

Questões-Chave e Alternativas Estratégicas para Descarbonização do Portfólio de Investimentos da Petrobras

Autores

Carlos Eduardo F. Young
Helder Queiroz Pinto Jr

IE/UFRJ

Julho de 2025

Questões-Chave e Alternativas Estratégicas para Descarbonização do Portfólio de Investimentos da Petrobras

Autores

Carlos Eduardo F. Young
Helder Queiroz Pinto Jr

IE/UFRJ

Julho de 2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Câmara Brasileira do Livro, SP, Brasil)

Young, Carlos Eduardo F.

Questões-chave e alternativas estratégicas para
descarbonização do portfólio de investimentos da
Petrobras / Carlos Eduardo F. Young, Helder Queiroz
Pinto Junior. -- 1. ed. -- Rio de Janeiro, RJ :
Laboratório do Observatório do Clima (LABOC), 2025.

Bibliografia

ISBN 978-65-987655-2-1

1. Clima - Mudanças 2. Energia - Armazenamento
3. Energia - Conservação 4. Petrobras 5. PETROBRAS -
História 6. Petróleo - Indústria e comércio
7. Portfólios I. Jr, Helder Queiroz Pinto.
II. Título.

25-297914.0

CDD-338.27282

Índices para catálogo sistemático:

1. PETROBRAS : História 338.27282

Maria Alice Ferreira - Bibliotecária - CRB-8/7964

Introdução	5
1. Geopolítica: impactos no preço do petróleo e mudanças climáticas	9
1.1 Geopolítica: Impactos dos Preços do Petróleo	9
1.2 Geopolítica: Mudanças Climáticas	14
2. Alinhamento às Diretrizes Governamentais: políticas públicas/regulação, sustentabilidade e comprometimento sócio-ambiental	22
3. Inovação e Tecnologia	26
4. Dimensão Microeconômica	29
5. Dimensão Macroeconômica e Regional	35
5.1 Dependência das exportações	35
5.2 Geração de empregos diretos e indiretos	38
5.3 Descontinuação e vazamento do efeito multiplicador	40
5.4 Distribuição dos royalties	42
5.5 Renda para ações de mitigação, adaptação, conservação e inovação para a transição	47
6. Diversificação do Portfólio e Novos Vetores Estratégicos	49
Conclusão	53
Anexo 1 – Pilares de Avaliação e Fatores- Desafios de Longo prazo Chave Para a Indústria do Petróleo e Trajetória da Petrobras	56
Referências Bibliográficas	58

Questões-Chave e Alternativas Estratégicas para Descarbonização do Portfólio de Investimentos da Petrobras

Carlos Eduardo F. Young
Helder Queiroz Pinto Jr.¹

Introdução

O setor de energia e, em particular, a indústria de petróleo e gás natural, está em franco processo de transformação. A fundamental necessidade de conciliação dos objetivos de segurança energética e de redução de emissões de gases de efeito estufa constitui o ponto focal dos debates atuais sobre política energética. O processo de transformação em curso do setor de energia, sintetizado e difundido na expressão “transição energética”, tem permitido a ampliação do leque de inovações tecnológicas de processos, de equipamentos e de novos combustíveis.

A crise climática tem pautado a revisão das estratégias empresariais, as escolhas dos consumidores e o papel do Estado no que concerne a evolução das indústrias de energia. O Estado, através de políticas públicas e regulação, terá um papel central a cumprir na reorientação das diretrizes setoriais de longo prazo e na construção de regimes de incentivos para que investimentos privados e públicos possam ser realizados na busca de êxito na passagem para uma economia de baixo carbono.

Este tema é crucial em matéria de oportunidades de desenvolvimento econômico. Cabe mencionar, em particular, que a indústria brasileira de petróleo tem se tornado cada vez mais relevante para a economia brasileira. É inequívoco o protagonismo da Petrobras nesse processo ao longo das últimas décadas, pois a empresa liderou a evolução setorial permitindo que o país reduzisse a dependência das importações de,^[CY] alcançasse a autossuficiência e se tornasse um destacado

¹ Professores Titulares do Instituto de Economia (IE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e do Programa de Políticas Públicas Estratégicas e Desenvolvimento (PPED)/IE/UFRJ. Professor Carlos Eduardo Young é pesquisador e Coordenador do GEMA (Grupo de Economia do Meio Ambiente) /IE/UFRJ. Professor Helder Queiroz é pesquisador do GEE (Grupo de Economia da Energia) /IE/UFRJ. Os autores agradecem aos assistentes de pesquisa Bárbara Scorza (GEE) e Tomás Prata (GEMA) pelo apoio no tratamento dos dados e informações.

exportador de petróleo no mercado internacional. Ao longo do tempo, a empresa foi capaz de desenvolver e organizar competências que se constituíram a base de suas vantagens competitivas nos mercados nacional e internacional de petróleo e derivados. No caso da Petrobras, especificamente, é ainda importante valorizar e ampliar o caráter de comprometimento da empresa com o desenvolvimento socioeconômico e ambiental do país.

Isto posto, cabe destacar que não é mais possível o planeta continuar emitindo gases de efeito estufa (GEE) de forma descontrolada. Para evitar um colapso planetário em algumas décadas, é fundamental reduzir as emissões até atingir o patamar de emissões líquidas zero. Para isso, deverá haver uma drástica redução do consumo de combustíveis fósseis e outras formas de emissão de GEE, como o desmatamento. Diversos acordos internacionais e políticas nacionais de redução de emissões de GEE já estão estabelecidos, e sua incidência deverá ser maior e mais rigorosa na medida em que a concentração de GEE continuar a se expandir.

A Petrobras, bem como todas as empresas de petróleo e gás natural, face aos imperativos advindos da crise climática, necessita adequar suas estratégias empresariais, especialmente no que concerne os projetos e posicionamentos de longo prazo

A partir de cenários como, por exemplo, os elaborados pela Agência Internacional de Energia (IEA)², as novas condições de contorno setorial tendem a reduzir a demanda por combustíveis fósseis no curso das próximas três décadas. Essa demanda declinante deverá se refletir em redução da lucratividade e outros desafios para as empresas ligadas à cadeia de extração, processamento e consumo de combustíveis fósseis, bem como outras fontes importantes de emissão, como a queima de floresta e uso de processos intensivos em GEE, como pecuária e transportes.

Desse modo, todas as empresas petrolíferas têm procurado, ainda de forma incipiente e oscilante, implementar estratégias de diversificação do core business, buscando a passagem da condição de “empresa de petróleo” para “empresa de energia”, com aumento significativo de fontes renováveis. Também se espera maior engajamento na promoção de soluções de conservação, mitigação e adaptação às mudanças climáticas que estão além do setor energético.

Este novo contexto requer igualmente a redefinição de diretrizes dos instrumentos de regulação e das políticas públicas setoriais (energia, meio ambiente, industrial, tecnológica, etc.). Isso se constitui numa condição necessária para possibilitar o correto aproveitamento econômico gerado pelas receitas de exportação e

² Ver por exemplo o último World Energy Outlook (IEA, 2024).

participações governamentais para fins de desenvolvimento econômico e socio-ambiental, tanto no plano federal, quanto nos planos estaduais e municipais.

À luz dessas considerações iniciais, este trabalho busca identificar o norte, as condições e as etapas de adequação do papel da Petrobras para permitir a maximização do bem-estar social a longo prazo no contexto de transformação e transição energética. Para tal partimos de alguns pontos básicos de consenso, a saber:

- i. como ponto de partida para revisão e adequação de estratégias empresariais na indústria brasileira de petróleo e gás natural, é indispensável a definição de diretrizes de longo prazo, ancoradas numa política de Estado crível e comprometida com a questão climática;
- ii. no caso da Petrobras, a empresa deve permanecer pública e comprometida com as políticas públicas de desenvolvimento do país;
- iii. o valor da empresa não deve decair e é importante também garantir a sustentabilidade financeira da Petrobras. Ou seja: é importante, no plano empresarial, sugerir rumos alternativos do investimento e produção futura, inclusive como proteção ao risco de depreciação de ativos ligados aos combustíveis fósseis em função de sua inevitável redução ao longo do tempo. A saída parcial de combustíveis fósseis deve ser substituída por outras atividades, que também devem ter rentabilidade. Neste diapasão, as atividades e investimentos em refino, por exemplo, devem ser concentradas na descarbonização e ampliação da eficiência energética das operações;
- iv. manutenção da excelência operacional e tecnológica, com liderança na produção nacional;
- v. a empresa tem que fazer a transição energética como fundamento de seu planejamento e operação: a saída para o futuro envolve, como dito antes, uma alteração no perfil de atividades. Essa transição deve ser gradual, mas efetiva, privilegiando objetivamente a descarbonização das suas atividades, a diversificação progressiva do core business e intensificação de esforços de PD&I em novos combustíveis. Além disso, dado o protagonismo empresarial conquistado na indústria de etanol e biodiesel, a empresa pode potencializar, nessa linha, os referidos esforços no desenvolvimento de SAF (Sustainable Aviation Fuel), hidrogênio, biogás e biometano, além de ampliar investimentos em soluções ainda não maduras, tais como CCS (Carbon Capture and Storage);
- vi. dada a sua importância para a economia nacional, a empresa pode contribuir efetivamente para o controle das mudanças climáticas e para atenuar seus impactos: as ações de conservação, mitigação e adaptação devem ser

concretas e crescentes, respeitadas as condições anteriores, e a Petrobras, como empresa líder e engajada no desenvolvimento brasileiro, pode e deve ser modelo de transição para uma economia de baixo carbono.

Dada a complexidade e as múltiplas variáveis que abarcam o tema, buscamos, de forma esquemática, organizar o texto a partir da definição de seis (6) fatores-chave ou pilares de avaliação da trajetória da setorial e empresarial, apresentadas no quadro 1 abaixo, que condicionam o comportamento estratégico da empresa e, sobretudo, impactam as decisões de investimento de longo prazo.

Quadro 1

Fatores-chave e Pilares de avaliação para a atuação da Petrobras

1. Geopolítica: impactos no preço do petróleo e mudanças climáticas
2. Alinhamento às diretrizes governamentais (políticas Públicas/Regulação)
3. Inovação e Tecnologia
4. Dimensão Microeconômica
5. Dimensão Macroeconômica e Desenvolvimento Regional
6. Diversificação do Portfólio e Novos Vetores Estratégicos

Fonte: Elaboração dos autores

Assim, as seções a seguir estão estruturadas a fim de destacar, sequencialmente, os principais elementos de análise que envolvem esses seis fatores-chave. Cada um deles será examinado com uma abordagem que trata dos aspectos conceituais, estruturais, conjunturais, político-institucionais e empresariais que envolvem a situação corrente e futura da indústria de petróleo e da Petrobras com resposta às questões que emergem das mudanças e urgência climáticas. A última seção sumariza as principais conclusões do estudo.

1. Geopolítica: impactos no preço do petróleo e mudanças climáticas

A dependência da economia mundial com relação aos hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) suscitou, historicamente, uma grande preocupação com a disponibilidade de recursos petrolíferos, amparada em análises que apontavam para cenários de rápido esgotamento.

O “fim” do petróleo num “futuro próximo” foi previsto, pela primeira vez, durante a década de 1880, com a queda da produção de petróleo na Pensilvânia, e novamente durante a década de 1910, com a escassez derivada da elevação da demanda pela expansão dos sistemas de transporte e energia (Pinto Jr et al, 2016)³.

Ao longo de mais de um século, a indústria do petróleo foi marcada pela conjugação de fatores econômicos e geopolíticos que contribuem para explicar a volatilidade e imprevisibilidade do comportamento dos preços internacionais (seção 1.1). A questão geopolítica também está fortemente presente na relação entre a evolução da indústria e dos desafios colocados pela urgência climática (seção 1.2).

