio do barril extraído do campo na época, os custos de extração e as receitas geradas pelo petróleo. A partir desses pontos, elaborou-se uma estimativa do impacto nas receitas de participações governamentais, caso o regime de exploração do campo tivesse sido de concessão, e não de partilha, no mesmo período.

Para tanto, os parâmetros adotados para partilha consideraram royalties de 15% e um excedente de óleo lucro de 41,65%, valor que corresponde ao ofertado pelo consórcio vencedor da licitação no contexto do processo licitatório. Já para concessão, considerou-se royalties de 10% (alíquota máxima aplicada) e participação especial de 21,81%, referenciada pela alíquota média do campo Marlim Sul (Bacia de Campos) entre os anos de 2012 e 2022, tendo em conta as futuras variações decorrentes da redução da produção e da volatilidade do preço do barril de petróleo. No quadro 05 a seguir, é possível visualizar a comparação realizada no estudo de caso.

Quadro 05: Comparação entre regime de concessão e partilha aplicados ao campo de Mero no pré-sal da Bacia de Campos, 2022

Itens	Estimativas	
	Regime de Concessão	Regime de partilha
Royalties (R$ por dia)	R$ 2.249.642,73	R$ 3.374.464,09
Participação especial (R$ por dia)	R$ 4.906.470,79	
Óleo Lucro		R$ 6.785.462,87
Total (R$ por dia)	**R$ 7.156.113,51**	**R$ 10.159.926,96**
Diferença entre regimes (%)	Arrecadação diária de aproximadamente - 29,60% no regime de concessão	
Diferença (R$ por dia)	R$ 3.003.813,45 a mais arrecadado no regime de partilha	
Diferença (R$ por ano)	**R$ 1.096.391.909,25 a mais arrecadado no regime de partilha**	

Fonte: adaptado de Ferreira, 2022

A conclusão do estudo de caso indica que, se a regulação do campo fosse sob o regime de concessão, o Estado brasileiro perderia volumes importantes de recursos, afetando de forma significativa as contas públicas e, ao mesmo tempo, ocasionando a transferência de recursos públicos para apropriação particular.

A descoberta de reservatórios nas mesmas proporções do pré-sal no Brasil é pouco provável. Contudo, isso não significa dizer que não existam áreas com elevado potencial exploratório com importantes reservas. Somente para a Bacia da Foz do Amazonas, a EPE (2024), sinaliza a possibilidade de reservas da ordem de 10 bilhões de barris recuperáveis. Nesse contexto, considerando o declínio projetado da produção do pré-sal a partir de 2030, o potencial energético das bacias da Margem Equatorial e as singularidades socioambientais da região, é fundamental que esta seja abordada com um olhar diferenciado. Não se trata de concebê-la como um novo pré-sal, mas como uma região estratégica e singular que demanda uma abordagem compatível com suas especificidades.

Nesse sentido, vale retomar a Lei nº 12.351/2010, especialmente o artigo 1º e o inciso V do artigo 2º.

> Art. 1º Esta Lei dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e **em áreas estratégicas**, cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos, e altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997.
>
> Art. 2º
>
> V - **área estratégica:** região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e **elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural** e de outros hidrocarbonetos fluidos; (BRASIL, 2010) *grifo nosso*.

A legislação que regula o regime de partilha de produção dispõe de forma clara e inequívoca que sua aplicação não se restringe exclusivamente ao polígono do pré-sal, podendo ser estendida às áreas consideradas estratégicas pelo Estado. Nesse sentido, evidencia-se a possibilidade concreta, utilizando a legislação vigente, de aumentar o protagonismo do Estado nas atividades de exploração e produção na Margem Equatorial com a qualificação da área como sendo estratégica e regulada pelo regime de partilha.

A regulação da região pelo regime de concessão representa uma mera inserção na lógica produtiva privada da indústria petrolífera globalizada. Essa inserção, no entanto, é subordinada, pois as operações não estarão necessariamente alinhadas às políticas econômicas, sociais e ambientais essenciais para a região e o país. Tal cenário pode condenar a região ao petrorentismo, tornando-a dependente de royalties e participações especiais, sem garantir um desenvolvimento sustentável ou uma verdadeira redução dos desequilíbrios regionais.

