



Impacto econômico da extração de petróleo e gás na Margem Equatorial no Brasil

Bruno Novais Matias dos Santos¹  | Celso Bissoli Sessa² 

¹ Mestre em Economia pelo Programa de Pós-Graduação em Economia (PPGEco/UFES). E-mail: bmatias1775@gmail.com

² Professor do Programa de Pós-Graduação em Economia (PPGEco/UFES). E-mail: celso.sessa@ufes.br

RESUMO

A exploração de petróleo e gás na Margem Equatorial brasileira é considerada essencial para manter a produção nacional diante do esgotamento de campos maduros. Este estudo analisa os impactos econômicos dessa exploração utilizando a Matriz Insumo-Produto (MIP). Dois cenários são simulados: o primeiro, de curto prazo, avalia os efeitos dos investimentos previstos pela Petrobras até 2029, com base na Matriz de Absorção de Investimentos (MAI); o segundo estima os impactos da produção de petróleo ao longo de 10, 15 e 20 anos, considerando diferentes níveis de produção. Os resultados indicam que a exploração da Margem Equatorial pode gerar efeitos econômicos significativos em diversas variáveis, reforçando seu potencial estratégico para o país. No entanto, o estudo alerta para as limitações metodológicas da análise, recomendando cautela na interpretação dos resultados. O trabalho contribui para o debate sobre a nova fronteira petrolífera, equilibrando seus potenciais benefícios e desafios.

PALAVRAS-CHAVE

Margem Equatorial, Petróleo e Gás, Matriz Insumo-Produto

Economic impact of oil and gas extraction in Brazil's Equatorial Margin

ABSTRACT

Oil and gas exploration in Brazil's Equatorial Margin is considered essential to sustaining national production levels, given the decline of mature fields. This study analyzes the economic impacts of exploration in the region using the Input-Output Matrix (IOM). Two scenarios are simulated: the first, a short-term analysis, assesses the effects of Petrobras' planned investments in the region through 2029, based on the Investment Absorption Matrix (IAM); the second estimates the impacts of oil production over 10, 15, and 20 years, considering different production potential levels. Results indicate that exploration in the Equatorial Margin could generate significant economic effects across several variables, highlighting its strategic potential for the country. However, the study also notes methodological limitations and recommends caution in interpreting the findings. The research contributes to the ongoing debate on this new oil frontier, weighing its potential benefits against the technical, environmental, and regulatory challenges involved.

KEYWORDS

Equatorial Margin, Oil and Gas, Input-Output Matrix

CLASSIFICAÇÃO JEL

Q32

1. Introdução

A indústria de petróleo e gás (P&G) ocupa uma posição estratégica na economia brasileira, sendo responsável por uma parcela significativa do PIB, da arrecadação fiscal e das exportações do país. Ao longo das últimas décadas, o Brasil passou de importador a exportador líquido de petróleo, alcançando a autossuficiência energética em 2006 (Pinto Jr. et al., 2016). Esse avanço foi consolidado com a descoberta da camada pré-sal, que transformou o país em um dos principais produtores globais.

Contudo, o amadurecimento dos campos do pré-sal aponta para a necessidade de substituição das reservas atuais, sob risco de queda da produção na próxima década (Zalán, 2024). Nesse cenário, destaca-se a Margem Equatorial brasileira como a nova fronteira exploratória mais promissora. Localizada ao norte do país, a região compreende cinco bacias sedimentares: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. A semelhança geológica com áreas petrolíferas da África Ocidental e da vizinha Guiana — onde foram registradas descobertas expressivas desde 2007 — tem sustentado o otimismo em relação ao seu potencial (Zalán et al., 2019; EPE, 2024b).

Apesar das perspectivas geológicas favoráveis, a exploração da Margem Equatorial enfrenta entraves relacionados ao licenciamento ambiental. A região abriga ecossistemas sensíveis, especialmente os recifes de corais da Foz do Amazonas, cuja preservação é defendida por especialistas e organizações ambientais (Cordeiro et al., 2015; Moura et al., 2016). Soma-se a isso a crescente pressão internacional por descarbonização da matriz energética, o que impõe desafios à expansão de investimentos em combustíveis fósseis em plena transição energética (Do Rio, 2023). Por outro lado, setores produtivos defendem que o petróleo continuará desempenhando papel central na economia global nas próximas décadas, sendo essencial para a segurança energética (International Energy Agency (IEA), 2020).

Nesse contexto, compreender os impactos econômicos da exploração na Margem Equatorial torna-se fundamental para embasar decisões estratégicas. A atividade de exploração e produção *offshore* demanda altos investimentos e envolve cadeias produtivas complexas, o que exige uma avaliação ampla de seus efeitos sobre a economia brasileira. Estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024c) mostram, por exemplo, que a interrupção de investimentos no setor de P&G poderia gerar perdas fiscais de até R\$ 2,4 trilhões até 2055.

Diante disso, o presente estudo utiliza a análise de insumo-produto para estimar os impactos econômicos de possíveis cenários de exploração na Margem Equatorial. A partir da interdependência entre setores, essa ferramenta permite quantificar efeitos diretos, indiretos e induzidos sobre variáveis como PIB, emprego, remunerações, importações e arrecadação tributária. Essa abordagem permite compreender o encaideamento das atividades de P&G e estimar os efeitos sobre a economia nacional.

Dois blocos de simulação são desenvolvidos neste trabalho. O primeiro considera os investimentos planejados pela Petrobras até 2029, com base em seu Plano de Negócios (Petrobras, 2024). O segundo simula os efeitos da produção acumulada de petróleo na região em horizontes de 10, 15 e 20 anos, com base em projeções da EPE (2024c), considerando três cenários distintos de contribuição da Margem Equatorial para a produção nacional. Embora os cenários envolvam incertezas, os resultados obtidos fornecem elementos relevantes para o debate energético e as decisões de políticas públicas. As simulações realizadas apresentaram aumentos expressivos para todas as variáveis analisadas. Em alguns casos, a simulação que envolvia a maior quantidade de volume de petróleo mostrou que haveria potencial para dobrar o PIB, os impostos e as importações, com forte impacto em setores industriais ligados à cadeia de suprimentos de petróleo e gás.

A seguir, a seção 1 apresenta um panorama do setor de petróleo e gás no Brasil, abordando sua evolução histórica, seus marcos regulatórios e sua importância econômica. Na seção 2, são discutidas as características da Margem Equatorial, seu potencial petrolífero e os desafios em torno da exploração de petróleo na região. A metodologia e os dados utilizados são detalhados na seção 3. Na seção 4, são definidas as estratégias para os choques utilizados na matriz, enquanto na seção 5 são apresentados os resultados. Por último, são apresentadas as considerações finais, destacando as principais conclusões do estudo, suas limitações e sugestões para próximas pesquisas.

2. O Setor de Petróleo e Gás no Brasil

O período pré-criação da Petrobras (1953) e de seu monopólio estatal foi marcado pela livre exploração, em que o proprietário do terreno onde era encontrado petróleo poderia livremente explorá-lo. Neste ínterim, emergia uma noção nacionalista para o setor de petróleo, motivando a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) em 1938, que estabeleceu as bases regulatórias do setor, limitando a participação estrangeira e incentivando a pesquisa e a produção nacionais. A campanha “O petróleo é nosso” fortaleceu o movimento em defesa do monopólio estatal, culminando na criação da Petrobras que, desde o início, priorizou o refino e a verticalização da indústria, absorvendo tecnologia e capital humano estrangeiros (Pinto Jr. et al., 2016).

Nos primeiros anos, com a baixa internacional dos preços do petróleo, a Petrobras optou por expandir seu parque de refino, visando à verticalização produtiva (Pinto Jr. et al., 2016). Ainda que a produção estivesse restrita ao ambiente terrestre até 1968, nesse período, houve descobertas importantes. No entanto, a produção interna ainda era insuficiente frente à demanda nacional. Na segunda metade dos anos 1960, com indícios promissores na plataforma continental, a Petrobras iniciou sua transição para o ambiente marítimo. A primeira descoberta *offshore* ocorreu no campo de Guaricema (SE), em 1968 (Dias e Quaglino, 1993). Apesar dos desafios técnicos, o avanço *offshore* tornou-se prioridade, com investimentos crescentes em exploração e em produção em

águas rasas.

O primeiro choque do petróleo, em 1973, com forte alta nos preços e escassez no mercado internacional, comprometeu a balança comercial brasileira (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2010) e tornou urgente a redução da dependência externa. A descoberta do campo de Garoupa, em 1974, na Bacia de Campos, reforçou as expectativas de autossuficiência (Milani et al., 2000). Na década de 1980, o sucesso da Bacia de Campos levou a Petrobras a investir em águas profundas, desafiando os limites tecnológicos da época.

Uma nova era para a indústria de petróleo e gás no Brasil se iniciou em 1997. A promulgação da “Lei do Petróleo” estabeleceu um novo marco regulatório baseado na abertura do setor ao investimento privado e à lógica de mercado. Essa legislação foi precedida pela Emenda Constitucional nº 9/1995, que rompeu o monopólio da Petrobras, que passou a concorrer em livre competição com empresas nacionais e estrangeiras. O segmento de E&P, no entanto, funcionaria pelo regime de concessões, enquanto os demais segmentos passariam por um processo autorizativo (Brasil, 1997).

Já o órgão regulador do setor criado pela lei foi a Agência Nacional de Petróleo (ANP), que realizou, entre 1999 e 2008, rodadas anuais de licitação. Até a quarta rodada, em 2002, o valor do bônus de assinatura foi o principal parâmetro para a empresa vencer o leilão. Após a quinta rodada, passaram a ter maior peso para a avaliação das ofertas o Programa Exploratório Mínimo (PEM) e o percentual mínimo de conteúdo local de bens e serviços. A mudança do marco regulatório do setor ampliou o esforço exploratório no país, o que resultou em um salto nas reservas e na produção de petróleo¹.

O bom andamento das atividades exploratórias em áreas sob o regime de concessão propiciou a descoberta na camada pré-sal, em 2006. As informações levantadas sobre a região logo a fizeram ser considerada uma promissora fronteira petrolífera, com um volume de recursos capaz de superar todas as reservas provadas no país naquele momento (Caselli, 2012), colocando o Brasil como um *player* de grande peso no cenário internacional de produção petrolífera.