1.1 Geopolítica: Impactos dos Preços do Petróleo

Historicamente, o acesso a soluções tecnológicas mais avançadas sempre permitiu ampliar os horizontes de exploração e extração do petróleo e de gás natural em todos os países produtores, influenciando as políticas governamentais e as estratégias de empresas. Em particular, o petróleo e gás não convencionais nos EUA e a área do pré-sal no Brasil cumpriram, nos últimos vinte anos, relevante função na busca de ampliar as fronteiras de exploração e produção de hidrocarbonetos e na diversificação da estrutura de oferta mundial do petróleo. Nos dois casos, os altos preços, em especial durante o período 2008-2014, favoreceram a busca dessas novas oportunidades as quais possuem uma estrutura de custos muito mais elevada do que as jazidas convencionais, sejam elas localizadas em terra ou no mar.

Cabe observar, entretanto, que o comportamento histórico dos preços internacionais aponta que os períodos de estabilidade são raros e constituem a exceção; a volatilidade é a regra desse mercado. Várias flutuações de preços, com altas e quedas expressivas, podem ser aqui lembradas de forma breve e com auxílio dos gráficos 1, 2 e 3.

³ PINTO JUNIOR, H. et al. (org.) (2016) Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Editora Elsevier. 2ª Ed. 2016

Ao final de 2014 foi encerrado o período de preços bastante elevados mencionado anteriormente. No plano geopolítico, após a queda acentuada de preços para abaixo de US\$ 30 por barril, em janeiro de 2016, uma série de tentativas de acordo entre os países da OPEP e produtores Não OPEP, com destaque particular para a Rússia, logrou algum êxito e o retorno a um patamar acima de US\$ 65 por barril.

Porém, a teoria econômica mostra que acordos entre produtores são de difícil manutenção por prazos longos. Uma nova tentativa de acordo foi buscada, no início de março de 2020, quando o início da pandemia do Coronavírus começou a suscitar preocupações com os níveis de preços decorrente da redução do crescimento econômico mundial e, em particular, com a redução da demanda e das importações de petróleo da China.

O agravamento e extensão da pandemia levaram à busca de um novo e, agora fracassado, acordo entre OPEP, liderada pela Arábia Saudita, e a Rússia, principal produtor Não OPEP. O fracasso das negociações foi seguido de uma guerra de preços, iniciada pelos árabes e grandes disputas por market share.

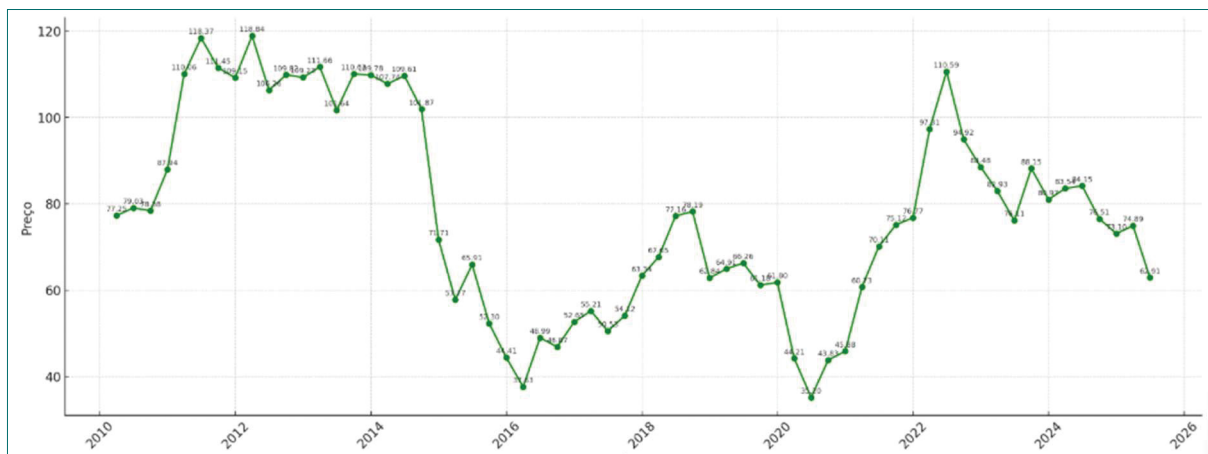
Sob tais circunstâncias, ficou ainda mais evidenciado o traço estrutural do mercado de petróleo nos dias de hoje: excesso e diversificação da oferta e tendência de redução da demanda. Cabe recordar, no entanto, que a história do petróleo permanece sendo tributária do jogo entre os fundamentos técnicos, geológicos, econômicos e geopolíticos. A resultante desse jogo sempre contribui para explicar as flutuações de preços.

Cabe notar que o patamar atual de preços permite a todas as empresas continuar a produzir, independentemente dos níveis das respectivas estruturas de custos, (gráfico 1). Quando se observa o comportamento dos preços reais deflacionados (gráficos 2 e 3), nota-se o efeito da expansão e diversificação da oferta, posto que, a médio e longo prazo, os preços tendem a ser declinantes.

É muito difícil prever a evolução futura, mas é claro que, nas condições de contorno presentes e as fontes de incerteza derivadas da nova administração do governo Trump, nos EUA, contribuem para explicar a queda recente dos preços (gráfico 3).

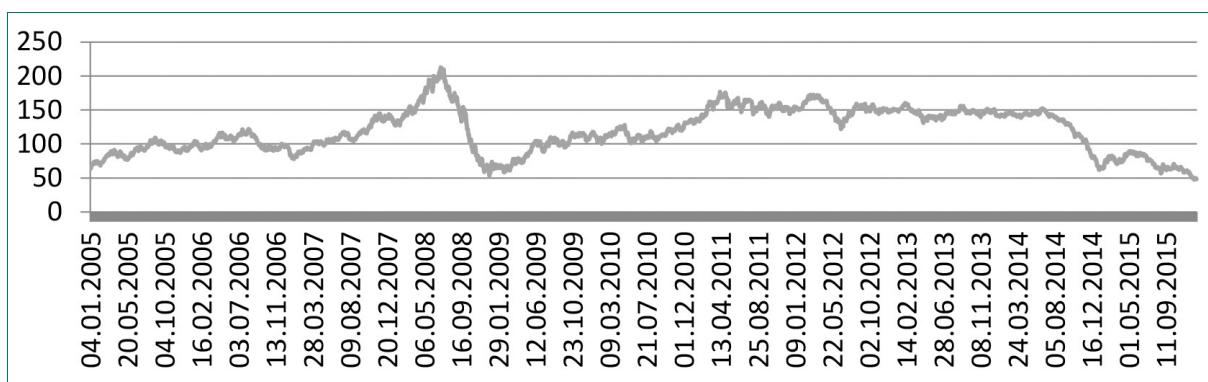
Não obstante o elevadíssimo grau de incerteza, as lições de situações semelhantes são úteis de serem lembradas. As quedas acentuadas de preços do petróleo, em geral, produzem os seguintes efeitos fortemente interdependentes: i) revisão dos planos estratégicos das companhias petrolíferas; ii) medidas gerais de redução de custos operacionais (opex); iii) forte redução do capex e, sobretudo, dos investimentos nas atividades de maior risco como upstream; iv) ondas de fusões e aquisições (como por exemplo, após a queda de 2014, a compra da BG pela Shell).

Gráfico 1. Evolução do Preço Internacional do Petróleo Tipo Brent (US\$/barril), 2010-2025



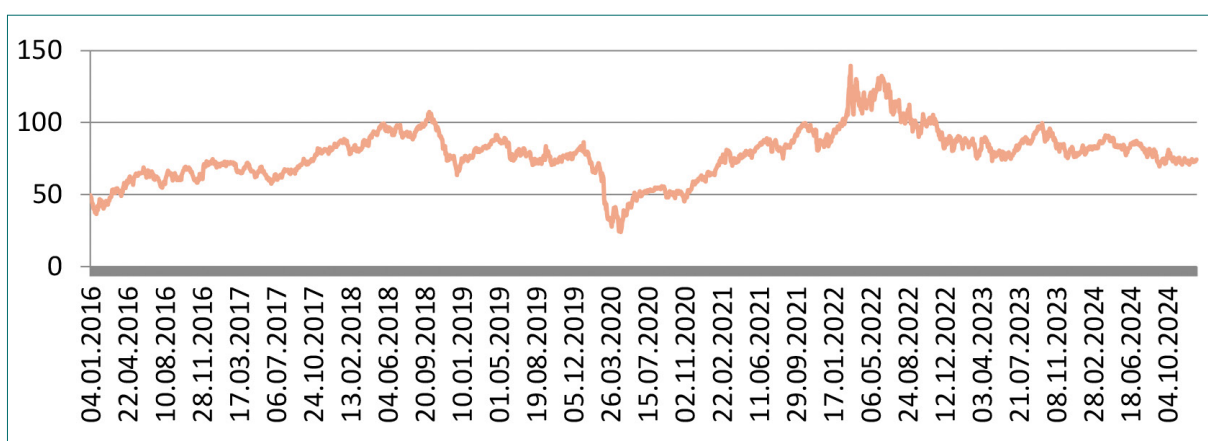
Fonte: Investing.com (2025)

Gráfico 2. Valor Real do Brent USD 2005-2015 preços constantes 2024



Fonte: Investing.com (2025)

Gráfico 3. Valor Real Brent USD 2016-2024 preços constantes de 2024



Fonte: Investing.com (2025)

Importa destacar que a mudança estrutural dos fluxos internacionais de comércio de petróleo é decorrente, além da redução das importações pelos EUA, da estratégia de segurança energética pelos países asiáticos. A construção de refinarias de maior complexidade (capazes de processar diferentes tipos de óleo) e a celebração

de contratos de fornecimento de óleo de longo prazo foram fatores fundamentais para aumentar as importações asiáticas de óleos mais pesados como os provenientes da América Latina e África.

Para os produtores e exportadores, a questão crítica diz respeito a qual nível de preços implicaria redução ou mesmo interrupção da produção dos campos de maior custo já em produção. Neste grupo estão incluídas as novas fronteiras de produção de hidrocarbonetos, como os óleos não convencionais (shale e tight oil nos EUA) e a produção *offshore* ultraprofunda, como no pré-sal brasileiro.

Adicionalmente, é fundamental considerar, também no plano internacional, os possíveis impactos de novos instrumentos de política energética visando acelerar a substituição de combustíveis fósseis. Cabe aqui uma breve digressão. Historicamente, o preço do petróleo é considerado como preço diretor da matriz energética. Quando este preço se elevava, ele estimulava investimento nas denominadas *Backstop Technologies*. O conceito de *Backstop Technology*, aplicado às indústrias de energia, indica um limite ao preço de mercado de um recurso exaurível, como se este fosse um preço teto determinado pelo próprio avanço tecnológico; ou, neste caso, uma outra fonte de energia que possa ser utilizada, a um determinado nível de preços, em substituição ao petróleo⁴.

Isto posto, a questão que se apresenta agora, no plano internacional, é crucial para o sucesso das iniciativas a serem implementadas a partir dos compromissos a serem assumidos, por exemplo, na Conferência das Partes da Convenção do Clima (COP 30), em novembro de 2025. Isto porque os preços baixos do petróleo podem desestimular investimentos no desenvolvimento de energias limpas. Evidentemente, mudanças que implicam substituição energética são estruturais e de longo prazo, dada a inelasticidade-preço de curto prazo da demanda. Porém, se uma parcela significativa dos compromissos a serem assumidos vier efetivamente a ser honrada, pode ser que a condição do petróleo de determinar o chamado preço diretor da matriz energética mundial possa estar em vias de ser alterada ou, pelo menos, ter sua importância reduzida.