As atividades de exploração e produção na Margem Equatorial representam uma possibilidade ímpar para a manutenção da segurança energética e uma importante peça para o fortalecimento da indústria nacional, para a redução das desigualdades regionais, a descarbonização da economia e a transição energética justa. Logo, as operações de exploração e produção na região precisam ser articuladas a um plano nacional de desenvolvimento amplo e que não se restringe a interesses particulares e rentistas de curto prazo. Nesse contexto, a definição da região como estratégica e a regulação das atividades da indústria de óleo e gás na região pelo regime de partilha é uma importante e fundamental medida inicial.

Além de proporcionar maior controle por parte do Estado sobre as atividades de exploração e produção e de possibilitar a apropriação de uma parcela maior das receitas petrolíferas, o regime de partilha na região tem o potencial de fortalecer a Petrobras. Como demonstrado anteriormente, a empresa já atuou com segurança ao longo de toda a Margem Equatorial. Além disso, esse modelo pode garantir que a Petrobras e o IBAMA, maior autoridade em licenciamento ambiental, se tornem grandes parceiros no desenvolvimento das atividades de exploração e produção, assegurando que o desenvolvimento econômico não se dê às custas do patrimônio ambiental brasileiro, mas se realize em harmonia com ele.

A definição da Margem Equatorial como estratégica seguida de sua regulação pelo regime de partilha depende unicamente da delimitação da área como de interesse nacional pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e da aprovação pelo Executivo Federal. Trata-se de uma decisão que carece de ser tomada visando impedir com que petroleiras multinacionais se apropriem da região.

O regime de partilha em debate

A Lei nº 12.351/2010, que institui o regime de partilha, foi introduzida no Brasil com a descoberta do pré-sal. Conforme demonstrado, foi uma medida adotada pelo Estado visando ampliar o controle sobre as operações de exploração e produção, garantir uma maior apropriação das rendas petrolíferas e assegurar seu aproveitamento para as gerações futuras, o que não é plenamente garantido pelo regime de concessão.

Em 2016, por intermédio da Lei nº 13.365, foi promovida a primeira modificação no regime de partilha, onde foi eliminado a obrigatoriedade da participação mínima de 30% por parte da Petrobras como operadora. A estatal ficou restrita ao direito de manifestar preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% nos blocos disponibilizados nas rodadas licitatórias da ANP. Essa modificação abriu precedentes para que petroleiras privadas e estatais multinacionais formassem consórcios e adquirissem blocos no polígono do pré-sal sem a participação da Petrobras.

Recentemente, a Presidência da Comissão de Infraestrutura (CI) do Senado aprovou o Projeto de Lei (PL) 3.178/2019, que propõe novas mudanças no regime de partilha. De modo geral, o PL busca eliminar o direito de preferência da Petrobras nos leilões sob o regime de partilha e prevê a possibilidade de realização de licitações sob o regime de concessão em áreas localizadas no interior do polígono do pré-sal.

Tal proposta desconsidera as importantes singularidades do pré-sal, como sua classificação de área de elevado potencial exploratório definido pela Nota Técnica Nº 8/2022/SAG/ANP-RJ da ANP, sua alta produtividade, grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e alto valor comercial. Essas características ainda singularizam a região mesmo após quase duas décadas desde a primeira descoberta. Somente em 2025, a Petrobras em suas atividades exploratórias informou duas descobertas em ativos do pré-sal, o que reafirma o potencial da região.

O regime de partilha deve ser objeto de reflexão e debate. Não com o propósito de descaracterizá-lo, mas de fortalecê-lo. A atuação coordenada da Petrobras e da União no pré-sal, alinhadas ao interesse público, representam importantes medidas para a manutenção da segurança energética nacional bem como para a conversão da riqueza do pré-sal em benefícios para o desenvolvimento econômico e social do país. Logo, é fundamental fortalecer o regime de partilha e, consequentemente, a condição estratégica do pré-sal. Além disso, é fundamental ampliar a concepção e a delimitação de áreas estratégicas no país visando expandir o regime de partilha, especialmente em outras fronteiras exploratórias com elevado potencial, como é o caso da Margem Equatorial Brasileira.