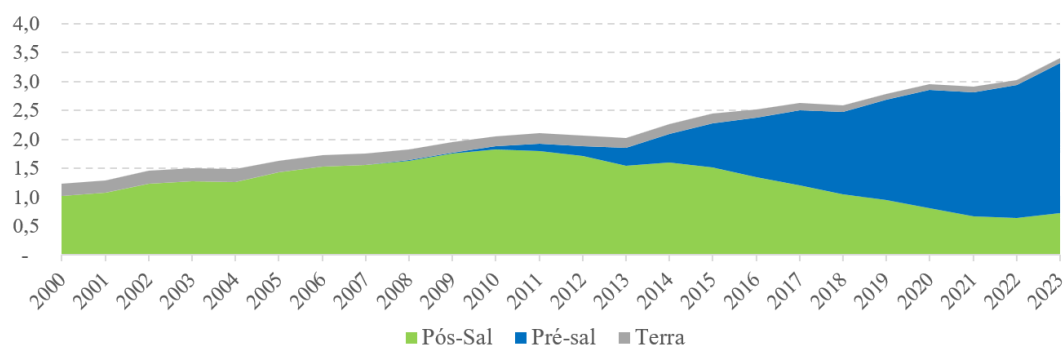
Diante da relevância estratégica da nova província, considerando o cenário internacional positivo do ponto de vista do preço do petróleo e do interesse explícito do governo de aumentar o controle do Estado sobre os recursos petrolíferos nacionais, o governo suspendeu a 9ª rodada da ANP em 2007 e iniciou uma revisão do marco regulatório (Caselli, 2012). Essa revisão resultou na Lei nº 12.351/2010, que criou o regime de partilha de produção para o pré-sal, mantendo o regime de concessão para as demais áreas. Nessa nova lógica, a propriedade do óleo extraído é da União e as

¹Entre 1998 e 2007, a taxa de crescimento médio anual da produção foi de 6,47%, enquanto as reservas cresceram 5,14% no mesmo período. Esse crescimento da produção levou o Brasil a alcançar a autossuficiência em 2006. Já em relação às participações governamentais, o valor passou de R\$ 283,7 milhões em 1998 para 14,7 bilhões em 2007.

empresas contratadas recebem parcela do excedente em óleo, após descontados os custos (Brasil, 2010). A produção do pré-sal teve início em 2008 e logo consolidou-se como a principal fronteira produtiva do país. Em 2018, ultrapassou a produção do pós-sal e em terra e, em 2023, já representava cerca de 80% da produção nacional, que atingiu 3,4 milhões de barris por dia (ANP, 2024a).

Com esse crescimento na exploração e produção de petróleo, o Brasil passou a exercer um papel de destaque mundial no setor, ocupando a 8ª posição entre os maiores produtores² (IBP, 2024). Para os próximos anos, é aguardada a continuidade da expansão da produção nos campos do pré-sal, o que deve levar o Brasil a alcançar 5,3 milhões de bpd em 2030, um crescimento de 47% em relação à produção de 2023. Contudo, já no início da próxima década, a projeção é de início da queda da produção, motivada pelo declínio natural dos campos do pré-sal (EPE, 2024a). O campo de Tupi, por exemplo, historicamente o maior produtor do país, está em declínio desde 2020 (Nunes, 2024).

Figura 1. Produção de Petróleo no Brasil (milhões bpd)



Fonte: ANP (2024a). Elaboração própria.

Frente ao amadurecimento do pré-sal e ao declínio da região pós-sal, ampliar o horizonte de reservas petrolíferas exigirá a migração para fronteiras até então não exploradas. Dentre as candidatas a garantir a recomposição de reservas, destaca-se a região da Margem Equatorial. Desde as descobertas em águas profundas na porção africana da Margem Equatorial seguida pelo sucesso exploratório da vizinha Guiana, uma série de estudos levou a uma expectativa muito otimista da indústria brasileira de P&G em relação ao potencial de acumulações que a região pode oferecer.

3. Margem Equatorial

A Margem Equatorial brasileira abrange as bacias marítimas próximas à linha do Equador, ao norte do território brasileiro, enquanto as demais bacias se localizam ao leste da costa, compondo a Margem Leste. A região da Margem Equatorial confronta

²Estima-se que a indústria de P&G responda por 17% do PIB industrial e por 10% da formação bruta de capital fixo (EPE, 2024c). Em 2024, o petróleo passou a ser o principal item de exportação. Quanto às participações governamentais, a soma do valor distribuído em royalties e participação especial saltou de R\$ 3,0 bilhões em 2000 para R\$ 95,6 bilhões em 2023 (ANP, 2024a).

com o território dos estados do Amapá, Pará, Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte, ao longo de 128 municípios costeiros. As cinco bacias que abrangem a área no Brasil são: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar.

Figura 2. Mapa das Bacias Marítimas no Brasil



Fonte: ANP (2024c).

Na década de 1960, ocorreram as primeiras pesquisas sísmicas em ambiente marinho e, na década de 1970, as primeiras perfurações em águas rasas. Nas décadas seguintes, os esforços exploratórios seguiram, no entanto, em sua maioria, com pouco sucesso³ (Dos Anjos, 2024). Em 2007, a descoberta do campo de Jubilee⁴, na porção africana da Margem Equatorial, despertou interesse na fronteira brasileira, já que ambas compartilham a mesma evolução geológica⁵.

Já do lado sul-americano do Oceano Atlântico Equatorial, a primeira descoberta significativa ocorreu na Guiana Francesa, em 2011, com a descoberta do campo de Zaedyus, localizado a apenas 50 km da fronteira com a bacia da Foz do Amazonas. Dessa forma, a Margem Equatorial brasileira contava com duas fortes evidências de potencial petrolífero: a semelhança geológica com as bacias africanas e a contiguidade com a Guiana. Uma série de estudos geológicos e de levantamentos sísmicos foram realizados na área, indicando que os sistemas petrolíferos em questão contavam com estruturas muito promissoras para acumulação de hidrocarbonetos (Clark, 2023). Assim, criavam-se expectativas muito otimistas em relação à oferta de blocos desta

³Naquele momento, o eixo de produção de petróleo no Brasil era a Bacia de Campos, na Margem Leste.

⁴No campo de Jubilee foram encontrados mais de dois bilhões de barris de óleo equivalente recuperáveis e, atualmente, cerca de 100 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d) são produzidos na área (Oil, 2023).

⁵A correlação transatlântica entre Gana/Costa do Marfim e Barreirinhas e, adicionalmente, da Foz do Amazonas/Pará-Maranhão com as descobertas em Libéria/Serra Leoa se dá por analogia, através dos elementos tectônicos de ligação entre a África e a América do Sul denominados de Zonas de Fratura Oceânica Romanche e São Paulo. As bacias geológicas estiveram juntas/próximas ao longo da evolução da abertura do Oceano Atlântico Equatorial e sua separação se deu ao longo dessa Zona de Fratura; daí deduzir-se a presença dos mesmos sistemas petrolíferos (Zalán, 2024).

região pela ANP em uma nova rodada.

Em 2013, ocorreu a 11^a rodada que, impulsionada pelo ânimo com os blocos da Margem Equatorial, atingiu recordes de valores em bônus de assinatura e PEM⁶. Na rodada, 17 empresas arremataram 45 blocos nas cinco bacias da Margem Equatorial brasileira. Paralelamente, a exploração nos vizinhos sul-americanos avançava significativamente e novas descobertas eram anunciadas. Na Guiana, a descoberta do campo de Liza no bloco Stabroek, em 2015, confirmou o potencial petrolífero da região. Desde então, a ExxonMobil, principal operadora no país, já anunciou mais de 30 descobertas de hidrocarbonetos no bloco, que somam mais de 11 bilhões de barris de óleo equivalente (boe)⁷ (ExxonMobil, 2025), o que representa cerca de 70% de todas as reservas brasileiras⁸.

O sucesso exploratório na Guiana provocou uma migração de petroleiras em busca de reservas no país vizinho, o Suriname. Com geologia marítima semelhante, a primeira descoberta relevante no país ocorreu em 2020, quando o consórcio da Total Energies e Apache anunciou descobertas no poço Maka Central (Staatsolie, 2025). O avanço da atividade petrolífera nos países vizinhos alimenta ainda mais a esperança de descobertas análogas no Brasil, expectativa que tem sido corroborada por uma série de estudos que mostram semelhanças entre essas bacias⁹.

No Brasil, por sua vez, a atividade exploratória na Margem Equatorial pouco avançou. As empresas, os órgãos governamentais e a academia acumularam muito conhecimento a partir do levantamento de dados sobre a área, porém as operadoras encontraram dificuldades para responder às exigências do IBAMA e obter o licenciamento ambiental necessário para perfurar os poços. Em agosto de 2014, foi feito o pedido de licenciamento para expedição de exploração e prospecção de petróleo no bloco FZA-M-59, na bacia da Foz do Amazonas, pelas empresas BP *Energy* do Brasil Ltda. (detentora de 70% do bloco) e Petrobras (detentora de 30% do bloco) (Gonçalves e Leuzinger, 2024). O bloco FZA-M-59 se localiza a cerca de 175 km da costa de Amapá, a 2.880 metros de profundidade.

Na sequência, estudos de impacto ambiental foram enviados ao IBAMA, contudo, o órgão solicitou complementações e ajustes aos estudos enviados pela BP, que não atendeu a todos os pedidos, levando a empresa a transferir a titularidade da operação para a Petrobras em 2020 (IBAMA, 2023). Em 2021, a Petrobras comprou a participação da BP e passou a responder aos pedidos do IBAMA. Após uma série de tratativas, em maio de 2023, o IBAMA indeferiu a licença ambiental para a perfuração de poços no bloco FZA-M-59. Situação semelhante ocorreu com a Total¹⁰, que teve licenças

⁶Somente na região, o bônus de assinatura ultrapassou R\$ 2 bilhões, volume muito maior do que o levantado nas rodadas anteriores (ANP, 2025a), com destaque para as bacias da Foz do Amazonas e de Barreirinhas. Já em relação ao PEM, o valor totalizou cerca de R\$ 4,2 bilhões.

⁷Desde o início da produção, em 2019, a empresa já extraiu mais de 500 milhões de barris no bloco Stabroek e pretende ampliar sua produção para 1,3 milhão de barris de petróleo por dia em 2027.

⁸Valor calculado a partir das reservas brasileiras em 2023.

⁹Pellegrini et al. (2018); Zalán et al. (2019); Da Cruz et al. (2021); Da Silva et al. (2021).

¹⁰Em 2015, a petroleira iniciou o processo de licenciamento ambiental para perfurar poços nos blocos

negadas para cinco blocos e acabou vendendo sua participação à Petrobras.