A análise destes aspectos não permite, no entanto, avançar nenhuma conclusão no que diz respeito ao comportamento futuro dos preços. Os patamares atuais de

⁴ Tal fenômeno explicaria, por exemplo, os investimentos em fontes alternativas e eficiência energética logo após os choques de petróleo dos anos 1970; e explicaria igualmente a redução destes investimentos após o contra-choque de preços de 1986 (Pinto Jr. et al, 2016).

preço (entre US\$ 60 e 65 por barril) não excluem do mercado nenhum produtor marginal, o que reforça o argumento de que as disputas comerciais para conquista ou manutenção de fatias de mercado serão cada vez mais acirradas. Em contrapartida, por se tratar de recurso esgotável, é natural que jazidas em operação entrem em declínio de produção, o que exigirá em algum momento um novo ciclo de investimentos visando a reposição das reservas e da produção.

Além disso, às fontes de incerteza, típicas de processos de transição e de inovação tecnológica, foram somadas, portanto, as novas condições geopolíticas críticas de garantia de abastecimento, em termos físicos, ambientais e econômicos. Especialmente visto a partir de uma ótica europeia, persiste um contexto de tensões não superadas ou mesmo intensificadas. Nesse sentido, é pertinente o questionamento feito no WEO 2024⁵ sobre as implicações de uma situação que é caracterizada por uma geopolítica fraturada (*fractured geopolitics*). Evidentemente essa é uma fonte de incerteza de elevado grau que marca transversalmente todo o World Energy Outlook (WEO) 2024, dados os impactos da guerra entre Rússia e Ucrânia, com fortes impactos sobre os mercados nacionais e global de gás natural, bem como os desdobramentos dos contínuos conflitos no Oriente Médio.

Isto posto, cabe observar que as mudanças estruturais nas matrizes energéticas nacionais serão, por um bom tempo, orientadas por um conjunto de abordagens políticas e práticas industriais que visam reduzir drasticamente as emissões de CO₂ ligadas à produção e consumo de energia, bem como aumentar a 'eficiência energética', num contexto marcado por incerteza e complexidade; tanto no que concerne a evolução das tecnologias que contribuem para um regime de baixo carbono, quanto no plano geopolítico.

A indústria brasileira do petróleo, e sobretudo a Petrobras, são igualmente influenciadas por essas condições de contorno econômicas e geopolíticas. Dada a condição de produtor cada vez mais relevante e exportador líquido no mercado internacional, o Brasil certamente sofrerá efeitos macroeconômicos derivados da atual situação do mercado internacional do petróleo, caso venha a se configurar uma tendência de baixa nos preços internacionais. Como será visto adiante, tal circunstância poderá gerar impactos e redução em três importantes variáveis:

- i. valor das exportações;
- ii. arrecadação de royalties e demais participações governamentais e
- iii. nível de investimentos.

⁵ International Energy Agency, World Energy Outlook, 2024.

1.2 Geopolítica: Mudanças Climáticas

A aceleração do crescimento da concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera ao longo das últimas décadas é um fenômeno amplamente documentado pela produção científica. O VI Relatório de Avaliação (AR6) do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2021) apresenta um conjunto significativo de dados estatísticos que comprovam o agravamento do problema e previsão de piora se não forem adotadas em breve medidas significativas de redução das emissões de GEE.

A concentração de dióxido de carbono (CO₂) no período pré-industrial (cerca de 1750) era de aproximadamente 280 ppm (partes por milhão). Em 2021, essa concentração subiu para aproximadamente 414 ppm, ou seja, 1,5 vezes o nível pré-industrial. Esse é o nível mais alto de concentração de CO₂ na atmosfera terrestre em pelo menos 2 milhões de anos. Mais preocupante é a elevada taxa de crescimento dessa concentração, que no período 2011–2020 foi de +2,4 ppm por ano. Isso significa que se essa taxa de incremento for mantida, a concentração de CO₂ na atmosfera chegará ao dobro do nível pré-industrial ainda neste século (tabela 1 e gráfico 4).

A análise do IPCC (2021) mostra que a concentração de outros GEEs também cresceu extraordinariamente. A concentração de metano (CH₄) alcançou em 2021 o valor de 1.876 partes por bilhão (ppb), mais do dobro do nível pré-industrial (722 ppb). Esse é o nível mais alto de concentração de CH₄ em pelo menos 800.000 anos, e continua subindo com uma taxa média de aumento de 7,0 ppb por ano no período 2011–2020). A concentração de óxidos de nitrogênio (N₂O) apresenta situação similar, subindo de 270 ppb no período pré-industrial para 333 ppb em 2021, com taxa média de aumento de 0,85 ppb por ano no período 2011–2020.

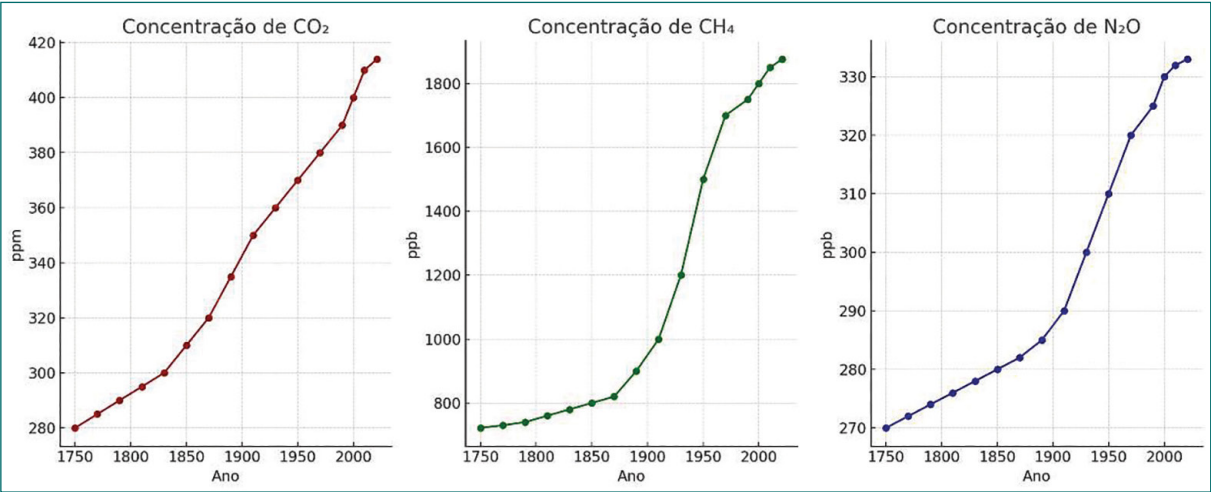
Tabela 1. Concentração de Gases de Efeito Estufa (1750–2021)

Ano	CO ₂ (ppm)	CH ₄ (ppb)	N ₂ O (ppb)
1750	280	722	270
1770	285	730	272
1790	290	740	274
1810	295	760	276
1830	300	780	278
1850	310	800	280
1870	320	820	282
1890	335	900	285
1910	350	1.000	290
1930	360	1.200	300
1950	370	1.500	310
1970	380	1.700	320
1990	390	1.750	325

2000	400	1.800	330
2010	410	1.850	332
2021	414	1.876	333

Fonte: IPCC. (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the IPCC. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>

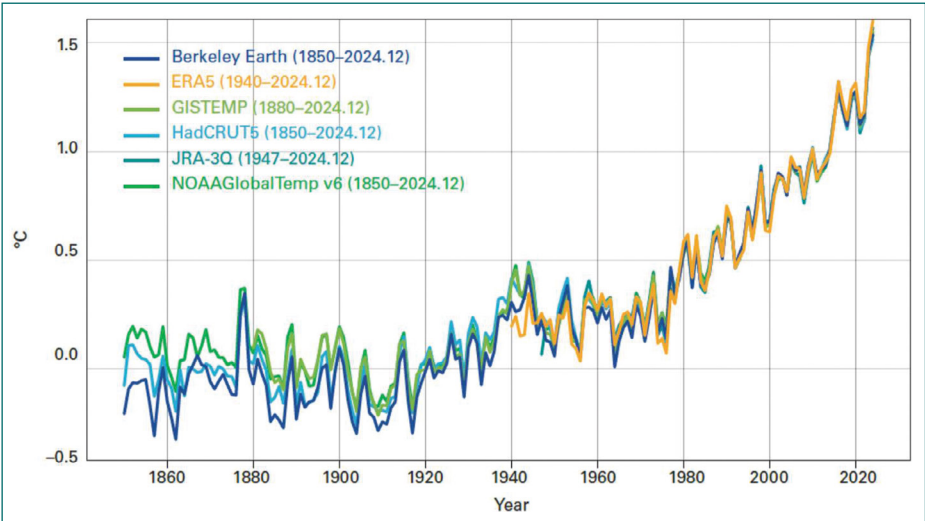
Gráfico 4. Crescimento das Concentrações de GEE na Atmosfera (1750-2021)



Fonte: IPCC (2021)

Dados recentes compilados pela Organização Meteorológica Mundial confirmam a tendência de aumento de concentração de temperatura e da concentração de gases de efeito estufa (WMO, 2025). O Gráfico 5 mostra que a temperatura média do planeta já ultrapassou a barreira de 1,5° C acima da média pré-Revolução Industrial, embora seja possível que isso tenha também influenciado pela anomalia criada pelo El Niño mais recente.

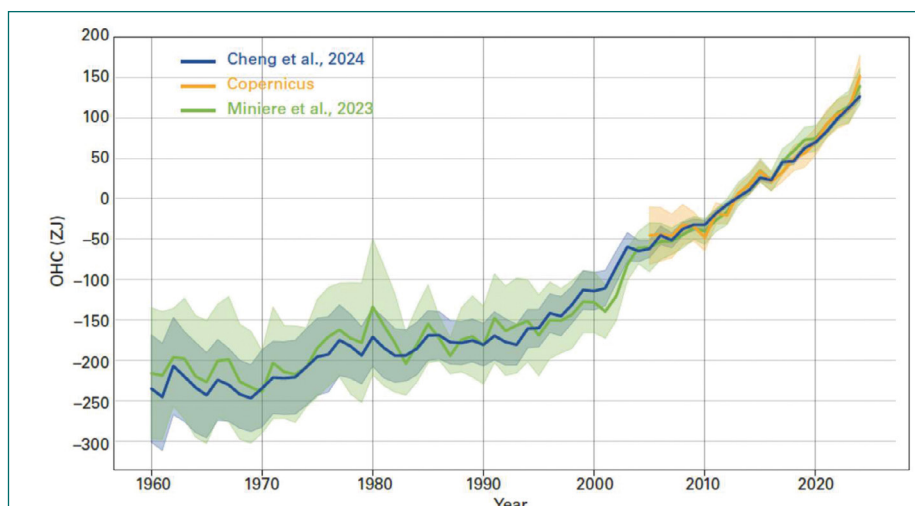
Gráfico 5. Anomalia da temperatura média global em relação ao período pré-industrial (1850– 1900), período 1850 a 2024



Fonte: WMO (2025)

Os dados de elevação de temperatura dos oceanos também apontam na mesma direção: aumento sistemático como consequência da elevação na concentração de GEE (Gráfico 6).

Gráfico 6. Conteúdo do calor oceânico global até 2000 m de profundidade, período 1960-2024



OBS: Em zetajoules (10²¹ J), por ano. A área a sombreado indica o intervalo de incerteza de 2-sigma em cada estimativa
Fonte: WMO (2025)

A maior responsabilidade histórica das emissões globais é oriunda da queima de combustíveis fósseis, em particular carvão, petróleo e gás natural. Segundo Friedlingstein et al. (2023), cerca de 89% das emissões de CO₂ nos últimos 10 anos vêm da queima de combustíveis fósseis e da indústria. Outras fontes importantes são o desmatamento e mudanças no uso do solo, que é a maior contribuição brasileira de emissão de GEE, agricultura (especialmente para CH₄ e N₂O), que é a segunda maior fonte no Brasil, processos industriais e emissões oriundas de resíduos.