Os resultados do 5º ciclo de oferta permanente da ANP, realizado em junho de 2025, evidenciam de forma cristalina o enorme interesse das petroleiras multinacionais pela Margem Equatorial Brasileira e revelam, também, a facilidade com que elas se apropriam dos ativos exploratórios por meio do regime de concessão.

No referido leilão, a estadunidense Chevron foi a protagonista ao arrematar como operadora nove blocos exploratórios em consórcio com a estatal chinesa CNPC na Bacia da Foz do Amazonas. A Petrobras, na condição de operadora, arrematou apenas 5 blocos em consórcio com a ExxonMobil e ainda possui participações em outros 5 blocos operados por esta última.

Dois pontos merecem destaque em relação ao leilão. O primeiro se refere ao fato de que, após mais de uma década, áreas da Bacia da Foz do Amazonas são ofertadas em leilão da ANP e, que apesar de toda a complexidade para a realização de licenciamento ambiental, a região ainda é alvo de interesse de grandes petroleiras. O consórcio da Chevron/CNPC inclusive desbancou ofertas do consórcio Petrobras/ExxonMobil, o que reforça a tese do grande interesse pela região, sobretudo por empresas que já atuam na Guiana, como é o caso da ExxonMobil e da Chevron.

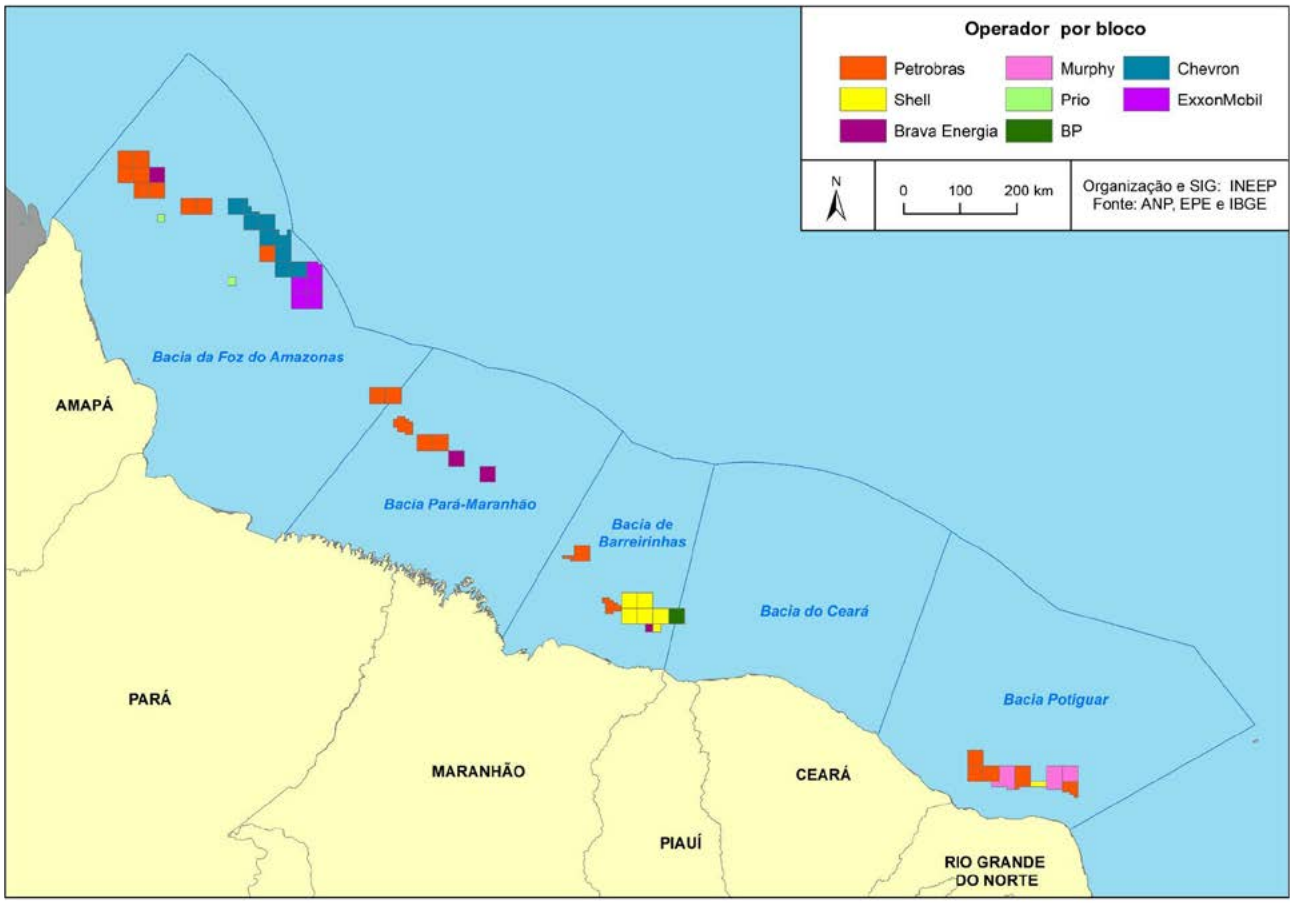
O segundo ponto de destaque é que, assim como ocorreu na Rodada 11 da ANP em 2013, o valor pago em bônus por assinatura foi elevado novamente. Ao todo, foram pagos pelas petroleiras R$ 844,3 milhões pelos 19 blocos arrematados na bacia. Esse valor isoladamente é duas vezes maior que o total arrecadado no 4º ciclo de Oferta Permanente sob Concessão e representou cerca de 85% da arrecadação total em bônus do 5º ciclo.