Com a compra dos blocos, a Petrobras se tornou a principal operadora na bacia da Foz do Amazonas. A estatal brasileira ainda insiste na perfuração de poços no bloco FZA-M-59, continuando, portanto, com o pedido de licenciamento ambiental ao IBAMA. A Margem Equatorial é a principal aposta da Petrobras para recompor novas reservas petrolíferas e, para isso, em seu mais recente Plano de Negócios, a empresa informou que pretende investir cerca de US\$ 3,0 bilhões na região e perfurar 15 poços até 2029¹¹ (Petrobras, 2024). A dificuldade de exploração na região levou à devolução de alguns blocos arrematados nas rodadas da ANP. Desde 2023, são 34 blocos sob contrato de 7 empresas (ANP, 2025b), que indicam forte interesse de investimento na região¹².

A exploração na Margem Equatorial, por sua vez, é vista com preocupação por especialistas da área ambiental. Desde o avanço das pesquisas que revelaram o potencial petrolífero do local e com a grande oferta de concessões na 1^a rodada, iniciou-se um intenso debate quanto ao impacto ambiental da exploração de recursos extrativos nessa região. Essa discussão se concentra mais especificamente na exploração na bacia da Foz do Amazonas, considerada uma área com biodiversidade marinha e costeira sensível à atividade de exploração e produção de petróleo e gás (Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), 2023).

A presença de sistemas de recifes de corais na foz do rio Amazonas foi confirmada por Moura et al. (2016). Esses sistemas são extremamente ricos em biodiversidade e altamente sensíveis a um possível derramamento de óleo, por exemplo. Neste sentido, um dos argumentos do IBAMA para o indeferimento da perfuração de poços no bloco FMZ-M-59, localizado próximo às áreas dos recifes amazônicos, foi a falta de condições operacionais para responderem a possíveis emergências (Gonçalves e Leuzinger, 2024). Adicionalmente, as mudanças climáticas e a descarbonização entraram na pauta global e um dos principais pilares da transição energética é o abandono gradual do uso dos combustíveis fósseis (Organização das Nações Unidas (ONU), 2024). Esse cenário também gerou muitos questionamentos quanto à intenção de exploração de novas fronteiras petrolíferas no Brasil, uma vez que os esforços para expansão de energia deveriam estar voltados a matrizes renováveis.

FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 e FZA-M-127, todos na bacia da Foz do Amazonas. A Total fazia parte de um consórcio que também contava com a BP e a Petrobras. A licença ambiental foi negada em definitivo em dezembro de 2018.

¹¹Em 2024 perfurou dois poços exploratórios na bacia Potiguar. Os poços Anhangá e Pitu Oeste se localizam próximo à fronteira dos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte. Contudo, o foco exploratório é a Bacia da Foz do Amazonas.

¹²Em relação aos investimentos previstos na fase de exploração captados no Plano de Trabalho Exploratório (PTE), os dados atualizados em janeiro de 2024 mostram que estão previstos, entre 2024 e 2027, R\$ 18,3 bilhões em atividades exploratórias no Brasil, dos quais R\$ 11,1 bilhões serão direcionados à Margem Equatorial, isto é, cerca de 60% (ANP, 2025d), indicando que, mesmo com as dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental, as empresas possuem muito interesse na exploração da região. Entre as bacias com maior volume de investimentos, destaca-se a bacia da Foz do Amazonas, onde a atividade exploratória da região da Margem Equatorial deve se concentrar (ANP, 2024c).

Diante disso, organizações da sociedade civil têm se manifestado contrárias à extração de petróleo e gás, em especial na bacia da Foz do Amazonas. Em abril de 2023, 80 organizações enviaram a ministérios e órgãos do governo federal uma solicitação para que o IBAMA não emitisse a licença para perfurações no bloco FZA-M-59, sob o argumento de fragilidade de resposta em caso de danos ambientais e do aumento da exploração de petróleo em meio à crise climática e de biodiversidade (ActionAid, 2023).

Por outro lado, organizações ligadas ao setor de petróleo e gás defendem a exploração nessa nova fronteira petrolífera brasileira. Até o momento, a Margem Equatorial é vista por essas entidades como a principal fronteira capaz de adicionar volumes significativos às reservas brasileiras, permitindo manter o patamar elevado da produção prevista para a próxima década. De acordo com a Petrobras, a empresa tem capacidade e *expertise* para explorar a região sem trazer riscos ambientais e que o plano da empresa para resposta a emergências cumpre os requisitos técnicos, além de atuar em diversos projetos ambientais previstos no licenciamento do bloco FZA-M-59 (Petrobras, 2024).

Quanto à transição energética, o esperado é que não ocorra uma substituição imediata das fontes energéticas, mas sim um avanço gradual das fontes renováveis de energia, enquanto o setor de petróleo e gás desempenha um papel complementar nesse processo. O abandono do petróleo como fonte de energia significaria uma crise sem precedentes no fornecimento global de energia. Deste modo, a demanda global por petróleo e gás continuará significativa nas próximas décadas e exigindo novos investimentos exploratórios (IEA, 2024). O setor de P&G também argumenta que uma ruptura na procura por novas fronteiras ocasionaria a perda da autossuficiência energética do país, além de um recuo importante de arrecadação que poderia viabilizar diversos investimentos em infraestrutura social, sobretudo nos estados adjacentes à Margem Equatorial.

4. Metodologia

Este estudo utiliza como base metodológica a análise de insumo-produto, originalmente desenvolvida por Wassily Leontief, que parte da representação das interações econômicas entre os setores de uma economia por meio de equações lineares, sendo amplamente utilizada em estudos econômicos (Miller e Blair, 2009). De forma sintética, a solução do sistema pode ser expressa como:

$$X = (I - A)^{-1} \times Y \quad (1)$$

em que X representa o vetor de produção, $(I - A)^{-1}$ é a matriz inversa de Leontief e Y o vetor de demanda final. Assim, é evidenciada a relação entre a variação na produção

devido a uma variação na demanda final, permitindo a análise de impacto:

$$\Delta X = (I - A)^{-1} \Delta Y \quad (2)$$

A partir dos efeitos multiplicadores, é possível avaliar os impactos sobre a produção, o emprego e a renda de outros setores e da economia como um todo (Sessa, 2019). Com base nos multiplicadores, consegue-se determinar quais seriam os setores com o maior poder de encadeamento dentro da economia, ou seja, pode-se calcular tanto os índices de ligações para trás, que medem a intensidade do efeito multiplicador quando um setor atua como demandante, quanto os índices de ligações para frente, que medem a intensidade do efeito multiplicador quando um setor atua como ofertante dos demais:

$$\text{Índice de ligações para trás (poder da dispersão): } U_j = \frac{B_{*j}/n}{B^*}, \quad (3)$$

$$\text{Índice de ligações para frente (sensibilidade da dispersão): } U_i = \frac{B_{i*}/n}{B^*}. \quad (4)$$

em que B_{*j} e B_{i*} são a soma de uma coluna e de uma linha típica da matriz inversa de Leontief (B), enquanto B^* é a média de todos os elementos de B . Quando esses índices são superiores à unidade, isto é, acima da média dos demais setores, assume-se que são setores-chave na economia. Caso contrário, os setores podem ser classificados como orientados para trás, para frente ou sem orientação.

Na versão fechada, ao incorporar as famílias como um setor adicional na matriz de coeficientes, o modelo passa a capturar também os efeitos da geração de renda resultante do pagamento de salários e do consumo de bens e serviços pelos consumidores finais. O efeito-renda é obtido pela diferença entre os multiplicadores do modelo aberto (tipo I) e fechado (tipo II).

Para as estimativas dos investimentos setoriais, foi seguida a Unidade Padrão de Investimentos (UPI) da Matriz de Absorção de Investimentos (MAI), que permite desagregar a formação bruta de capital fixo (FBCF) por setor demandante. Como os investimentos não impactam diretamente a demanda final dos setores alvo, mas também os setores fornecedores, na simulação, foram consideradas as especificidades de alocação setorial com base na UPI, metodologia reconhecida em análises de impacto econômico (Freitas, 2009; Sessa, 2019). No estudo, foi utilizada a MIP do Brasil de 2021, dividida em 51 setores, construída pelo Centro de Estudos Computacionais em Equilíbrio Geral (CECEG) da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES)¹³.

Por fim, ressalta-se que na literatura há estudos que utilizam matrizes de insumo-produto para analisar a indústria de petróleo e gás. Kupfer et al. (2000) foram alguns dos pioneiros a realizarem simulações a partir de investimentos em petróleo no Brasil.

¹³Ver mais em CECEG (2025): <https://ceceg.ufes.br/matrizes-de-insumo-produto-do-brasil-disponiveis/>

Rodrigues e Ferraro (2017) mediram o impacto da crise da indústria petrolífera pela queda dos investimentos da Petrobras. Pereira et al. (2021) calcularam os efeitos diretos e indiretos do aumento da produção do setor. Mortari e Ribeiro (2018) e Mortari (2019) realizaram análises similares para o setor de refino de petróleo. Moreira et al. (2024) simularam um desabastecimento de diesel no país e Barbosa et al. (2020) analisam os impactos de políticas de fomento ao consumo de etanol no Brasil. Kerschner e Hubacek (2009) calcularam os impactos do pico do petróleo nas economias do Reino Unido, Japão e Chile. Heo et al. (2010) realizaram simulações para analisar o papel da indústria de petróleo na economia da Coreia do Sul.

5. Definição do Choque e Estratégias de Simulação

5.1 Investimentos da Petrobras

O Plano Estratégico 2050 e o Plano de Negócios 2025-2029 da Petrobras detalham os investimentos da empresa em seus diversos segmentos de atuação. Para a exploração, a empresa prevê US\$ 7,9 bilhões, sendo US\$ 3,0 bilhões para a Margem Equatorial, o que representa 38% do total (Petrobras, 2024). Esse montante destinado à exploração na Margem Equatorial, multiplicado pela média diária do dólar em 2024, foi utilizado para estimar o vetor de choque na MIP em termos de Unidade Padrão de Investimentos da Matriz de Absorção de Investimentos (Tabela 1).

Tabela 1. Distribuição dos investimentos conforme a UPI da MAI (R\$ milhões)

Setor	Valor	Setor	Valor
Produtos de metal	1.715,54	Móveis e produtos das indústrias diversas	8,13
Máquinas e equipamentos	3.592,12	Construção civil	0,00
Eletrodomésticos e material eletrônico	0,28	Comércio	1,01
Máquinas para escritório e material eletrônico	7.298,26	Transporte, armazenagem e correio	2.357,80
Automóveis, camionetas, caminhões e ônibus	2,05	Atividades imobiliárias e aluguéis	379,80
Outros equipamentos de transporte	26,08	Serviços prestados às empresas	0,00

Fonte: Elaboração própria a partir da MAI do CECEG/UFES.