Os dados para o período mais recente mostram que, ao contrário do aconselhado pelos especialistas em clima, as emissões de GEE continuaram crescendo. Em 2022, as emissões de combustíveis fósseis alcançaram aproximadamente 36,8 GtCO₂, maior nível registrado em um ano (Friedlingstein et al., 2023).

A relevância do problema é evidenciada pelos dados que mostram o aumento da temperatura média do planeta e da frequência de eventos climáticos extremos, com impactos socioeconômicos cada vez mais custosos. Por isso, o tema das mudanças climáticas tem assumido importância crescente. No campo da Ciência, percebe-se uma aceleração contínua no volume da produção acadêmica e técnica em assuntos correlatos à questão climática. Há, inclusive, maior preocupação com o tema da adaptação, visto a ausência de respostas efetivas para reduzir as emissões de GEE.

É também crescente a participação de movimento da sociedade civil em temas climáticos e, como reflexo, na agenda política. Como consequência, percebe-se um crescimento significativo da importância das convenções internacionais para controle das emissões de GEE. O principal acordo que rege o tema é a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change). A UNFCCC é um tratado internacional adotado em 1992 na Cúpula da Terra, no Rio de Janeiro (Rio-92) cujo objetivo é estabilizar as concentrações de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera em níveis que evitem interferências perigosas no sistema climático.

A regulamentação acerca da implementação da UNFCCC é decidida nas Conferências das Partes (cada um dos países signatários da Convenção), realizadas anualmente. Além de avaliar a evolução das emissões, as COP estabelecem metas, compromissos e regras para os países em relação ao enfrentamento das mudanças climáticas, bem como negociar novas metas e tomar decisões para enfrentar a crise climática (mitigação, adaptação, financiamento, transparência, etc.).

Em algumas COP são estabelecidos ajustes dos compromissos nacionais, como as NDCs do Acordo de Paris, que ocorreu na COP 21, em 2015. A próxima COP (30) será realizada em Belém do Pará, o que aumenta a pressão para que o Brasil lidere na adoção de metas e políticas que efetivamente contribuam para a redução de emissões, bem como para a adaptação aos desafios climáticos.

É importante ressaltar que mesmo que medidas drásticas de redução de emissões fossem adotadas imediatamente, o aumento já acumulado na concentração de GEE na atmosfera trará inexoravelmente impactos consideráveis e aumento em eventos extremos. Minimizar as emissões é fundamental para impedir que esses problemas não alcancem dimensões incontroláveis. Por isso, a meta é tentar estabilizar o aumento da temperatura em 1,5° C acima dos níveis pré-industriais, e não ultrapassar o limite de 2° C de aumento porque as consequências negativas de um aquecimento médio superior são consideradas extremamente perigosas.

O Acordo de Paris, adotado em dezembro de 2015 na COP21 e em vigor desde 2016, é o principal tratado internacional em vigor que rege o combate às mudanças climáticas. Estabelece um marco jurídico global para a ação climática visando manter o aumento da temperatura média global abaixo de 2°C em relação aos níveis pré-industriais, tentando limitá-lo a 1,5°C.

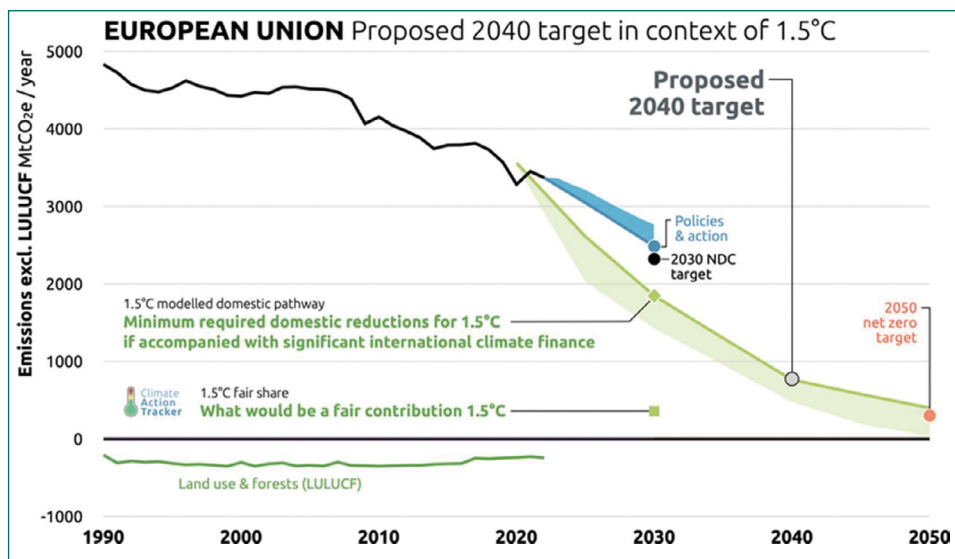
Para isso, cada país deve apresentar suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) com metas próprias de redução de emissões de GEE. As NDCs devem ser atualizadas a cada 5 anos, com maior ambição progressiva, visando alcançar a neutralidade climática (equilíbrio entre emissões e remoções de GEE) na segunda metade do século.

O comprometimento dos países com as metas globais de emissões tem que ser convertido em avanço em legislações regionais, nacionais e subnacionais sobre o assunto. A liderança no tema tem sido a União Europeia (UE), que tem implementado um conjunto abrangente de legislações para restringir o uso de combustíveis fósseis e reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE), visando alcançar a neutralidade climática até 2050 (EU Commission, 2021). Isso inclui a Lei Europeia do Clima (2021), que torna juridicamente vinculativa a meta de neutralidade climática até 2050, com a meta de redução de 55% nas emissões líquidas de GEE até 2030, em comparação com os níveis de 1990. Entre outras medidas, isso inclui igualmente a reforma do Sistema de Comércio de Emissões da UE (EU ETS) para incorporar setores como transporte marítimo e aviação, a imposição de tarifas de carbono sobre importações de produtos de alto carbono, e padrões mais rigorosos de emissões para veículos, sendo estabelecida a proibição da venda de carros novos a combustíveis fósseis a partir de 2035 (FOUQUET, 2025).

A UE também estabeleceu diretivas para expandir o uso de energias renováveis, visando o aumento de sua participação no consumo final de energia, eficiência energética e regulamentações sobre o metano (CH_4) e outros GEE (REUTERS, 2024).

Além de regras já definidas, existe um grande conjunto de legislações previstas ou em discussão. A meta proposta pela EU para 2040 (gráfico 7) é reduzir as emissões globais de GEE para 90% das emissões de 1990, e alcançar a neutralidade plena (emissões líquidas zero) em 2050 (REUTERS, 2025).

Gráfico 7. Metas Europeias para Redução de Emissões – horizonte 2040

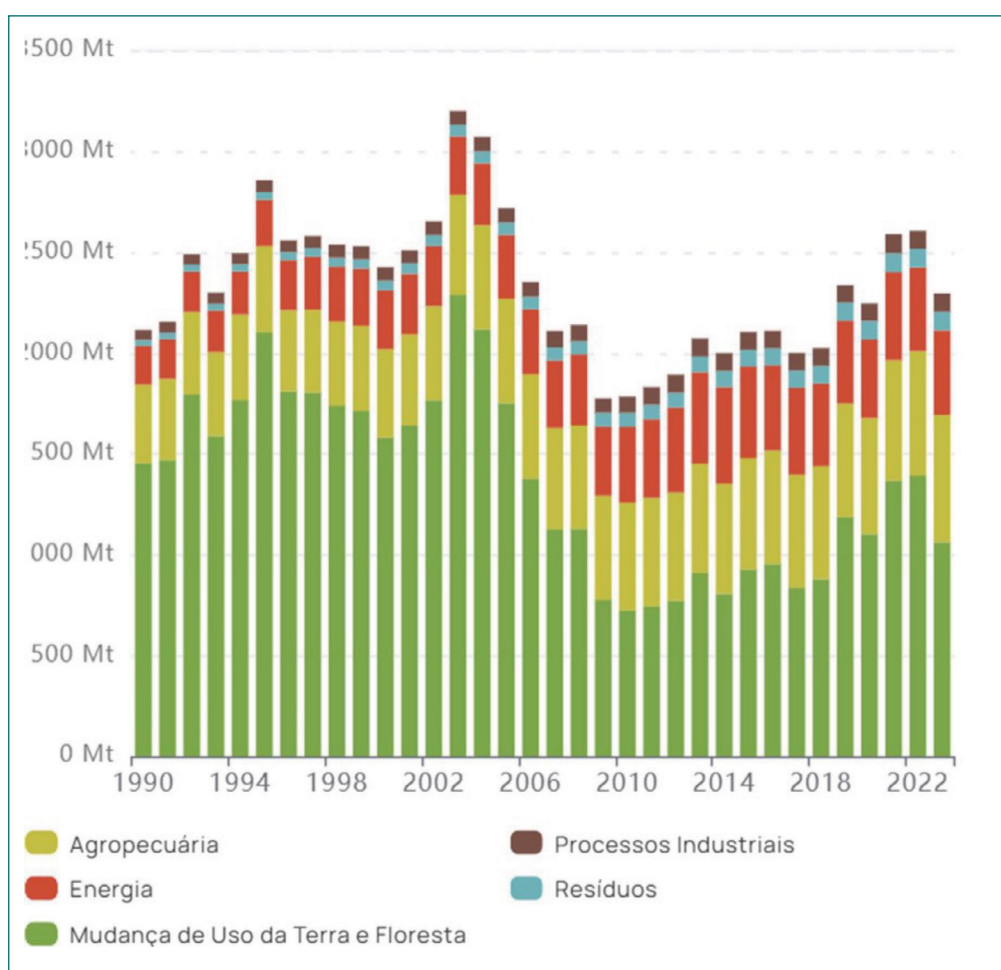


Fonte:

O Congresso Nacional ratificou a adesão ao Acordo de Paris em 12 de setembro de 2016 (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2016). O Brasil apresentou sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) com o compromisso de reduzir, até 2025, 48% das emissões de GEE em relação aos níveis de 2005. Isso corresponde a um teto de aproximadamente 1,34 gigatoneladas de CO₂ equivalente (GtCO₂e). Para 2030, o compromisso é reduzir 53% das emissões de GEE (em relação a 2005), com um teto de aproximadamente 1,21 GtCO₂e. Posteriormente, até 2035, a redução deve ficar entre 59% e 67% das emissões de GEE (em relação a 2005), estabelecendo um teto de emissões entre 0,85 e 1,05 GtCO₂e, e alcançar a neutralidade climática em 2050 (gráfico 8).

A NDC brasileira não detalha metas setoriais específicas. Mas é evidente que as metas desejadas exigem considerar a especificidade brasileira de ter uma matriz energética que conta com 50% de energia renovável, bem acima da média mundial (entre 15% e 10%), e o maior peso nas emissões de GEE os setores mudança do uso da terra (desmatamento) e agricultura.

Gráfico 8. Emissões totais de GEE, Brasil (1990 – 2023)



Fonte: SEEG

Isso não reduz a importância em reduzir as emissões do setor de energia, também fundamental para alcançar os objetivos climáticos. As emissões energéticas apresentaram um crescimento significativo nas últimas décadas (119% de crescimento entre 2000 e 2023). Outro dado significativo é que a extração brasileira de petróleo mais que dobrou entre 2005 e 2025, fazendo o país se tornar, num primeiro momento, autossuficiente, e atualmente relevante exportador no mercado internacional do petróleo.