Esses dois pontos apenas reforçam o grande potencial energético da região e, ao mesmo tempo, sinalizam a necessidade de um olhar estratégico para a região visando garantir que a atuação de empresas multinacionais, sejam privadas ou estatais, não drenem as riquezas nacionais e acentuem a condição do Brasil como mero produtor e exportador de commodities.

Com o leilão, a Margem Equatorial Brasileira passa a ter uma área contratada de aproximadamente 37 mil km² dividida em cerca de 53 blocos exploratórios operados por oito petroleiras. A Petrobras é a operadora com a maior quantidade de blocos contratados. Ao todo, a estatal possui 22 blocos entre as bacias Potiguar, Barreirinhas, Pará-Maranhão e Foz do Amazonas. Além disso, ela integra ainda o

consórcio de outros 5 blocos junto a ExxonMobil. As multinacionais Chevron e Shell também se destacam na região com, respectivamente, 9 e 7 blocos cada. No mapa 05, é possível visualizar os blocos contratados e seus respectivos operadores nas bacias da Margem Equatorial.

Mapa 05: Blocos contratados na Margem Equatorial Brasileira e seus respectivos operadores



Em resumo, a Margem Equatorial Brasileira acaba sendo uma região em disputa. Petroleiras privadas multinacionais e estatais têm buscado aumentar o controle sobre a região conforme verificado ao longo das rodadas licitatórias da ANP. Nesse contexto, é fundamental que o Estado assuma o controle da região visando não somente limitar a apropriação privada de suas potenciais riquezas como também garantir que as atividades de exploração e produção sejam realizadas de forma coordenada e equilibrada. Com isso, seria possível garantir a sustentabilidade ambiental, o desenvolvimento econômico e social da região e a destinação dos recursos advindos da eventual produção de petróleo para a transição energética. Os ganhos energéticos,

financeiros, ambientais, sociais, tecnológicos e industriais provenientes da exploração e produção de petróleo na Margem Equatorial não é uma realidade distante, dependem, como passo inicial, apenas de uma decisão de Estado que a classifique como área estratégica. ≪

FERNANDO FRAZÃO/AGÊNCIA BRASIL

6. RECOMENDAÇÕES

- **Denotação da Margem Equatorial como área estratégica pelo CNPE (Conselho Nacional de Política Energética)**, de acordo com a lei nº 12.351/2010.