5.2 Simulações da Produção de Petróleo na Margem Equatorial

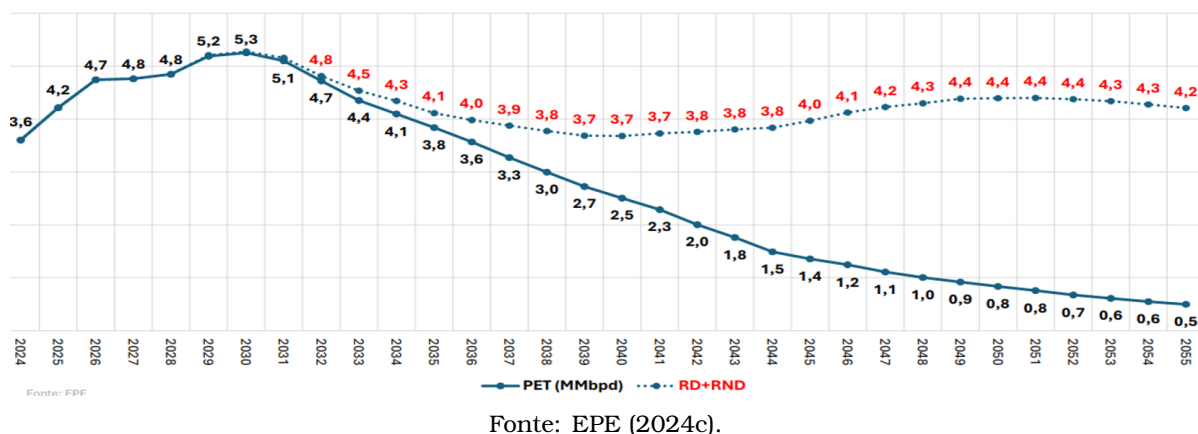
A Margem Equatorial ainda não conta com reservas comprovadas de hidrocarbonetos, assim, cabe ao trabalho propor uma estimativa de produção como base do choque de exploração na nova fronteira. Essa estimativa, no entanto, está fundamentada em uma série de estudos sobre o potencial petrolífero da região e do contexto produtivo brasileiro.

No Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), foram traçadas estratégias e metas de longo prazo para o setor energético brasileiro até 2050 (MME e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2020)¹⁴. Recentemente, um estudo da EPE (2024c) comparou dois

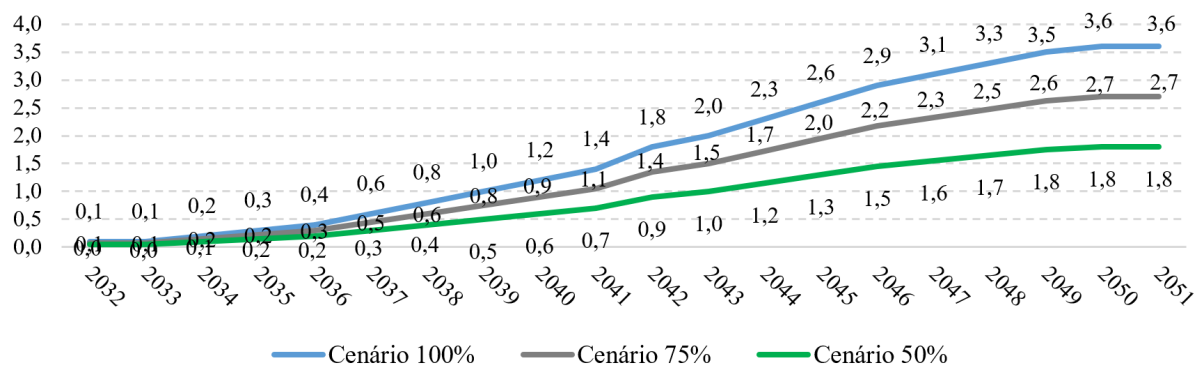
¹⁴Para o petróleo, uma das metas é manter, até 2050, a produção nacional no patamar previsto para 2030, que, na época da elaboração dos estudos, estava prevista em 5,5 milhões de barris por dia (bpd). No plano, é afirmado que essa estimativa depende de recursos ainda não descobertos e sem contrato com a União, isto é, com exploração em novas fronteiras.

cenários para a produção de petróleo e gás no país. Em um deles, foi comparada a interrupção e a continuidade dos investimentos em exploração e produção, incluindo os recursos não descobertos (RND), como mostra a Figura 3. Os recursos não descobertos foram estimados pela EPE com base no Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (ZNMT) de 2023, indicando a Margem Equatorial com enorme potencial petrolífero.

Figura 3. Previsão de Produção com Continuidade dos Investimentos em E&P (milhões bpd)



Diante disso, para viabilizar a análise de impacto, foi considerada como base a diferença da previsão de produção de petróleo com a interrupção de investimentos e a estimativa de produção incluindo a produção dos recursos não descobertos. Esse, portanto, foi o cenário base utilizado no presente estudo. No entanto, apesar das apostas na Margem Equatorial como principal fronteira petrolífera, é possível que sejam incorporadas novas reservas com recursos provenientes de outras novas fronteiras, como é o caso da bacia de Pelotas (Nunes, 2024), ou até mesmo de regiões com sucesso exploratório, como as bacias de Santos e Campos. Dessa forma, são utilizadas três diferentes estimativas para a produção: a primeira considera que todo o excedente de produção será oriundo da Margem Equatorial (cenário 100%); a segunda considera que 75% dessa produção virá da Margem (cenário 75%); enquanto a terceira utiliza o percentual de 50% (cenário 50%).

Figura 4. Três Estimativas de Produção no Cenário Alternativo da EPE (milhões bpd)

Fonte: EPE (2024c). Elaboração própria.

A análise também utiliza três horizontes temporais para a produção em 10, 15 e 20 anos, todos a partir de 2032, quando será iniciada a produção de recursos não descobertos, como propõe o estudo da EPE. Assim, a quantidade de barris foi definida ao transformar a produção diária em produção anual, acumulando a produção para os anos de 2041, 2046 e 2051. Como a MIP considera o valor da produção de cada setor, foi considerada a projeção de preço do petróleo da cotação *Brent* para valores futuros com base nas projeções da LCA Consultores, assim como as estimativas do dólar para o período¹⁵. A Tabela 2 mostra a quantidade de barris de petróleo e o valor em cada simulação¹⁶.

Tabela 2. Choques de Demanda do Setor de P&G

Ano	Cenário 50%		Cenário 75%		Cenário 100%	
	Bilhões de barris	Em R\$ bilhões	Bilhões de barris	Em R\$ bilhões	Bilhões de barris	Em R\$ bilhões
2041	1,11	512	1,66	768	2,22	1.024
2046	3,23	1.482	4,84	2.223	6,46	2.964
2051	6,35	2.912	9,52	4.368	12,70	5.825

Fonte: Elaboração própria.

Nos seminários técnicos que antecederam a 11ª rodada de licitações, a ANP estimou reservas da ordem de 30 bilhões de barris nas cinco bacias da Margem Equatorial, sendo praticamente a metade (14 bilhões) atribuída à bacia da Foz do Amazonas (Petersohn, 2013; Vasconcellos, 2013). Na sequência, outros estudos reforçaram o alto volume de reservas na região. Barros Filho et al. (2021) estimam potencial de 20 a 30 bilhões de barris recuperáveis na bacia Pará-Maranhão. Zalán et al. (2023) estudaram a bacia de Barreirinhas e também estimaram potencial de 20 a 30 bilhões de barris recuperáveis para o local. Mais recentemente, a (EPE, 2024b) estimou para a bacia da Foz do Amazonas cerca de 10 bilhões de barris recuperáveis de óleo equivalente.

¹⁵A LCA disponibiliza projeções até 2034. Nos demais anos, utilizou-se a média de 2025 a 2034 para o dólar e o *Brent*.

¹⁶A nível de comparação, as reservas provadas brasileiras em 2024 são da ordem de 16,8 bilhões de barris (ANP, 2024b).

Também é proveitoso apontar que a simulação proposta é muito aderente ao histórico brasileiro de produção, o que significa dizer que o setor tem plena capacidade de produzir os volumes propostos no estudo. Como exercício de comparação, ao observar o histórico de produção na camada do pré-sal, nota-se um histórico e um volume muito próximos à maior simulação proposta pelo estudo¹⁷.

Já em relação à demanda de petróleo nas próximas décadas, é previsto que a demanda global deverá se manter resiliente, mesmo diante dos avanços da transição energética (IEA, 2024; Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), 2025). O aumento do consumo de energia no mundo, sobretudo nas economias emergentes, continuará impulsionando o uso de combustíveis fósseis, uma vez que a expansão das fontes renováveis, embora significativa, ainda não será suficiente para suprir integralmente essa demanda crescente. Além disso, por se tratar de uma *commodity* amplamente negociada e de fácil inserção no comércio internacional, o consumo de petróleo acompanha de perto o ritmo da atividade econômica global.

Neste trabalho, optou-se por não incluir choques de produção de gás, apenas petróleo. Isso porque há muitas incertezas quanto à comercialidade do gás que será extraído das jazidas da Margem Equatorial. Enquanto praticamente todo o petróleo extraído é comercializado, o gás tem outros fins, como a reinjeção para aumentar a pressão e a produtividade da extração de petróleo, a queima e a perda, e o consumo próprio para manter as unidades de produção, as refinarias e as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). Em 2023, por exemplo, dos 54,6 bilhões de m^3 de produção de gás natural no Brasil, 53% foram reinjetados nos poços, 17% foram para consumo próprio, 3% foram usados em queima e perda e 37% foram vendidos (ANP, 2024a). Além disso, a região da Margem Equatorial, sobretudo na bacia da Foz do Amazonas, não conta com infraestrutura de escoamento do gás, que exige uma extensa rede de gasodutos e terminais voltados ao transporte. A construção dessa infraestrutura exige muitos recursos, ampliando a incerteza e o tempo em que essa rede seria possivelmente construída¹⁸.

6. Resultados

6.1 Análise de Índices de Ligação e de Multiplicadores de Produção

Ao se considerar o histórico de matrizes insumo-produto do Brasil desde o ano 2000, é possível observar que o setor de petróleo e gás vem mantendo a característica de ser principalmente orientado para frente ao longo do tempo, com exceção dos anos

¹⁷Considerando o histórico de produção e as projeções futuras, nos primeiros 20 anos do pré-sal, devem ser produzidos cerca de 12 bilhões de barris de petróleo. Em outras palavras, ao utilizar o “cenário 100%”, o trabalho está propondo à Margem Equatorial uma produção muito próxima à produção do pré-sal, enquanto no “cenário 50%”, o trabalho propõe uma produção para a Margem Equatorial de cerca de metade do que foi produzido no pré-sal.