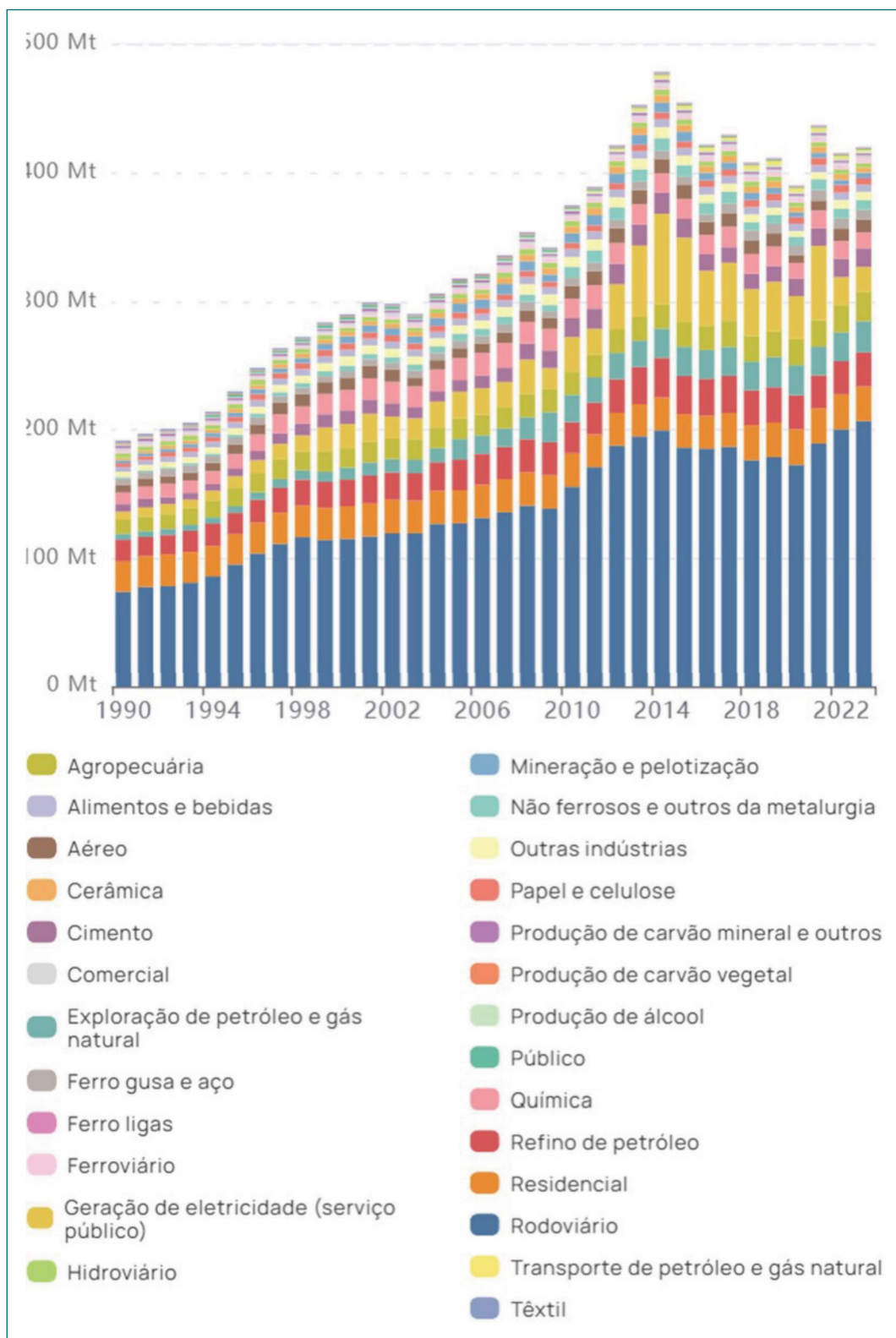
Chama atenção o aumento das emissões do setor rodoviário, responsável por 49% das emissões de GEE do setor energia e que cresceram 180% no período 2000-2023. Outra expansão significativa foi a geração térmica de eletricidade, que expandiu 213% no período. Também é importante destacar a importância relativa das emissões de GEE por refino e exploração de petróleo e gás natural que, combinados, representam 12% das emissões de energia (gráfico 9).

Por isso, as diretrizes da NDC brasileira incluem o aumento da participação de fontes renováveis (manter pelo menos 45% de energias renováveis na matriz energética total), com expansão dos biocombustíveis sustentáveis (principalmente etanol e biodiesel), e implementar medidas para melhorar a eficiência energética.

Contudo, o aumento das emissões no período posterior ao Acordo de Paris e, em particular, na presente década, indicam que as metas pretendidas não serão alcançadas. Consequentemente, as medidas a serem tomadas no futuro exigirão reduções ainda mais drásticas das emissões por causa da inação atual, considerando a longa permanência dos GEE na atmosfera⁶. É preciso medidas urgentes e de grande impacto para que o Brasil (e os demais países) se adequem aos compromissos que eles próprios assumiram nos fóruns climáticos.

⁶ O tempo de permanência de um gás de efeito estufa na atmosfera pode variar significativamente devido às múltiplas possibilidades de sua interação com o meio ambiente. Por exemplo, o dióxido de carbono tem um tempo médio de permanência na atmosfera estimado entre 50 e 200 anos (<https://www.oc.eco.br/causas-das-mudancas-do-clima/>).

Gráfico 9. Emissões de GEE do setor energia, por segmento de atividade e sub-categoria , Brasil (1990 – 2023)



Fonte: Balanço Energético Nacional (2024)

2. Alinhamento às Diretrizes Governamentais: políticas públicas/regulação, sustentabilidade e comprometimento socioambiental

As metas da NDC brasileira indicam a necessidade de emissões declinantes de GEE. Isso implica melhorar em todos os setores, inclusive reduzir o consumo doméstico de combustíveis fósseis.

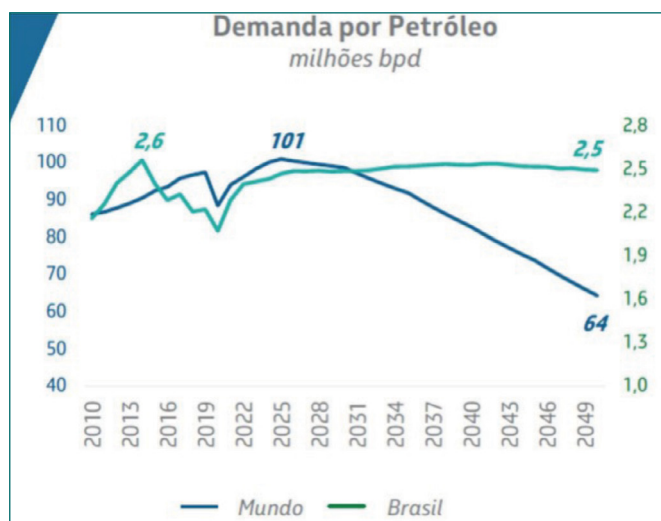
Existe também um conjunto significativo de outras regulações que induzem a redução de combustíveis fósseis, incluindo:

- Política de Transição Energética (Decreto nº 11.508/2024)
- Lei do Hidrogênio de Baixo Carbono (Lei nº 14.663/2024)
- Lei de Precificação de Emissões de Carbono (Lei nº 14.678/2024)
- Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 14.666/2024)

Além disso, a posição de anfitrião da COP 30, em novembro de 2025 (Belém do Pará), exige do Brasil uma postura de liderança na redução de emissões, tanto domesticamente quanto globalmente.

Contudo, o eixo central do planejamento da Petrobras e as próprias projeções de crescimento da oferta feitas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) não estão coerentes com isso. O Plano Nacional de Energia 2050 prevê a manutenção dos níveis de produção nacional esperada para 2030 (5,5 milhões barris/dia) até o horizonte 2050. Ainda que haja foco na exportação de petróleo bruto, é evidente pelas projeções de que o consumo doméstico de combustíveis fósseis no Brasil não irá declinar (gráfico 10).

Gráfico 10. Projeção da Petrobras de estabilidade na demanda interna de petróleo e gás



Fonte: Petrobras (2025)

A projeção de que a demanda de petróleo doméstica permanecerá inalterada até 2050 e que a oferta crescerá até 2030 e se estabilizará até 2050 é conflitiva com os compromissos assumidos pelo Brasil de que irá descarbonizar a economia, inclusive no setor de energia.

Por outro lado, deve-se considerar que a expansão contínua da extração destinada às exportações também resulta em aumento global das emissões. Embora não contabilizadas no Brasil, o consumo dos derivados desse petróleo resultará em aumento global das emissões de GEE.

A tabela abaixo apresenta uma estimativa das emissões a partir do volume esperado de extração de petróleo e gás natural conforme o planejamento estratégico da Petrobras. Prevê-se um aumento de 18,5% nas emissões associadas à extração de petróleo no período 2024-2030, ao mesmo tempo em que a NDC brasileira promete reduzir as emissões em 67% até 2035 (em comparação a 2005).

Tabela 2. Extração prevista e volume de emissões associado

Ano	Extração, Milhão BOED dia	Emissões na atividade de extração, tCO ₂ eq/dia (A)	Emissões pelo consumo do óleo extraído, tCO ₂ eq/dia (B)	Emissões totais, por dia (A) + (B), tCO ₂ eq (C)	Emissões totais, por ano, t.CO ₂ eq, (C) x 365
2024	2,7	38.340	1.161.000	1.199.340	437.759.100
2025	2,8	39.760	1.204.000	1.243.760	453.972.400
2026	3,0	42.600	1.290.000	1.332.600	486.399.000
2027	3,1	44.020	1.333.000	1.377.020	502.612.300
2028	3,2	45.440	1.376.000	1.421.440	518.825.600
2029	3,2	45.440	1.376.000	1.421.440	518.825.600

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da Petrobras (2025)

Obs: Fatores de conversão: 0,0142 tCO₂eq/BOED para extração e 0,4300 tCO₂eq/BOED para consumo

Além disso, como será discutido adiante, o crescimento da extração acima da demanda doméstica aumenta ainda mais a dependência das exportações para as atividades da empresa. A perspectiva é de que essa demanda crescerá no tempo é contraditória com os movimentos, descritos na seção anterior, de que o consumo global de combustíveis fósseis tende a declinar.

Por outro lado, a exploração e extração de petróleo e gás natural é uma atividade de elevado impacto ambiental potencial. Em particular, a extração em áreas de novas fronteiras, como petróleo offshore em águas profundas, envolve riscos maiores de acidentes por causa das condições mais difíceis de operar. Isso exacerba os conflitos com as autoridades ambientais em função do aumento na frequência de incidentes não planejados (que podem resultar em maior número de penalizações por parte do regulador) quanto no licenciamento de novas instalações, em função da expectativa de acidentes mais prováveis e de dimensões maiores.

Uma estatística associada à expansão na exploração e extração de petróleo e gás natural é o crescimento no número de licenças emitidas pelo IBAMA para a Petrobras, tanto em número quanto em percentual sobre o total de licenças (tabela 3).

Tabela 3. Número de licenças emitidas pelo IBAMA para a Petrobras, em número e % do total, média trienal e ano de 2024, período 2016-2024

	2016-2018	2019-2021	2022-2024	2024
Número de licenças do IBAMA concedidas para Petrobras	134	169	247	127
Número total de licenças concedidas pelo IBAMA	1.748	1.864	1.659	555
% do total	7,7%	9,1%	14,9%	22,9%

Fonte: Elaboração própria, baseado em dados do IBAMA disponíveis em https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_rel_licencia_por_ano.php

O reflexo da expansão na exploração e extração é o crescimento no número de incidentes e infrações do setor de petróleo e gás natural. Percebe-se tanto o aumento no número de autuações do setor emitidas pelo IBAMA, bem como do percentual do valor dessas multas sobre o valor total. Como o domínio tecnológico e capacidade de aprendizado operacional do setor petróleo no Brasil são de amplo reconhecimento, bem como a rigidez dos mecanismos de regulação da segurança operacional, o crescimento do número de multas pode ser atribuído, além do crescimento na atividade, às condições cada vez mais extremas de operação (extração em águas cada vez mais profundas, e perfuração mais complexa, como no pré-sal).