- **Retomada da exclusividade da Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras)** da responsabilidade de "condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção" na área da Margem Equatorial, tal como preconizava a Lei 12.351/2010, depois alterada pela Lei nº 13.365/2016;

- **Avançar e adequar o Projeto de Lei 4.184/2025, que cria um regime especial para contratos de exploração e produção nas bacias da Margem Equatorial, enquadrando na partilha de produção.**

- **Construção de parâmetros legais e regulatórios que garantam** que a renda e a produção de petróleo oriunda da MEB sejam destinados a:

    - Avançar em políticas que garantam a segurança energética nacional e redução da dependência de importação de derivados de petróleo no longo prazo;
    - Investimentos diretos das empresas que compõem a cadeia produtiva de óleo e gás e operem na MEB em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) nas rotas tecnológicas de baixo carbono;
    - Investimento diretos em reflorestamento e combate ao desmatamento, uma das principais causas das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) no país;
    - Combate a pobreza energética;
    - Fortalecimento da proteção e salvaguarda às comunidades ribeirinhas, quilombolas e indígenas da região, respeitada a Convenção 169 da OIT.
    - Investimentos para a realização de estudos de Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS), com objetivo de reduzir o desconhecimento da biodiversidade da região;
    - Investimentos em novas rotas tecnológicas para a transição energética justa;

- **Garantia da autonomia do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama);**

- Classificar o processo de licenciamento ambiental do bloco da Petrobras para exploração na Margem Equatorial, especificamente na Bacia da Foz do Amazonas (bloco FZA-M-59), como empreendimento estratégico, visando a prioridade à análise e decisão da autoridade licenciadora conforme estabelecido pela Medida Provisória Nº 1.308, de 8 de agosto de 2025. «

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O debate sobre a Margem Equatorial Brasileira não pode ser visto somente sob a perspectiva de mercado. Trata-se de uma questão de futuro. Além disso, ele não pode se limitar à dicotomia entre meio ambiente e desenvolvimento, tampouco deve ser dissociada do contexto das mudanças climáticas e suas implicações geopolíticas, bem como das questões relacionadas à segurança e à soberania energética. Assim, entender a Margem Equatorial como área estratégica é uma maneira de superar os dualismos, os posicionamentos fragmentados e os interesses imediatos, visando à construção de um país soberano.

Ao classificar a região como estratégica, as operações de exploração e produção exigem articulação com um projeto amplo e robusto de desenvolvimento nacional, que leve em consideração o fortalecimento da indústria nacional, viabilizado por uma política consistente de conteúdo local. Os investimentos na região devem ser acompanhados pela expansão da capacidade nacional de refino, com o objetivo de romper com o padrão vigente no Brasil, que é de ser um país exportador de óleo cru e importador de derivados. Isso possibilitará agregar valor ao petróleo nacional e alcançar, de fato, a autossuficiência energética.

Em resumo, o potencial energético da Margem Equatorial Brasileira deve ser reconhecido e explorado pelo Brasil de forma planejada e equilibrada, garantindo a segurança energética, o aumento da capacidade de refino, o fortalecimento da indústria nacional e recursos para novas tecnologias que viabilizem a descarbonização da economia e uma transição energética justa. «

8. BIBLIOGRAFIA

ANP 2021. **Bacia da Foz do Amazonas: Sumário Geológico e Setores em Oferta**. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/arquivos/sg/foz-amazonas.pdf. Acesso em 07/02/2025.

ANP 2022. **Nota Técnica Nº 8/2022/SAG/ANP-RJ**. Assunto: Atualização da Classificação do Modelo Exploratório para os setores/blocos. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/arquivos-classificacao-de-modelos-exploratorios/nota-tecnica-08-2022-sag.pdf. Acesso em 07/02/2025.

ANP 2025. **Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural em 31/12/2024**. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim-anual-reservas-2024.pdf. Acesso em 07/04/2025.

ARARIPE, P.T.; FEIJÓ, F.J. **Bacia Potiguar**. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 8, n. 1, p. 127-141, jan/mar. 1994.

Atlas Brasil. **Perfil do Brasil**. Disponível em: http://www.atlasbrasil.org.br/perfil. Acesso em: 07/03/2025.

ATLAS DO DESENVOLVIMENTO – **Brasil. Perfil do Brasil**. Disponível em: http://www.atlasbrasil.org.br/perfil. Acesso em: 07/03/2025.

AZEVEDO, José Sérgio Gabrielli; LEÃO, Rodrigo Pimentel Ferreira. Economia política da transição energética: um olhar sobre os atores não convencionais. In: org. SANTOS, M. R; ALVARES, T. O; LEÃO, R. P. F.; COUTINHO, I. **Transição energética: geopolítica, corporações, finanças e trabalho**. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: Telha, 2024.