¹⁸Em termos de comparação, a empresa Exxon ainda não comercializa o gás extraído na vizinha Guiana. Após cinco anos de produção, a empresa começou a planejar projetos para aproveitamento comercial do gás (Oilprice, 2024).

de 2016, 2017 e 2020¹⁹, quando o setor foi considerado setor-chave da economia brasileira (Tabela 3).

Tabela 3. Índices de Ligação do Setor de Petróleo e Gás – 2000 a 2021

Ano	Índice de ligação para frente	Índice de ligação para trás	Orientação	Ano	Índice de ligação para frente	Índice de ligação para trás	Orientação
2000	0,979	1,097	para frente	2011	0,824	1,447	para frente
2001	0,969	1,155	para frente	2012	0,786	1,598	para frente
2002	0,931	1,188	para frente	2013	0,796	1,580	para frente
2003	0,924	1,176	para frente	2014	0,835	1,572	para frente
2004	0,903	1,211	para frente	2015	0,970	1,285	para frente
2005	0,851	1,348	para frente	2016	1,191	1,008	Setor-chave
2006	0,829	1,417	para frente	2017	1,099	1,035	Setor-chave
2007	0,865	1,286	para frente	2018	0,961	1,229	para frente
2008	0,823	1,443	para frente	2019	0,954	1,200	para frente
2009	0,957	1,239	para frente	2020	1,021	1,084	Setor-chave
2010	0,889	1,300	para frente	2021	0,851	1,209	para frente

Fonte: Elaboração própria.

As características do setor ajudam a entender seu encadeamento na economia. As atividades que compõem a cadeia de suprimento de petróleo e gás são divididas em dois segmentos (*upstream* e *downstream*). O *upstream* compreende as atividades de exploração e produção de petróleo, incluindo desde a prospecção geofísica para a identificação das jazidas até a produção e o armazenamento do óleo extraído. O *downstream* considera as atividades de transporte, comercialização e refino de petróleo e, ainda, transporte e comercialização de derivados de petróleo (Pinto Jr. et al., 2016).

Os índices de ligação indicam que o setor, ao estar mais orientado para frente, desempenha um papel mais importante na economia brasileira como fornecedor para as atividades downstream, atendendo à demanda de setores como o de transporte, refino, derivados de petróleo e petroquímico. Por outro lado, é observado um encadeamento mais fraco com as atividades upstream, isto é, como demandante da cadeia fornecedora de produtos e serviços específicos para as atividades de exploração e produção.

A exploração e a produção (*upstream*) são caracterizadas por serem atividades de grande complexidade tecnológica e dependentes de equipamentos produzidos em outros países, além da contratação de serviços específicos no exterior, como levantamentos geológicos e perfurações de poços profundos. A política de conteúdo local, que exige que parte desses bens e serviços seja nacional, possibilitou o aumento da participação da indústria brasileira nos projetos de E&P. No entanto, a participação dos insumos estrangeiros ainda é significativa, respondendo por mais de 35% do valor de investimentos nas atividades de E&P entre 2014 e 2023 (ANP, 2025c). Na MIP de 2021, observa-se um percentual de importação de 13,3% dentro do consumo intermediário do setor de petróleo e gás, acima da média dos demais setores da economia, que é de 11,2%.

Já as atividades *downstream* formam uma cadeia de suprimentos muito complexa e desenvolvida. Em 2023, o Brasil possuía 18 refinarias e uma capacidade para pro-

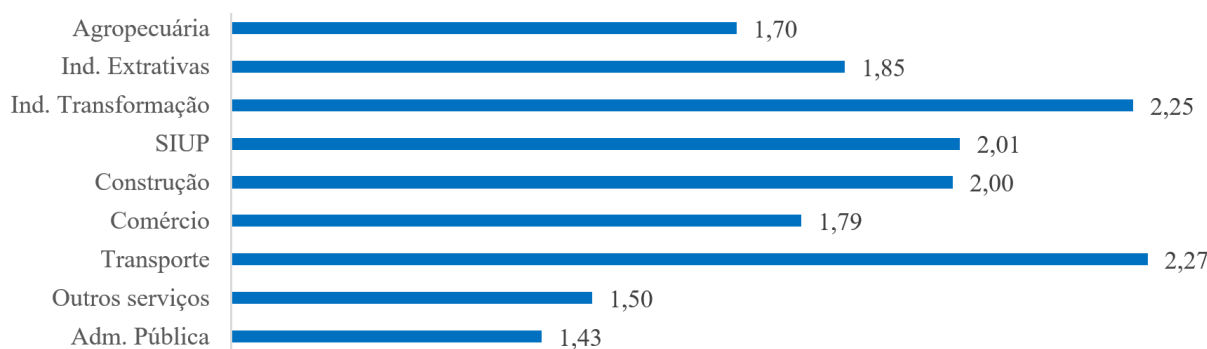
¹⁹Em 2020, em razão da pandemia de Covid-19, recomenda-se cautela ao avaliar o encadeamento setorial na economia.

cessar 2,4 milhões de barris/dia, abastecendo a maior parte da demanda brasileira por derivados de petróleo, colocando-se como o 9º maior parque de refino do mundo (ANP, 2024a). Além disso, o país possui 12 polos produtores de gás natural. Na MIP de 2021, o setor de refino de petróleo e coque é o principal demandante do setor de petróleo e gás, sendo também um setor-chave na economia.

O Brasil também dispõe de uma infraestrutura robusta e abrangente de transporte pelo território, somando 127 terminais, aquaviários e terrestres, e 599 dutos para viabilizar a movimentação de petróleo, derivados, gás natural e etanol (ANP, 2024a). Do lado do mercado consumidor, o Brasil, com a 7ª maior população mundial e figurando entre as dez principais economias, possui significativa demanda por produtos derivados da indústria de petróleo e gás.

Em 2021, o setor de petróleo e gás apresentou um multiplicador de tipo I de 1,70, indicando que cada R\$ 1,00 de aumento na demanda final do setor geraria R\$ 1,70 na produção total da economia brasileira. Trata-se de um efeito inferior à média dos demais setores (2,00). Quando comparado à média das indústrias extrativas (1,85), o setor ainda continua abaixo da média, embora mais próximo (Figura 5). A comparação com os agrupamentos de setores é importante devido a uma tendência natural de alguns grupos de atividades de apresentarem menores encadeamentos do que outros. Hirschman (1958) argumenta que setores primários, por definição, têm menores encadeamentos para trás, além de fracos encadeamentos para frente. Por outro lado, setores como o da indústria da transformação tendem a possuir multiplicadores maiores por terem cadeias produtivas mais complexas.

Figura 5. Multiplicadores de Produção Tipo 1 para a Média de Agrupamentos Setoriais



Fonte: Elaboração própria.

Já o multiplicador de produção de tipo II (3,63) mostra que a cada R\$ 1,00 de aumento na demanda do setor geraria R\$ 3,63 na produção total da economia, valor inferior à média dos setores (3,75) e das indústrias extrativas (3,82). O efeito-renda, fruto da diferença entre os multiplicadores de tipo I e II, foi de 1,93, superior à média dos setores (1,75), mas inferior à média das indústrias extrativas.

6.2 Impactos do Plano de Investimentos da Petrobras

Os impactos econômicos no Brasil decorrentes do investimento de US\$ 3 bilhões (R\$ 16,2 bilhões) previsto pela Petrobras para exploração e produção na Margem Equatorial estão na Tabela 4, com base na aplicação dos valores da Tabela 1. Esses resultados não são previsões precisas, mas sim estimativas dos efeitos potenciais²⁰ desse cenário específico, baseados na estrutura econômica de 2021.

Tabela 4. Impactos dos Investimentos da Petrobras na Margem Equatorial

Variáveis selecionadas	R\$ milhões	Variação (%)	Variáveis selecionadas	R\$ milhões	Variação (%)
Importação	6.589,48	0,66	Impostos	2.975,09	0,48
Remunerações	10.645,60	0,30	Imposto de Importação	254,05	0,73
PIB	28.213,25	0,31	IPI	253,15	0,73
Fator Trabalho (Ocupações)	303.303,00	0,29	ICMS	1.137,15	0,44
			Outros	1.330,75	0,43

Fonte: Elaboração própria.

Entre as variáveis selecionadas, destaca-se o aumento de R\$ 28,2 bilhões no PIB. Esse aumento representa uma expansão na economia do país de 0,31%, tomando como base a produção total de 2021. A simulação mostra que, caso os investimentos da Petrobras previstos para a Margem Equatorial sejam executados, seria esperado um crescimento de 0,66% nas importações brasileiras, o que representaria um crescimento de cerca de R\$ 6,6 bilhões. A variação no volume de importações seria a maior entre as variáveis analisadas, indicando que parte importante dos investimentos em P&G dependeriam de bens e serviços adquiridos no exterior. Esse efeito é esperado, uma vez que, como já analisado, o setor tem muita necessidade de insumos e tecnologias estrangeiras.

O impacto fiscal estimado seria de R\$ 2,9 bilhões, representando crescimento de 0,48%. O imposto de importação apresentaria a maior variação percentual (+0,73%), enquanto o ICMS teria o maior incremento em valores absolutos, R\$ 1,1 bilhão. A ampliação desse imposto é importante por sinalizar uma distribuição entre os entes subnacionais, ampliando a capacidade de investimentos. Haveria, também, aumento de R\$ 10,6 bilhões em remunerações (+0,30%), sendo R\$ 8,4 bilhões em salários. Esse dado é, por vezes, utilizado como *proxy* do nível de bem-estar das famílias. Além disso, seriam gerados mais de 303 mil novos postos de trabalho, elevando em 0,29% o total de ocupações no país.

²⁰ Cabe observar que as projeções são sobrevalorizadas em razão de os preços serem rígidos e não haver efeito substituição.