Tabela 4. Autuações da Petrobras no cadastro do IBAMA (pesquisa pelo CNPJ)

Ano	Número de infrações da Petrobras	Valor das multas aplicadas à Petrobras (A)	Valor total das multas do IBAMA (B)	A/B
2000	11	R\$ 220.535.000,00	R\$ 930.167.230,16	23,7%
2001	12	R\$ 29.750.500,00	R\$ 116.538.450,35	25,5%
2002	97	R\$ 74.033.000,00	R\$ 257.709.835,43	28,7%
2003	3	R\$ 640.000,00	R\$ 2.038.277,76	31,4%
2004	14	R\$ 2.610.000,00	R\$ 7.725.271,14	33,8%
2005	9	R\$ 36.351.000,00	R\$ 101.802.574,94	35,7%
2006	8	R\$ 15.250.000,00	R\$ 41.407.471,00	36,8%
2007	15	R\$ 11.730.400,00	R\$ 30.491.685,04	38,5%
2008	41	R\$ 138.077.000,00	R\$ 338.908.753,81	40,7%
2009	23	R\$ 5.614.500,00	R\$ 13.211.126,24	42,5%
2010	56	R\$ 97.665.000,00	R\$ 216.988.190,40	45,0%
2011	32	R\$ 19.019.000,00	R\$ 39.675.421,79	47,9%
2012	19	R\$ 14.059.000,00	R\$ 27.710.485,83	50,7%
2013	9	R\$ 1.499.500,00	R\$ 2.790.593,49	53,7%
2014	73	R\$ 30.009.680,00	R\$ 52.485.489,86	57,2%
2015	27	R\$ 8.426.400,00	R\$ 13.316.130,38	63,3%
2016	73	R\$ 37.110.460,00	R\$ 55.175.757,71	67,3%
2017	47	R\$ 62.304.500,00	R\$ 89.982.028,04	69,2%
2018	315	R\$ 20.219.550,00	R\$ 28.147.392,92	71,8%
2019	503	R\$ 307.115.600,15	R\$ 409.882.008,04	74,9%
2020	116	R\$ 29.450.550,00	R\$ 37.606.379,16	78,3%
2021	398	R\$ 49.944.398,25	R\$ 57.945.740,57	86,2%
2022	193	R\$ 33.888.061,00	R\$ 37.166.934,23	91,2%
2023	555	R\$ 166.959.104,30	R\$ 175.025.232,55	95,4%

Fonte: Elaboração própria, com base no Cadastro de Consulta de Autuações Ambientais e Embargos do IBAMA, disponível em: <https://servicos.ibama.gov.br/ctf/publico/areasembargadas/>

Por fim, deve-se considerar também os efeitos econômicos indiretos das atividades de petróleo e gás. A mitificação de que a exploração e extração de petróleo é um grande gerador de empregos pode ocasionar em fluxos migratórios para os locais onde a atividade se instala. Contudo, como discutido adiante, essa atividade é muito pouco intensiva em trabalho, em particular mão de obra de baixa qualificação. Porém, os fluxos de deslocamento de pessoas acabam ocorrendo, como observado em municípios onde as operações se estabelecem, com impactos potencialmente positivos, em termos de investimentos em infraestrutura e ampliação do setor de serviços, mas também com impactos negativos particularmente sobre comunidades tradicionais e grupos mais pobres que sofrem com elevação dos custos de moradia e especulação imobiliária.

3. Inovação e Tecnologia

Como dito acima, as inovações tecnológicas na indústria de petróleo e gás sempre permitiram ampliar as fronteiras de exploração e produção. As soluções tecnológicas atuais buscam não apenas superar os desafios técnicos de acesso e recuperação de óleo e gás natural em ambientes mais difíceis, mas também propiciar mecanismos de apropriação da renda petrolífera via redução de custos de E&P, a fim de assegurar a viabilidade econômica e a competitividade para as reservas dessas novas fronteiras de produção.

Nessas circunstâncias, é imperativo que os países que dispõem de recursos petrolíferos e as empresas que compõem a indústria mundial de petróleo e gás natural reduzam o tempo de execução dos projetos, estendam a vida útil dos campos produtores e, conseqüentemente, reduzam os custos tanto nas despesas de capital (*capital expenditures* – CAPEX) quanto nas operacionais (*operational expenditures* – OPEX).

Assim, os aspectos-chave que envolvem as estruturas de mercado e as estratégias competitivas são predominantemente caracterizados pelo mesmo fator central: ampliação da cooperação industrial entre empresas petrolíferas e para-petrolíferas.

A Petrobras não é uma exceção com relação a estes aspectos-chave. No que concerne especificamente a exploração e extração de petróleo offshore, a Petrobras, desde os anos 1990, se colocou como protagonista no alcance de soluções tecnológicas com apoio de seu centro de pesquisa (CENPES) e parcerias com universidades (com particular destaque para a UFRJ, cujo campus abriga o CENPES) e a grande capacidade de estabelecer acordos de cooperação industrial e tecnológica com as firmas para- petrolíferas (como por exemplo, Schlumberger, Halliburton, além de operadoras dos campos de produção, como a MODEC, entre outras).

Para alcançar tais objetivos, a atuação da Petrobras é cada vez mais recorrente na adoção de novas ferramentas de gestão e soluções tecnológicas, especialmente nas áreas de novas fronteiras de exploração e produção. Assim, a expansão setorial se vincula fortemente à introdução de inovações e soluções tecnológicas que permitam ampliar os ganhos de produtividade e as diferentes fontes de redução de custos, além de aprimorar as condições de segurança operacional.

Esse modelo, com intensa participação das para-petrolíferas na geração de soluções e inovações tecnológicas, contribuiu fortemente para a superação dos desafios técnicos e geológicos enfrentados pelas operadoras petrolíferas.

Face aos desafios de acesso às novas fronteiras de exploração e à necessidade de reduzir custos, algumas soluções tecnológicas específicas, com o desenvolvimento de clusters tecnológicos relevantes para a exploração em águas profundas tais como: inteligência artificial (IA), big data, computação em nuvem, materiais avançados e nanomateriais e robótica autônoma (Pinto Jr, 2021)⁷.

Tais transformações emergem da busca por padronização de novas soluções, reunindo elementos de digitalização, *data-driven operations* e IA, e usando cada vez mais robótica IMR (Inspeção, Manutenção e Reparo), sistemas modulares e híbridos, interpretação de imageamentos, gráficos 3D, *machine learning*, realidade aumentada, sensores para ambientes hiperbáricos e sistemas de navegação avançada para veículos subaquáticos autônomos (*autonomous underwater vehicles* – AUV) com sensoriamento integrado.

Outro vetor de tendência que chama a atenção nas atividades *offshore* é a crescente expansão dos equipamentos instalados no leito submarino (*subsea*), que aumenta e multiplica as unidades chamadas *subsea factories* (fábricas submarinas). Tais soluções, inicialmente voltadas ao aprimoramento da interligação dos poços aos sistemas de produção, visam atualmente reduzir as restrições de peso e espaço dos navios FPSO e plataformas *offshore*. Porém, as referidas soluções tecnológicas foram se tornando cada vez mais complexas, requerendo a integração de um conjunto de diferentes tecnologias de suporte, conexão, monitoramento e geração de informações. Ademais, elas irão requerer uma atenção e atuação crescente com respeito às atividades de descomissionamento das instalações *subsea* e os riscos ambientais decorrentes dessas operações ao final da atividade de extração de um campo de petróleo.

Neste sentido, os novos projetos *offshore* têm hoje uma concepção muito diferente daqueles cujo desenvolvimento foi iniciado há cerca de uma década atrás. No caso brasileiro, em particular, a Petrobras estima que hoje a incorporação de inovações tecnológicas submarinas a um projeto *offshore* reduziria em 35-40% seus custos por comparação a projetos similares concebidos no início dos anos 2010 (Pinto Jr, 2021). Para tal, uma série de soluções tecnológicas, com incorporação de ferramentas digitais, tem sido privilegiada para superar os desafios de locação de equipamentos, sistemas de produção e acesso a jazidas em águas ultraprofundas⁸.

⁷ Pinto Junior, H. Q. “Desafios da Indústria Brasileira de Petróleo na Próxima Década”. Revista Brasileira De Energia. n1 v.27, p.65-89, 2021.

⁸ Destacam-se nesse contexto alguns vetores-chave de inovação e redução de custos: papel da robótica autônoma e colaborativa; uso crescente de novos materiais (especialmente fibras de carbono), nanomateriais, compósitos, nanopolímeros e mecatrônica; aperfeiçoamento das tecnologias de tratamento do gás natural e de separação de dióxido de carbono (CO₂); padronização e modularidade dos componentes *subsea* para ganhos de escala e custos reduzidos de novas locações; integração de *hardware/software* e novos modelos de gerenciamento de dados, informações e novas rotinas, para tomada de decisão através do uso de IA, entre outros.

Esse uso inteligente de dados, aliado às novas rotinas de análise e decisão ancoradas em sistemas de IA, constituem, portanto, uma das principais fontes de competitividade e de maior segurança operacional.

Apesar da excelência alcançada pela Petrobras nos quesitos apontados acima, face a um contexto de transformações tão importantes e profundas, é mister examinar as implicações em matéria de políticas públicas, em particular as de PD&I (pesquisa, desenvolvimento e inovação) e suas interações com as missões de descarbonização. As políticas de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) foram desenhadas para um contexto muito diferente daquele que hoje preside a indústria petrolífera em escala mundial e nacional.

À época, tratava-se do que poderíamos denominar “regime tecnológico estável”, caracterizado pela busca de incorporação de inovações incrementais para resolver problemas de acesso às jazidas e otimização de reservatórios. Seus principais instrumentos foram desenhados para uma indústria anterior à descoberta do pré-sal e se confundiam com a própria estratégia tecnológica da Petrobras.

Estimular e acelerar a adoção desse amplo conjunto de soluções tecnológicas demanda, atualmente, uma nova visão sobre instrumentos de políticas setoriais de energia, industrial, de inovação e de, especialmente, de política ambiental. Com a experiência já acumulada pelas relações tradicionais de cooperação entre empresas de petróleo, para-petrolíferas, a cadeia de fornecedores e as instituições de pesquisa, o que se coloca em tela, para a Petrobras, é o aperfeiçoamento dos mecanismos já existentes e sua orientação para a integração acelerada das novas soluções tecnológicas, com uso intensivo de ferramentas digitais e uma atenção máxima aos potenciais problemas ambientais da atividade.

4. Dimensão Microeconômica

Do ponto de vista dos princípios que presidem as decisões microeconômicas de investimentos e de formação de preços, é possível afirmar, sem cometer o risco de exagerar, que as duas últimas décadas foram extremamente turbulentas para a Petrobras. Diversas trocas de comando na presidência da empresa, problemas de corrupção, dificuldades de cumprimento de exigências contábeis formaram um quadro que exigiu importantes medidas de reestruturação econômico-financeira e novas regras de *compliance*.

Ademais, no plano internacional, como já destacado anteriormente, a empresa, assim como todas as companhias de petróleo, teve que adequar seus planos estratégicos e de negócios também em função das oscilações do mercado internacional. E, no caso da Petrobras, também em decorrência das turbulências da política nacional e da alternância do comando presidencial.