BELTRAMI, C. V.; ALVES, L. E. M.; FEIJÓ, F. J. **Bacia do Ceará**. Bol. Geoc. Petrobras, v. 8, p. 117-125, 1994.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 ago. 1997. Seção 1, p. 1. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm. Acesso em: 07 abr. 2025.

BRASIL. Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 23 dez. 2010. Disponível em: https:// www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm. Acesso em: 10 abr. 2025.

BOSCO, Flávio. O grande salto. 2003. **Revista Petroquímica**. Ed. 252 set. 2003. s/p.

CAMPOS, Adriana Fiorotti. **Indústria do petróleo: desdobramentos e novos rumos da reestruturação Sul-Americana dos anos 90**. 2. ed. Rio de Janeiro, RJ: Interciência, 2014.

DIAS, J. L. M.; QUAGLINO, M. A. A **Questão do Petróleo no Brasil: Uma História da Petrobras**. Edição Fundação Getúlio Vargas - FGV, CPDOC/SERINST, PETROBRAS, 1993.

EPE 2023. **Matriz Energética e Elétrica**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica. Acesso em 20/03/2025.

EPE 2024. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034. Acesso em 20/03/2025.

EPE 2024. **Estimativa Volumétrica da Bacia da Foz do Amazonas: Play Limoeiro**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-846/AP-EPE-DPG-SPG_16-2024-Volumetria%20da%20FZA_publica%201.pdf. Acesso em 20/03/2025.

EPE 2024. **Relevância do setor de petróleo e gás natural para a transição energética**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/o-papel-do-setor-de-petroleo-e-gas-natural-na-transicao-energetica. Acesso em 20/03/2025.

EPE, 2023. **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás: Ciclo 2021-2023**. Disponível em https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-derecursos-de-oleo-e-gas-2021-2023. Acesso em 23 jan. 2025.

FERREIRA, Carla. **Fim do contrato de partilha no pré-sal pode gerar prejuízo aos cofres públicos**. Carta Capital, 2023. Disponível em: https://www.cartacapital.com.br/opiniao/fim-do-contrato-de-partilha-no-pre-sal-pode-gerar-prejuizo-aos-cofres-publicos/. Acesso em: 14/03/2025.

FERREIRA, Francismar Cunha. **A organização territorial e produtiva da indústria do petróleo: o caso do grupo Petrobras no Brasil e no Espírito Santo**. 2022. 395 f. Tese (Doutorado em Geografia) - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2022.

GIVISIEZ, G. H. N. e OLIVEIRA, E. L.. A pobreza e a riqueza nas cidades do petróleo. in: PIQUET, R.; SERRA, R. (Orgs.). **Petróleo e região no Brasil, o desafio da abundância**. Rio de Janeiro: Garamond, 2007.

GABRIELLI, José Sérgio; SANTOS, Mahatma; FERREIRA, Francismar. **Um diagnóstico do segmento de exploração de petróleo e gás no Brasil (2000 - 2023)**. 2024. Disponível em:https://ineep.org.br/wp-content/uploads/2024/10/um-diagnostico-do-segmento-de-exploracao-de-petroleo-e-gas-no-brasil-2000-2023.pdf. Acesso em: 10/06/2025.

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – Grupo de Trabalho – Portaria MMA nº 218/2012 – Parecer Técnico GTPEG nº 01/2023. Disponível em https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/10a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/diretrizes-ambientais/parecer_01-13.pdf. Acesso em: 14/05/2025.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Novos recortes geográficos do IBGE detalham desigualdades do país em 2023**. Agência de Notícias, 2012. Disponível em: https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/42074-novos-recortes-geograficos-do-ibge-detalham-desigualdades-do-pais-em-2023. Acesso em: 14/05/2025.

LEÃO, Rodrigo. O **pré-sal e a regulação: interesses nacionais ou estrangeiros?** In. Org. LEÃO, Rodrigo; NOZAKI, William. Energia e petrolíferas globais: Transformações e crise. Rio de Janeiro, INEEP – FLACSO 2018.

MACHADO, Marco Antônio Pinheiro. **Pré-sal: A saga - Uma história de uma das maiores descobertas mundiais de petróleo**. Porto Alegre, RS: L&PM, 2018.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. Emissões de GEE por setor. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/emissoes/emissoes-de-gee-por-setor-1 acesso em 20/03/2025.