Tabela 5. Impacto na Produção dos Cinco Setores com Maior Variação

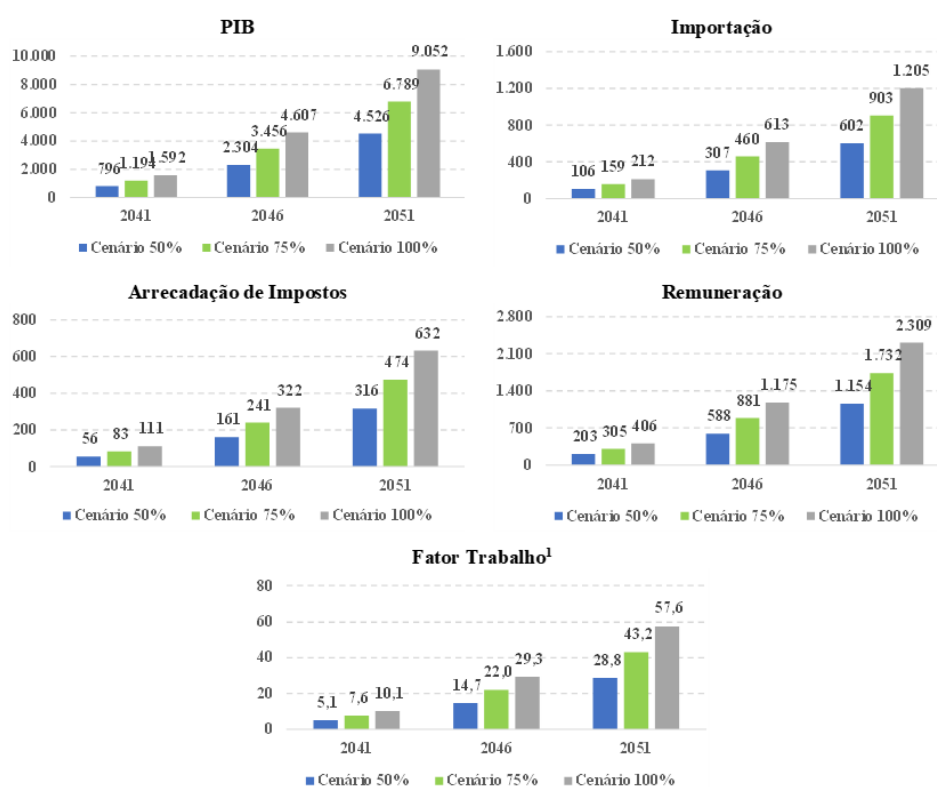
Atividades	R\$ milhões	Varição (%)
Máquinas para escritório, aparelhos e material eletrônico	9.001,34	5,22
Máquinas e equipamentos inclusive manutenção e reparos	4.483,11	1,28
Produtos de metal	2.335,24	1,23
Fabricação de aço e derivados	1.229,98	0,40
Comércio	5.589,07	0,34

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 4 apresenta o resultado do impacto do investimento da Petrobras na produção setorial. O setor que mais ganharia seria o de Máquinas para escritório, aparelhos e material eletrônico, com ganhos de cerca de R\$ 9 bilhões, o que representa uma ampliação de 5,22%. Outros setores com variações mais expressivas seriam os de Máquinas e equipamentos, inclusive manutenção e reparos (+1,28%) e Produtos de metal (+1,23%). Esses setores com maiores variações foram aqueles que compunham o vetor de choque da simulação, o que influenciou muito para esse resultado setorial.

6.3 Simulação da Produção na Margem Equatorial

Os dados a seguir (Figura 6) apresentam os resultados das simulações do aumento da produção viabilizada pela exploração e produção na região da Margem Equatorial, a partir dos cenários indicados na Tabela 2. Para as simulações foi utilizado o modelo aberto de insumo-produto, o qual não considera o efeito-renda na economia. É importante reiterar que os resultados apresentados nessa seção não constituem previsões precisas da economia. Ao contrário, são projeções dos impactos específicos advindos do cenário considerado, partindo da estrutura econômica do Brasil de 2021. Adiciona-se a isso o fato de as seguintes simulações, diferentemente da simulação de investimentos da Petrobras, considerarem cenários futuros que envolvem uma gama de riscos e incertezas quanto à sua concretização. Ademais, ao passo que se utilizam projeções de maior horizonte de tempo, maiores são as incertezas envolvidas. Por se tratar de um alto volume de recursos previsto para a produção nessa região, as simulações, desde as mais conservadoras até as mais otimistas, vão representar crescimentos substanciais das variáveis.

Figura 6. Impacto em Variáveis Seleccionadas nos Três Cenários (R\$ bilhões)

Fonte: Elaboração própria. ¹Em milhões de ocupações.

Considerando a produção na Margem Equatorial nos 10 primeiros anos, o PIB do Brasil aumentaria entre R\$ 796 bilhões (cenário 50%), R\$ 1,2 trilhão (cenário 75%) e 1,6 trilhão (cenário 100%). Tais aumentos resultariam em variação respectiva de 8,83%, 13,25% e 17,67%. Na projeção de produção de 15 anos, o incremento no PIB poderia ir de R\$ 2,3 trilhões (cenário 50%) a R\$ 4,6 trilhões (cenário 100%), o que representaria aumentos de 25,6% a 51,1%. Já na projeção que considera a produção acumulada em 20 anos, o “cenário 50%” indicaria R\$ 4,5 trilhões de acréscimo ao PIB, o “cenário 75%” cerca de R\$ 6,8 bilhões, enquanto o “cenário 100%” um incremento de R\$ 9,0 trilhões. Neste último cenário, o PIB dobraria (+100,45%), considerando seu tamanho em 2021.

Em termos de análise, supondo que os efeitos econômicos do maior cenário (“cenário 100%” com produção até 2051) fossem repercutidos na economia também em um período de 20 anos, o impacto provocado seria de um crescimento médio anual de 3,5%. Já utilizando o menor cenário (50%) para a produção até 2041, o incremento à taxa de crescimento médio anual do PIB seria de 0,8%. Contudo, é esperado que estes impactos sejam repercutidos em um período superior, levando a taxas inferiores às calculadas. Outro ponto é que essas variações partem da estrutura de 2021, o que amplia as variações nos indicadores, por desconsiderar o crescimento que deve ocorrer ao longo desse período, além de efeitos como mudanças tecnológicas, ganhos de produtividade e efeitos macroeconômicos adversos.

Esses mesmos dados podem ser lidos pela ótica da não exploração de petróleo na região e o quanto poderia ser perdido ao longo dos anos. Essa análise faz muito sentido em um contexto em que a exploração em novas fronteiras deve ser utilizada, não para manter um ritmo contínuo de aumento da produção, mas para que não haja uma queda brusca na produção de óleo e gás no Brasil.

Apesar de a análise considerar um modelo de insumo-produto nacional, sem desagregação regional, é possível presumir que parte desse crescimento econômico ocorreria nos estados produtores, que, no caso, seriam: Amapá, Pará, Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte. O efeito econômico para essas regiões seria, decerto, positivo, pois ampliaria os níveis de desenvolvimento, ainda mais levando em conta que são estados com renda *per capita* abaixo da média nacional. Contudo, é importante ressaltar que atividades como a produção de petróleo tendem a estimular apenas pontos específicos do território, podendo contribuir para acentuar alguns desequilíbrios regionais.

Farfan (2005) mostra que os países especializados em *commodities* têm dificuldades de sustentar o crescimento da renda no longo prazo. Essas economias de altas especializações encontram limitações estruturais à dinâmica endógena, não convertendo as elevadas rendas geradas pela atividade extrativa em diversificação econômica. Além disso, trata-se de uma indústria que gera taxa de lucratividade superior à taxa do conjunto da economia e tende a elevar o grau de especialização das regiões em vantagens comparativas estáticas. Essa especialização reforça os riscos de que a indústria de petróleo constitua enclaves regionais²¹ com reduzidos encadeamentos com o restante da estrutura produtiva e, portanto, com uma baixa irradiação (*spillover*) para o conjunto da economia e com limitados efeitos multiplicadores na renda, no emprego e nos impostos (World Bank, 2009).

As relações comerciais do Brasil via importações cresceriam entre R\$ 106 bilhões (cenário 50%) e R\$ 212 bilhões (cenário 100%). Já até 2051, os valores variariam de R\$ 602 bilhões a R\$ 1,2 trilhão, com aumentos proporcionais de até 120,4%. Essa última projeção provocaria variações de 60,2% no “cenário 50%” a 120,4% no “cenário 100%”. O percentual da importação seria o maior entre as variáveis analisadas diante do aumento da produção de petróleo, o que novamente evidenciaria a dependência do setor de importações para garantir sua oferta. Como já analisado, é característica do setor a necessidade de importar insumos e serviços para o seu funcionamento, sobretudo no segmento de exploração e produção. Vale mencionar que esse crescimento da importação, caso não acompanhado de uma evolução das exportações, pode gerar desequilíbrios potenciais capazes de frear os impulsos expansivos ao crescimento econômico (Sessa, 2019).

Quanto à arrecadação de impostos, em 10 anos, a arrecadação poderia crescer

²¹São atividades econômicas desenvolvidas em um território, mas que apresentam características distintas das demais atividades econômicas locais e, por isso, com limitadas possibilidades de interação produtiva (Sessa, 2024).

entre R\$ 56 bilhões (cenário 50%) e R\$ 111 bilhões (cenário 100%), representando aumentos de 8,8% e 17,8%, respectivamente. Em 20 anos, os valores chegariam a R\$ 632 bilhões (cenário 100%), mais que dobrando a arrecadação (+101,1%). Ou seja, ao não explorar recursos petrolíferos não descobertos, essa também poderia ser a perda de arrecadação do Brasil ao longo dos anos. Entre os impostos, ainda considerando o maior cenário de produção até 2051 e com 100% da produção em recursos não descobertos na Margem Equatorial, o imposto de importação teria o maior crescimento (112,4%), seguido do ICMS (82,4%) e do IPI (56,7%).

Um aspecto arrecadatório não abordado é a renda oriunda das atividades de P&G cujo resultado é apropriado pelo Estado como uma receita patrimonial e não como impostos. Essa receita pode ser obtida por meio do bônus de assinatura na venda dos blocos, pagamento de royalties, participação especial, pagamento pela retenção da área e, também, pelos dividendos da Petrobras. Essas receitas proporcionariam uma arrecadação ainda maior para a União, para os estados e para os municípios.

Especialmente em estados e municípios confrontantes aos poços de petróleo e gás, as receitas das atividades petrolíferas podem alcançar níveis sem precedentes nas finanças públicas regionais. Diante disso, surge o desafio de converter esses recursos em infraestrutura social e melhoria da qualidade de vida da população. A literatura aponta o “paradoxo da abundância”, no qual regiões beneficiadas com recursos naturais tendem a permanecer com baixos níveis de desenvolvimento (Pamplona e Cacciamali, 2017). No Brasil, estudos identificaram que, mesmo com orçamentos favoráveis, não foram alcançadas mudanças significativas de desenvolvimento humano nessas regiões em relação a municípios sem direito a esses recursos (Reis et al., 2005; Postali e Nishijima, 2011).