Neste sentido, o impeachment da Presidente Dilma Rousseff e a instauração de um novo comando no Poder Executivo se constituiu num processo traumático decorrente da dimensão das crises política, econômica e social.

Neste diapasão, um dos pontos críticos ao longo de todo esse período ponto reside nos critérios de formação de preços dos derivados, deixando evidente a dificuldade de criar um ambiente institucional robusto na relação entre o Poder Executivo e a Petrobras no que tange os preços da gasolina e diesel, em particular, sua utilização como um instrumento de combate à inflação.

Tal relação é, há décadas e sob o comando de diferentes governos, marcada por falta de transparência e de critérios econômicos bem definidos, com períodos de controle não declarado dos reajustes (nos governos Lula e Dilma Rousseff), passando pelos aumentos frequentes com base na Paridade de Preços de Importação (PPI) no governo Temer. Esse critério foi também inicialmente adotado no início do governo Bolsonaro e posteriormente abandonado.

Neste ponto, cabe destacar que, desde 2016, a adoção de novos critérios de reajustes de preços passou por pelo menos três fases distintas. A primeira envolveu um período de quase dois anos de efetivo alinhamento de curto prazo ao PPI, com vários reajustes mensais e até 3 ou 4 reajustes semanais. Este período se encerrou na greve dos caminhoneiros em 2018, quando essa prática não resistiu ao teste de simultaneidade de desvalorização cambial e alta dos preços de petróleo e derivados, levando à multiplicação dos reajustes e à consequente crise política, com inclusive a adoção de subsídios bilionários pagos pelo Tesouro.

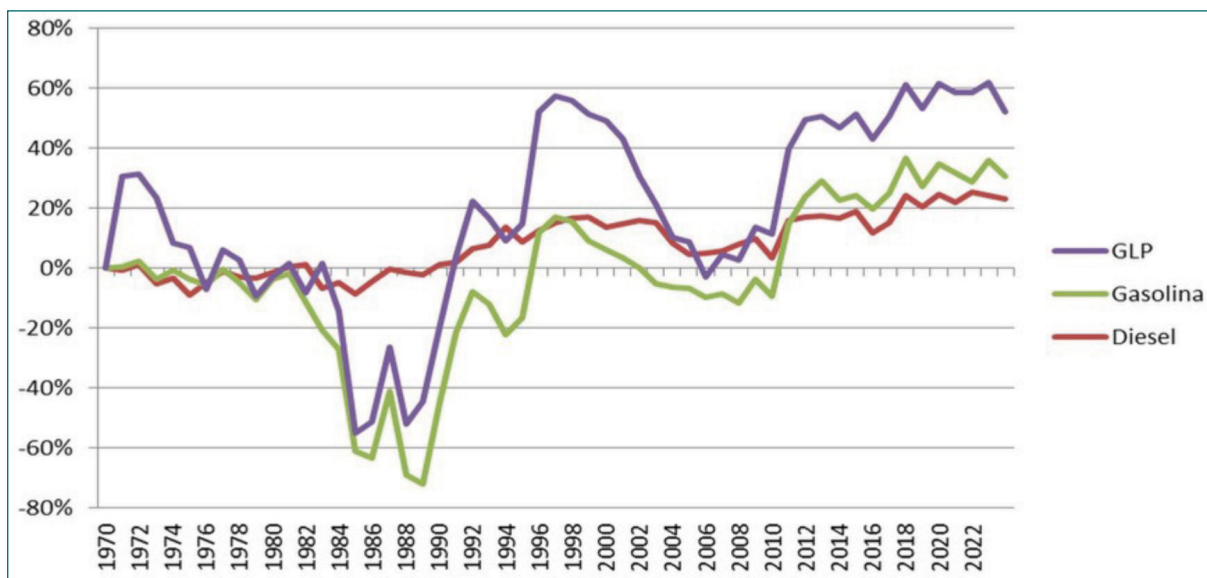
A partir de 2019, os reajustes ficaram cada vez mais espaçados e o PPI passou a ser mera referência para o alinhamento e recuperação da defasagem. Porém, uma boa referência: em 2020, por exemplo, com a queda dos preços em decorrência da pandemia, o PPI também foi usado para a redução dos preços. Por fim, ao longo do ano de 2022, o número de alterações dos preços foi fortemente reduzido em decorrência da corrida eleitoral e das intervenções abertas do governo no processo decisório da Petrobras, num ano marcado também pelo choque dos preços da energia em todo o mundo. Em suma, o PPI inicialmente adotado já não existia mais, mas ainda servia como parâmetro para alinhamento dos preços domésticos aos patamares e às flutuações dos preços do petróleo no mercado internacional.

Aparentemente a nova estratégia comercial, no atual governo Lula, segue com bastante aderência e atenção com a questão inflacionária; entretanto, igualmente pouco transparente. A preocupação central com a falta de transparência diz respeito à segurança do abastecimento de combustíveis, pois as empresas importadoras cumprem um fundamental papel na complementação da oferta de combustíveis no Brasil e necessitam investir em infraestrutura e logística de movimentação de derivados. Ora, como incerteza não combina com investimento, é de se esperar que esses atores econômicos entrem em compasso de espera com relação a investimentos futuros. Além disso, no curto prazo, podem se tornar mais cautelosos no que concerne às decisões comerciais de importação.

Preços corretamente alinhados com a estrutura de custos e com a evolução dos preços internacionais oferecem transparência tanto para as decisões dos consumidores, quanto para as decisões de investimento das empresas no *downstream*, incluindo aqui refino, distribuição e importação de combustíveis. Ademais, sem transparência e previsibilidade com relação ao comportamento dos preços, é impossível uma empresa entrante ou mesmo já estabelecida no segmento *downstream* de realizar um cálculo econômico que aponte uma taxa de retorno adequada num investimento tão intensivo em capital e de longo tempo de maturação. Logo, não é por acaso que o segmento de refino permanece fortemente concentrado, pois a incerteza com relação ao comportamento dos preços domésticos inibe a entrada de outros agentes no refino e o papel de importadores de combustíveis, especialmente diesel, GLP e gasolina, posto que a demanda supera o volume produzido nas refinarias nacionais, tal como ilustra o gráfico 11 abaixo sobre a taxa de dependência das importações de combustíveis.

Gráfico 11. Dependência Externa de Diesel, Gasolina e GLP no Brasil

Importações (M)- Exportações (X)/Consumo (C) - %



Fonte: Elaboração própria a partir das Séries Históricas e Matrizes do Balanço Energético Nacional (EPE, 2024a).

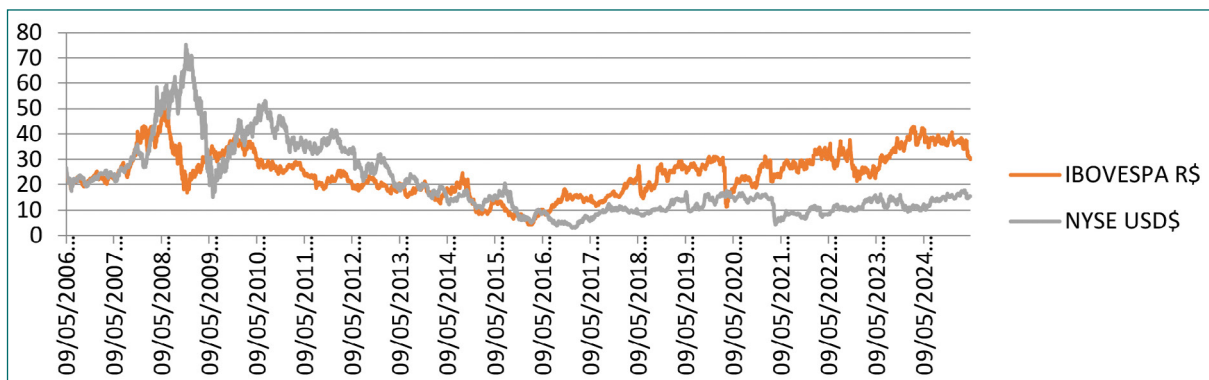
Isto posto, cabe notar à guisa de breve síntese que, a partir de 2015, a Petrobras teve que enfrentar, além do problema de perda de receita decorrente da queda dos preços do petróleo, três problemas principais fortemente relacionados entre si: i) contábil; b) financeiro; e c) de gestão/governança corporativa.

O primeiro problema exigiu, num prazo muito curto, a necessidade de ampla reorganização contábil decorrente da não publicação dos balanços patrimoniais no final de 2014. Vencida esta primeira etapa, e retomada a publicação regular dos demonstrativos contábeis, ficou evidente a dimensão da crise financeira da empresa. Este segundo problema pode ser interpretado como resultado de uma estratégia financeira ambiciosa e inadequada, iniciada em 2009, que ampliou o endividamento do patamar de US\$ 30 bilhões para US\$ 105 bilhões no período 2010-2015. É verdade que este endividamento buscou financiar um programa de investimentos expressivo, em função do lançamento simultâneo de projetos no desenvolvimento das áreas do pré-sal, bem como em novas refinarias.

A retração dos preços internacionais do petróleo e os preços inadequados dos combustíveis, no período 2010-2015, reduziram drasticamente a capacidade de geração de caixa da empresa. Ademais, deixou evidente as falhas de governança corporativa e de projetos de investimento selecionados com critérios pouco consistentes e rigorosos. Alguns desses projetos sofreram significativos atrasos e foram retirados do plano de negócios após o início de algumas obras, acarretando perdas financeiras substantivas. A conjugação desses fatores se traduziu, portanto, numa reversão

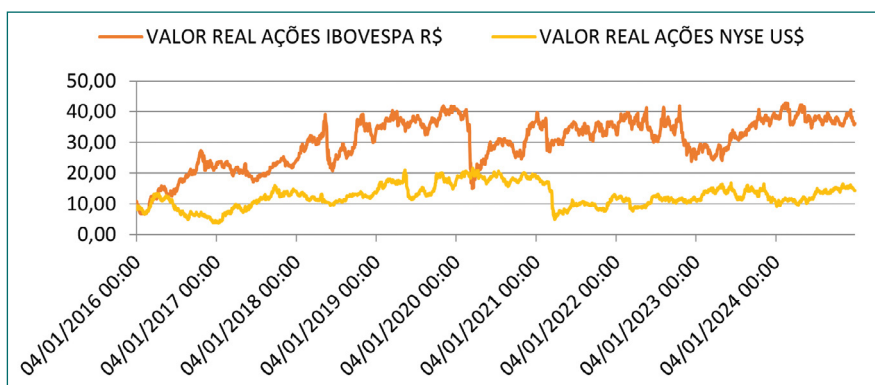
de expectativas com relação ao crescimento da empresa, cujas ações, negociadas no Brasil (Ibovespa) e nos EUA (NYSE) não retomaram o pico alcançado na primeira década do século XXI (gráficos 12 e 13).

Gráfico 12. Flutuação das Ações da Petrobras – IBOVESPA e NYSE – valores correntes



Fonte: <https://br.investing.com/equities/petroleo-bras>.

Gráfico 13. Flutuação das Ações da Petrobras – IBOVESPA e NYSE – valores constantes de dez 2024



Fonte: <https://br.investing.com/equities/petroleo-bras>.

Sob tais circunstâncias parece claro que as alternativas buscadas para a reestruturação financeira exigiram, complementarmente, a necessidade de uma mudança produtiva da empresa que implicou na revisão do portfólio de ativos existentes e de novos projetos a serem desenvolvidos.