NASCIMENTO, Renata Leite Pinto do. **O impacto da Petrobras no município de Macaé: uma análise das mudanças urbanas e na estrutura do emprego. 1999. 120f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Urbano e Regional)**. Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 1999.

NOZAKI, William; LEÃO, Rodrigo. Por que a Petrobras é estratégica?. **Jornal Le Monde Diplomatique** *Brasil*. 2021.

OBEPE - **Observatório de Energia Elétrica. Painel de dados**. Disponível em: https://dashboard.epe.gov.br/apps/OBEPE/#tab-4439-2. Acesso em: 27 abr. 2024.

PIQUET, R. Indústria do petróleo e dinâmica regional: reflexões teórico metodológicas. in: PIQUET, R.; SERRA, R. (Orgs.). **Petróleo e região no Brasil, o desafio da abundância**. Rio de Janeiro: Garamond, 2007.

PIQUET, Rosélia. O Norte fluminense entre dois tempos. in PIQUET, Rosélia (org.). **Norte Fluminense:** Uma região petrodependente. Rio de Janeiro, Telha, 2021.

PEREIRA JÚNIOR, Edilson. **Território e economia política: uma abordagem a partir do novo processo de industrialização no Ceará**. 2011. 465f. Tese (Doutorado em Geografia) - Faculdade de Ciência e Tecnologia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Presidente Prudente, 2011.

PINTO, E. C.; DWECK, E. **Impactos econômicos do investimento da indústria de petróleo: desinvestimento da Petrobras, Conteúdo Local e Matriz de Absorção de Investimento (MAI)**, 2019, manuscrito.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S/A. **Plano Estratégico 2050**. Plano Estratégico de **Negócios** Petrobras 2025-2029. 2024. 128 p.

RUDDY, Gabriela. Quantos barris de petróleo a ExxonMobil já descobriu na Guiana? **EIXOS**: Disponível em: https://eixos.com.br/petroleo-e-gas/quantos-barris-de-petroleo-a-exxonmobil-ja-descobriu-na-guiana/. Acesso em: 27 abr. 2024.

SOUZA, D.N. **Território e indústria do petróleo: redes técnicas da extração na Bacia Potiguar (RN/CE)**. Dissertação (Mestrado em Geografia) defendida na Universidade Estadual do Ceará, 2016, 155.

TEIXEIRA, Lucas Borges. Ibama realiza fiscalização na Foz do Amazonas e apura irregularidades relacionadas à Petrobras. **UOL NOTÍCIAS**. 2025. Disponível em: https://noticias.uol.com.br/meio-ambiente/ultimas-noticias/redacao/2025/05/19/ibama-foz-do-amazonas-pesquisa-petrobras.htm. Acesso em: 19 maio 2025.

VIANA, A. P.; NETO, R. S.; LUMBRERAS, M. J. **Rendas petrolíferas e desenvolvimento**: análise de empregos dos municípios das regiões norte fluminense e litoral sul capixaba. XXI Enanpur, Curitiba, PR, 2025. Disponível em:https://www.editorarealize.com.br/editora/anais/enanpur/2025/TRABALHO_COM_IDENT_EV212_MD1_ID2088_TB769_02122024143420.pdf. Acesso em 16/07/2025.

DEZEMBRO DE 2025

MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA: CARACTERIZAÇÃO, DESAFIOS E POSSIBILIDADES

SIGA NOSSAS REDES SOCIAIS

Clique nos ícones para ser redirecionado(a)

EXPEDIENTE

DIREÇÃO TÉCNICA
Mahatma Ramos
Ticiana Alvares

COORDENAÇÃO TÉCNICA
Francismar Ferreira

AUTORIA
Leonardo Mosimann Estrella

REVISÃO TÉCNICA
Ceres Cavalcanti

COORDENAÇÃO DE COMUNICAÇÃO
Lídia Michelle Azevedo

EQUIPE DE COMUNICAÇÃO
Fátima Belchior
Laura Cardoso

PROJETO GRÁFICO E DESIGN
Sandro Mesquita

FOTOS
capa: Agência Petrobras

CONTATO
ineep.org.br | redes@ineep.org.br | (21) 97461-8060

ENDEREÇO
Avenida Rio Branco, 133, 21° andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