As simulações de aumento da produção na Margem Equatorial indicam que em 10 anos haveria um acréscimo na remuneração das famílias entre R\$ 203 bilhões (cenário 50%) e R\$ 406 bilhões (cenário 100%). Em 15 anos de produção, até 2046, as projeções indicam ganhos de remuneração entre R\$ 588 bilhões e R\$ 1,2 trilhão. Já na projeção que considera produção acumulada em 20 anos, o incremento na remuneração seria de R\$ 1,1 trilhão (cenário 50%) e de R\$ 2,3 trilhões (cenário 100%). Tais aumentos provocariam variação nas remunerações de 32,6% e de 65,3%, respectivamente. Do impacto da maior simulação, de R\$ 2,3 trilhões em remunerações, R\$ 1,8 trilhão seriam pagos em salários aos trabalhadores, R\$ 439 bilhões iriam para a previdência e para o Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS), enquanto R\$ 6,8 bilhões seriam contribuições sociais imputadas.

Em relação ao fator trabalho, diferentemente das demais variáveis que são avaliadas em valor monetário, esse é medido em número de ocupações. As projeções indicam que a produção acumulada até 2051 provocaria um incremento de 28,8 milhões de postos de trabalho diretos e indiretos no “cenário 50%” e de 57,6 milhões no “cenário 100%”. O aumento percentual dessa última projeção seria de 54,9%. Nota-se que a variação do emprego seria a menor entre os indicadores analisados, revelando

que, apesar dos impactos significativos, as ampliações da produção do setor de P&G vão apresentar repercussões menos significativas no emprego. Esse resultado pode estar relacionado ao fato de que as atividades de P&G e sua cadeia produtiva, como o refino, são caracterizadas por uma alta intensidade de capital e uma menor demanda por mão de obra (Najberg e Ikeda, 2001).

Esse fato, somado à limitação da indústria de petróleo e gás em promover desenvolvimento a longo prazo e ao desafio de converter o alto volume de receitas governamentais em melhoria de qualidade de vida, dá luz à reflexão sobre a necessidade de transformar as elevadas rendas geradas pela atividade petrolífera em diversidade econômica, principalmente tendo em vista que se trata de um recurso não renovável. Assim, o petróleo se caracteriza como um ativo de valor decrescente, em que a renda gerada por sua exploração deve ser direcionada a investimentos em ativos que permitam a reposição do capital utilizado e assegurem a preservação da riqueza da sociedade (Hartwick, 1976). Em um contexto de emergência de ações direcionadas à transição energética, seria oportuno canalizar esses recursos para projetos que aliem desenvolvimento econômico de longo prazo e descarbonização.

Tabela 6. Impactos na Produção dos Cinco Setores com Maior Variação (em %)

Atividades	Ano								
	2041			2046			2051		
	50%	75%	100%	50%	75%	100%	50%	75%	100%
Fabricação de aço e derivados	15,1	22,6	30,2	43,7	65,5	87,4	85,8	128,7	171,6
Transporte, armazenagem e correio	7,13	10,7	14,3	20,6	31,0	41,3	40,5	60,8	81,1
Máquinas e equipamentos	6,92	10,4	13,9	20,0	30,0	40,0	39,3	59,0	78,7
Serviços prestados às empresas	5,72	8,59	11,4	16,6	24,8	33,1	32,5	48,8	65,1
Fabricação de resinas e elastômeros	4,54	6,82	9,09	13,1	19,7	26,3	25,8	38,7	51,7

Fonte: Elaboração própria.

A análise também foi ampliada para o impacto setorial que a expansão da produção de petróleo e gás na Margem Equatorial provocaria. A Tabela 6 mostra o efeito sobre a produção total dos cinco setores que seriam mais influenciados. Os maiores efeitos seriam observados nos setores de “Fabricação de aço”, “Transporte, armazenagem e correio”, “Máquinas e equipamentos”, “Serviços prestados às empresas” e “Fabricação de resinas e elastômeros”. Com exceção de “Serviços prestados às empresas”, os setores com maior impacto na produtos são setores-chave da economia, portanto tais variações implicariam efeitos de encadeamentos produtivos importantes.

O setor que mais se beneficiaria de um choque do setor de P&G seria o de “Fabricação de aço e derivados”. Em 20 anos de produção acumulada de petróleo, a produção do setor poderia ampliar entre 85,8% e 171,6% a depender do cenário considerado. De acordo com a MIP de 2021, entre os 51 setores analisados, a fabricação de aço e derivados tem a segunda maior demanda do segmento de P&G. O aço está presente em boa parte da cadeia petrolífera, seja na fabricação de tubos para extração de petróleo e gás, na construção de plataformas de perfuração e produção, de navios-tanque e de apoio, seja no uso para os sistemas de dutos de transporte. O uso desse aço

é impulsionado pela política de conteúdo local, que torna o setor um dos principais consumidores de aço doméstico.

O setor de “Transporte, armazenagem e correio” também usufruiria de um aumento significativo da produção que, ao considerar o cenário em 20 anos, poderia ampliar seu produto total em 40,5% no “cenário 50%” e em 81,1% no “cenário 100%”. Como já discutido, o setor de transportes é acionado em diversos momentos da cadeia de suprimentos de petróleo, sendo imprescindível para seu funcionamento. Por essa razão, estudos que utilizam a MIP, como Kerschner e Hubacek (2009), costumam indicar efeitos expressivos para os transportes frente a aplicações no setor de óleo e gás.

7. Conclusão

O presente estudo analisou os impactos econômicos da exploração de petróleo na Margem Equatorial, utilizando a metodologia de matriz insumo-produto (MIP). Foram simulados dois cenários principais: o primeiro estimou os efeitos dos investimentos previstos no plano de negócios da Petrobras (2025-2029), a partir da Matriz de Absorção de Investimentos (MAI); o segundo projetou o impacto da produção acumulada de petróleo ao longo de 10, 15 e 20 anos, com base em diferentes níveis de participação da Margem Equatorial na produção nacional.

Os resultados indicaram impactos econômicos expressivos em todos os cenários simulados, com destaque para o aumento do PIB, das importações, da arrecadação tributária e do emprego. Em cenários de alta produção, os efeitos sobre as variáveis macroeconômicas foram muito significativos, chegando a apontar potenciais de duplicação de indicadores como o PIB e os impostos, com forte impacto em setores industriais ligados à cadeia de suprimentos de petróleo e gás.

Apesar de não ter sido objeto de estudo deste trabalho, sabe-se que esses efeitos sobre as variáveis macroeconômicas serão mais intensos nos estados e nas regiões produtoras que, ao contar com uma base produtiva menor, vão observar crescimentos vultosos. Como exercício de comparação, a Guiana, país de pequeno porte econômico, após cinco anos do início da produção na Margem Equatorial, viu seu PIB mais que triplicar. O estudo, no entanto, faz questão de ressaltar que é comum observar que os benefícios econômicos e o alto volume de receitas geradas pelas atividades petrolíferas não se convertem em desenvolvimento econômico de longo prazo quando comparados a outros setores.

O petróleo é um recurso finito, cuja exploração ocorre dentro de um horizonte de tempo limitado. Perante o exposto, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL) (2013) mostra que as elevadas rendas geradas pelo petróleo, especialmente nos momentos de *boom* do mercado internacional, deveriam ser utilizadas como um instrumento estratégico para impulsionar a transformação estrutural das economias locais e regionais, garantindo, assim, um crescimento econômico susten-

tável no longo prazo. Para isso, torna-se fundamental um planejamento adequado, que vise direcionar esses recursos para investimentos em infraestrutura social, diversificação produtiva e melhoria da qualidade de vida da população.

Além disso, diante do quadro mundial de mudanças climáticas e da vinculação da produção de petróleo como um dos principais antagonistas a esse processo, é essencial que parte dessas receitas seja alocada em projetos que promovam a transição energética, incentivando o desenvolvimento de fontes renováveis, de eficiência energética e de tecnologias de baixo carbono. Dessa forma, os países produtores podem minimizar a dependência do petróleo, reduzir os impactos ambientais e garantir um modelo econômico mais resiliente e sustentável a longo prazo.

O estudo reconhece limitações, como a rigidez dos coeficientes técnicos do modelo MIP, que não captam mudanças tecnológicas, variações de produtividade e nem mecanismos de ajuste de preços ao longo do tempo. Trata-se de um modelo estático, que impõe restrições à análise de cenários dinâmicos e de longo prazo. Nesse sentido, pesquisas futuras podem se beneficiar da utilização de modelos de Equilíbrio Geral Computável (EGC), capazes de incorporar preços endógenos, tecnologia e políticas governamentais, oferecendo maior adequação às projeções de longo prazo.

Além disso, a ausência de reservas provadas na Margem Equatorial impõe incertezas significativas às projeções. Portanto, à medida que dados mais precisos sobre reservas e fluxos produtivos regionais se tornem disponíveis, recomenda-se o emprego de matrizes inter-regionais, que podem aumentar a robustez das estimativas e permitir uma avaliação espacial mais detalhada dos efeitos econômicos. Por fim, destaca-se a importância de aprofundar os estudos futuros, incorporando dados mais precisos sobre reservas e expandindo a análise para incluir aspectos ambientais, como emissões de GEE, conforme proposto por Bucher et al. (2024), ampliando a base de evidências para o planejamento da exploração responsável na Margem Equatorial.

Referências

- ActionAid (2023). Fragilidades e riscos do licenciamento ambiental de atividades de exploração de petróleo e gás na Foz do Amazonas. <https://oeco.org.br/wp-content/uploads/2023/04/Final-Oficio-e-Nota-Tecnica-Foz-do-Amazonas-1.pdf>.
- ANP (2024a). Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2024.
- ANP (2024b). Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2025. Anuário referente a 2025, publicado em 2024.
- ANP (2024c). Relatório anual de exploração 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/fase-de-exploracao-relatorio-anual-exploracao-2023.pdf>.

- ANP (2025a). Concessão de blocos exploratórios. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios>.
- ANP (2025b). Painel dinâmico da fase de exploração. Disponível em: <https://encr.pw/8aPFm> [acesso em 2025].
- ANP (2025c). Painel dinâmico de investimentos de conteúdo local. Disponível em: <https://encr.pw/nxj3> [acesso em 2025].
- ANP (2025d). Painel dinâmico previsão de atividades e investimentos da fase de exploração. Disponível em: <https://11nq.com/cD1Gy> [acesso em 2025].
- Barbosa, P. I. d. C., Ribeiro, M. D. B., Araújo, R. B., Henriques, R. M., e Costa, A. O. d. (2020). Impactos socioeconômicos dos cenários de oferta e demanda do ciclo Otto via Matriz Insumo-Produto. In: *RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE 2020*, Rio de Janeiro. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Anais [...].
- Barros Filho, A. K. D., Carmona, R. G., e Zalán, P. V. (2021). Nota técnica sobre a margem equatorial brasileira. Nota técnica.
- Brasil (1997). Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.
- Brasil (2010). Lei nº 12.351, de 24 de dezembro de 2010.
- Bucher, I. P., Santos, B. N. M., e Sessa, C. B. (2024). Impactos econômicos e ambientais dos novos projetos petrolíferos no Espírito Santo: Uma abordagem matriz insumo-produto. *Associação Brasileira de Estudos Regionais*.
- Caselli, B. C. (2012). Redesenho institucional e arranjos contratuais: Uma análise da regulação e da indústria de petróleo e gás natural no upstream brasileiro. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- CECEG (2025). Matriz Insumo-Produto do Brasil de 2021.
- Clark, J. (2023). Margem equatorial: perfurar ou não perfurar, eis a questão. *Brasil Energia*. Disponível em: <https://brasilenergia.com.br/petroleoegas/margem-equatorial-perfurar-ou-nao-perfurar-eis-a-questao>.
- Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL) (2013). Recursos naturais na União das Nações Sul-americanas (UNASUL): Situação e tendências para uma agenda de desenvolvimento regional.
- Cordeiro, R. T., Neves, B. M., Rosa-Filho, J. S., e Pérez, C. D. (2015). Mesophotic coral ecosystems occur offshore and north of the Amazon River. *Bulletin of Marine Science*, 91(3):491–510. <https://doi.org/10.5343/bms.2015.1025>.

- Da Cruz, C. A., Ribeiro, H. J. S., e da Silva, E. B. (2021). Exploratory plays of the Foz do Amazonas Basin, NW portion, in deep and ultra-deep waters, Brazilian Equatorial Margin. *Journal of South American Earth Sciences*, 111:103475.
- Da Silva, E. B., Ribeiro, H. J. S., e de Souza, E. S. (2021). Exploration plays of the Potiguar Basin in deep and ultra-deep water, Brazilian Equatorial Margin. *Journal of South American Earth Sciences*.
- Dias, J. L. M. e Quaglino, M. A. (1993). *A questão do petróleo no Brasil: Uma história da Petrobrás*.
- Do Rio, G. P. (2023). Margem Equatorial Brasileira: desafios postos sobre a mesa.
- Dos Anjos, S. C. (2024). Margem Equatorial: uma fronteira exploratória. *Revista A Lanterna*, 2(1):50.
- EPE (2024a). Caderno de previsão da produção – PDE 2034.
- EPE (2024b). Estimativa volumétrica da Bacia da Foz do Amazonas – Play Limoeiro.
- EPE (2024c). Relevância do setor de petróleo e gás natural para a transição energética: Impactos fiscais, sociais e na balança comercial da interrupção de investimentos no E&P.
- ExxonMobil (2025). Guyana project overview: Discoveries in the Stabroek Block. Disponível em: <https://corporate.exxonmobil.com/locations/guyana/guyana-project-overview#DiscoveriesintheStabroekBlock>.
- Farfan, O. H. (2005). Understanding and escaping commodity-dependency: A global value chain perspective. *World Bank*.
- Freitas, F. (2009). *Matriz de absorção de investimento e análise de impactos econômicos*.
- Gonçalves, C. V. M. B. e Leuzinger, M. D. (2024). Licenciamento ambiental no Bloco FZA-M-59. In: *XIII Encontro Internacional do CONPEDI Uruguai – Montevideu*. <https://www.conpedi.org.br>.
- Hartwick, J. (1976). Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources. *American Economic Review*, 67(5):972–974.
- Heo, J.-Y., Yoo, S.-H., e Kwak, S.-J. (2010). The role of the oil industry in the Korean national economy: An input-output analysis. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 5(4):327–336.
- Hirschman, A. O. (1958). *The Strategy of Economic Development*. Yale University Press, New Haven.

- IBAMA (2023). Parecer técnico nº 128/2023-coexp/cgmac/dilic. Texto para discussão, IBAMA. Disponível em: https://sei.ibama.gov.br/sei/controlador.php?acao=documento_imprimir_web&acao_origem=arvore_visualizar&id_documento=17163107&infra_sistema=100.
- IBP (2024). Panorama geral do setor de petróleo e gás: Uma agenda para o futuro.
- IEA (2024). World energy outlook 2024.
- Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) (2023). Plano de redução de impactos das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural sobre a biodiversidade marinha e costeira (PRIM-PGMar). Texto para discussão, ICMBio.
- Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) (2010). Petróleo: da crise aos carros flex. *Revista Desafios do Desenvolvimento*, 7(59):66–74.
- International Energy Agency (IEA) (2020). The oil and gas industry in energy transitions.
- Kerschner, C. e Hubacek, K. (2009). Assessing the suitability of Input-Output analysis for enhancing our understanding of potential effects of Peak-Oil. *Energy*, 34(10):1662–1668. [Energy (2008) 34: 284–290].
- Kupfer, D., Haguenaer, L., Young, C. E. F., e Dantas, A. T. (2000). *Impacto econômico da expansão da indústria do petróleo*. Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE-UFRJ), INFOPETRO, Rio de Janeiro.
- Milani, E. J., Brandão, J. A. S. L., Zalán, P. V., e Gamboa, L. A. (2000). Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Revista Brasileira de Geofísica*, 18:352–396.
- Miller, R. E. e Blair, P. D. (2009). *Input-output analysis: Foundations and extensions*. Cambridge University Press, 2 edition.
- MME e Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2020). Plano nacional de energia 2050.
- Moreira, T. d. M., Ribeiro, L. C. d. S., e Alvarenga, S. M. (2024). Impactos socioeconômicos de um desabastecimento de diesel na economia brasileira: uma análise de insumo-produto. *Nova Economia*, 34(1):e8215.
- Mortari, V. S. (2019). Evidências empíricas da importância da indústria brasileira de refino de petróleo. Dissertação (mestrado em economia), Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia. 144 f.
- Mortari, V. S. e Ribeiro, C. G. (2018). Um estudo sobre a importância do setor brasileiro de refino a partir da análise insumo-produto. In: *Anais do Encontro Nacional de Economia Industrial e da Tecnologia*.

- Moura, R., Amado-Filho, G. M., Moraes, F. C., Brasileiro, P. S., Salomon, P. S., Mahiques, M. M., e Thompson, F. L. (2016). An extensive reef system at the Amazon River mouth. *Science Advances*, 2(4).
- Najberg, S. e Ikeda, M. (2001). Setores intensivos em mão-de-obra: Uma atualização do modelo de geração de emprego do BNDES. <http://federativo.bndes.gov.br>.
- Nunes, F. (2024). E se Margem Equatorial não sair? *Brasil Energia*. Disponível em: <https://brasilenergia.com.br/brasilenergia/especial-novas-fronteiras/e-se-margem-equatorial-nao-sair>.
- Oil, T. (2023). Jubilee field producing over 100,000 bopd. Disponível em: <https://www.tulloil.com/media/press-releases/jubilee-field-producing-over-100000-bopd/>.
- Oilprice (2024). Exxon Looks to Tap Guyana's Gas Riches.
- Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) (2025). World oil outlook 2050. Disponível em: <https://www.opec.org>.
- Organização das Nações Unidas (ONU) (2024). Objetivo do desenvolvimento sustentável 7. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs/7>.
- Pamplona, J. B. e Cacciamali, M. C. (2017). O paradoxo da abundância: recursos naturais e desenvolvimento na América Latina. *Estudos Avançados*, 31(89):77–96.
- Pellegrini, B. S., Ribeiro, H., e Jorge, P. S. (2018). Exploratory plays of pará-maranhão and barreirinhas basins in deep and ultra-deep waters, brazilian equatorial margin. *Brazilian Journal of Geology*, 48(3):485–502.
- Pereira, M. Z., Luz, L. N., e Pereira, G. N. (2021). O setor petrolífero do estado do Rio de Janeiro: uma análise insumo-produto. *Estudo & Debate*, 28(4):86–114.
- Petersohn, E. (2013). As áreas em oferta na Décima Primeira Rodada de licitações. *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)*.
- Petrobras (2024). Plano de negócios Petrobras 2025-2029.
- Pinto Jr., H. Q., Almeida, E., Bomtempo, J., Iooty, M., e Bicalho, R. (2016). *Economia da energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Elsevier, 2 edition.
- Postali, F. A. S. e Nishijima, M. (2011). Distribuição das rendas do petróleo e indicadores de desenvolvimento municipal no Brasil nos anos 2000. *Estudos Econômicos*, 41(2):463–485.
- Reis, A. C., Rocha, P. D. M., Ferreira, L. E. A., Correia, J. S. S., Alves, R. L., e Viana, M. (2005). Avaliação dos impactos dos royalties no desenvolvimento dos municípios arrecadadores da Bacia do Recôncavo. In: *Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás.

- Rodrigues, N. e Ferraro, M. C. (2017). A crise na indústria petrolífera brasileira e seus impactos nos indicadores macroeconômicos.
- Sessa, C. B. (2019). *Comércio Exterior, Guerra Fiscal e Dinâmica Regional Assimétrica no Brasil e no Espírito Santo*. Tese de doutorado em economia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- Sessa, C. B. (2024). Impactos econômicos e repercussões regionais dos grandes investimentos no Espírito Santo (2019-2024).
- Staatsolie (2025). Our history. Disponível em: <https://www.staatsolie.com/en/about-us/history/>.
- Vasconcellos, R. V. A. (2013). Bacia da Foz do Amazonas. *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)*.
- World Bank (2009). Global economic prospects: Commodities at the crossroads. Disponível em: https://anebrasil.org.br/wp-content/uploads/2024/04/Lanterna_Vo12_N1_2024.pdf.
- Zalán, P. V. (2024). Porque devemos explorar petróleo na Margem Equatorial Brasileira. *Revista A Lanterna*, 2(1).
- Zalán, P. V., Barros Filho, A. K. D., e Juncken, R. (2023). Nota técnica sobre a Margem Equatorial Brasileira: Bacia de Barreirinhas, mais uma joia petrolífera do Maranhão. Texto para discussão.
- Zalán, P. V., Hodgson, N., e Saunders, M. (2019). Foz do Amazonas and Pará-Maranhão Basins ready to replicate Guyana success. In: *2019 AAPG Annual Convention and Exhibition*.