A partir de 2016, os governos Temer e Bolsonaro fixaram metas de desinvestimento que culminaram com venda de uma parcela do parque de refino, sendo a refinaria Landulpho Alves/Mataripe⁹, na Bahia, o ativo mais importante vendido. Além disso, durante esse período, a Petrobras retirou do segmento de distribuição de combustíveis, com a venda da Liquigas (GLP) e da BR Distribuidora, perdendo um importante elo da integração vertical de suas atividades. Por fim, foram

⁹ Hoje denominada Acelen.

vendidas também as participações da Petrobras no transporte e de distribuição de gás natural.

Assim, a Petrobras se tornou uma empresa com áreas de atuação mais limitadas do que aquilo que apontavam os Planos de Negócios concebidos até 2010, quando se imaginava que a companhia dobraria de tamanho em uma década.

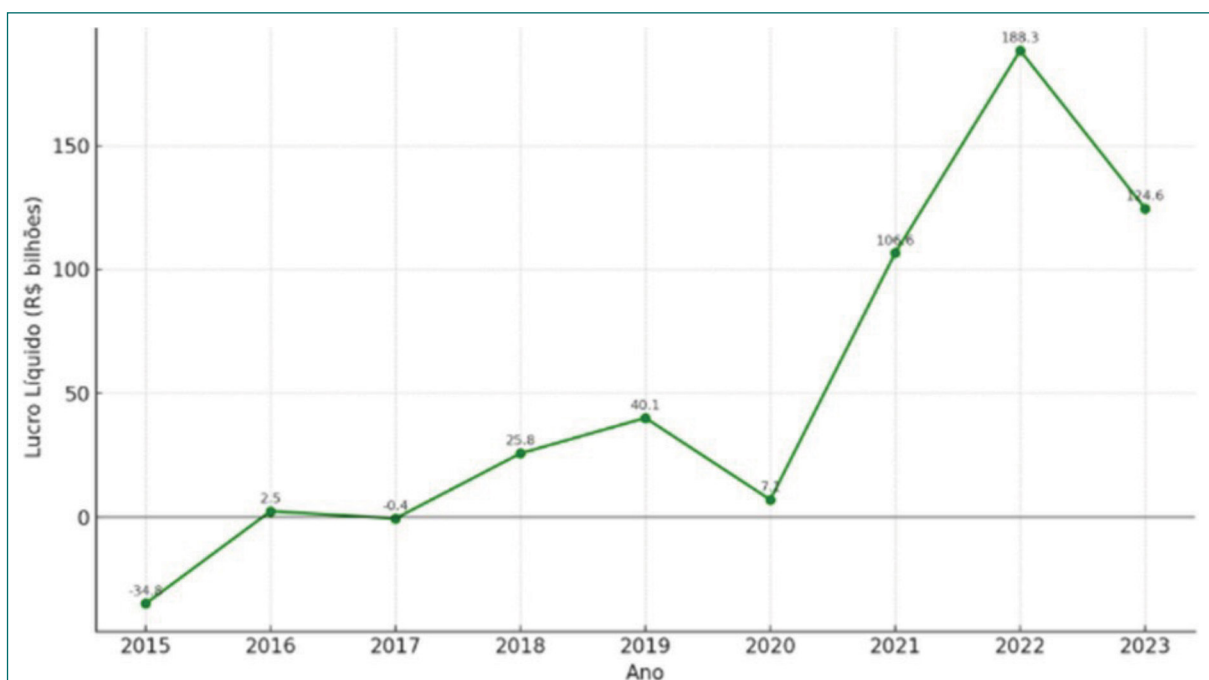
A entrada do atual governo Lula promoveu uma nova inflexão nas diretrizes governamentais para os planos de longo prazo da Petrobras, especialmente com o cancelamento dos programas de desinvestimento e alienação de ativos. A recuperação dos preços do petróleo e o bem sucedido processo de reestruturação financeira, combinado com a expressiva alta dos preços do petróleo a partir de 2021, permitiu à empresa alcançar lucros líquidos mais elevados (gráfico 14).

É inegável a excelência produtiva e tecnológica da Petrobras, especialmente nas atividades *offshore*. Neste sentido, importa notar que as vantagens comparativas e competitivas da Petrobras precisam ser corretamente identificadas e valorizadas no seu portfólio de ativos. Porém, tal conjunto de vantagens devem estar estritamente alinhadas com as transformações que orientam as revisões de políticas e de estratégias empresariais a fim de torná-las aderentes à necessidade de descarbonização e transição energética e ecológica.

Isto posto, é indispensável para a Petrobras ordenar e selecionar os ativos que garantam maior rentabilidade para a empresa, balanceando o portfólio de acordo com: a) os critérios de prazo de maturação (curto, médio e longo prazos), b) os segmentos da cadeia produtiva (*upstream*, *midstream* e *downstream*); c) com a natureza geológica dos blocos exploratórios e campos de produção (terra, águas rasas, profundas e ultraprofundas) e d) com objetivos de diversificação progressiva do core business, com ampliação de investimentos em novos vetores estratégicos e novos combustíveis.

Não é necessário recordar aqui a importância do desempenho da Petrobras como elemento de recuperação macroeconômica e industrial no país, tal como será destacado adiante. Parece evidente que os sinais a serem emitidos pelo Governo têm que ser estabelecidos de forma transparente e inequívoca para pavimentar o processo de reestruturação e a revisão seletiva do portfólio dos ativos da Petrobras.

Gráfico 14. Evolução do Lucro Líquido da Petrobras



Fonte: Petrobras (2025)

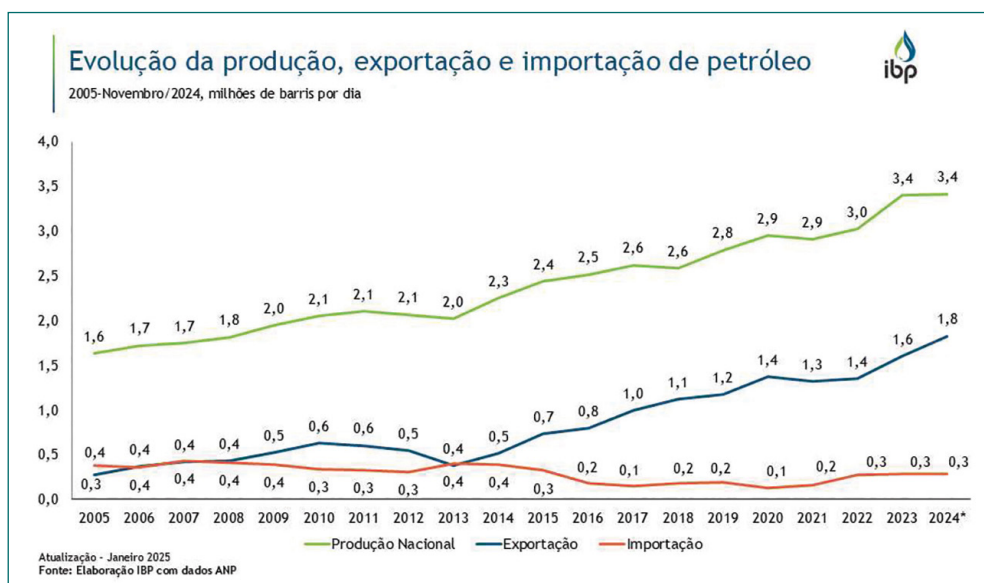
5. Dimensão Macroeconômica e Regional

Os impactos macroeconômicos e regionais referem-se às características da atividade, e não são específicos à Petrobras. Portanto, a análise desta seção é válida para todas as empresas do setor, e é fundamental, como já afirmado acima, que a regulação e as políticas setoriais imponham condições de sustentabilidade para todas as empresas, e não apenas na empresa líder.

5.1 Dependência das exportações

Uma característica marcante da extração de petróleo e gás natural no Brasil é o aumento contínuo no volume, e aumento contínuo das exportações como proporção da demanda total (gráfico 15).

Gráfico 15. Evolução da produção, exportação e importação de petróleo



Cabe notar, em primeiro plano, que não obstante o país ter se tornado exportador relevante no mercado internacional do petróleo, ainda são importados volumes de diferentes tipos de petróleo (mais pesados, mais leves) para adequação da carga processada ao perfil tecnológico das refinarias brasileiras. É possível notar no gráfico que, em 2010, 21% do petróleo extraído no Brasil se destinou ao mercado externo. Em 2019 esse número subiu para 37%. Já em 2024, mais da metade (52%) se destinou às exportações. O petróleo ultrapassou a soja como principal produto vendido para o exterior, representando 13% do total das exportações do país.

Por ser um recurso não-renovável, é preciso que haja investimento para reposição dos estoques em função das reservas em declínio, cuja média fica entre 11% e 15% ao ano. Mas os dados de expansão contínua da exportação de petróleo mostram, portanto, que a estratégia de extração de petróleo não é mais guiada pela necessidade de garantir autossuficiência no suprimento do mercado doméstico, mas maximizar renda através de vendas ao mercado externo.

A alocação crescente de recursos em investimentos para extração destinada ao mercado externo aumenta a exposição ao risco de “estouro da bolha de carbono”: caso ocorra a retração na demanda global de combustíveis fósseis, conforme os países reiteradamente repetem em cada COP da UNFCCC, a demanda global será declinante, e não crescente.

O conceito de “bolha de carbono” surgiu a partir da preocupação com um cenário financeiro onde ativos de empresas dependentes de combustíveis fósseis sejam fortemente depreciados por causa de políticas climáticas mais restritivas em um futuro próximo, com o agravamento do aquecimento global e eventos extremos associados (CALDECOTT, 2016). Por isso, a ampliação do investimento é percebida como de grande risco pois, se as medidas restritivas ao consumo de combustíveis fósseis forem implementadas, esses ativos podem ficar “encalhados” (*stranded assets*) com grande prejuízo financeiro às empresas e aos seus acionistas. Mercure et al. (2018) estimam os riscos de depreciação de ativos de capital fixo na exploração de combustíveis fósseis que podem ficar “encalhados” como resultado dessa alteração na demanda, com perdas da ordem de US\$ 1 a 4 trilhões.

É importante ressaltar que existe uma tendência corrente de aceleração na extração e consumo de combustíveis fósseis. Em particular, a gestão Trump, iniciada em 2025, destaca-se por eliminar as barreiras aos fósseis e incentivos aos renováveis. Com isso, espera-se que ocorra um retrocesso nas políticas climáticas, com recrudescimento do crescimento das emissões até o final da década de 2020. Como existem limites para o “orçamento climático” (concentração máxima de GEE na atmosfera para não alcançar aumento catastrófico da temperatura global), mais emissões na atual década significa que a redução de emissões na década de 2030 terá que ser ainda mais drástica do que previsto no atual cenário. Portanto, incrementa-se a possibilidade de restrições mais severas às emissões de GEE em um futuro próximo porque as metas declaradas não estão sendo respeitadas, e isso cria um efeito cumulativo que pressionará ainda mais as medidas a serem tomadas na próxima década.

Ou seja, caso as medidas prometidas pelos países nas sucessivas COP da UNFCCC de redução de emissões de carbono sejam implementadas, os investimentos em combustíveis fósseis podem perder valor considerável, tanto nas reservas quanto

nas instalações para extração, por causa da perda de rentabilidade. Existe ainda um receio de que essa depreciação de ativos baseados em combustíveis fósseis gere uma crise financeira generalizada (“estouro da bolha”), contagiando instituições financeiras associadas.

A maior ameaça está nas empresas que operam em áreas de extração que requerem maiores investimentos e custos operacionais por barril e, portanto, se apropriam de parcelas menores de renda petrolífera. Empresas que operam com custos mais baixos conseguem suportar melhor a compressão de lucros se a redução na demanda por combustíveis fósseis ocorrer, deprimindo seus preços. Isso é um sinal importante para as empresas que se caracterizam por extração em áreas com estruturas de custos mais altos, como a Petrobras. O posicionamento estratégico de empresas que operam em condições mais desfavoráveis, como a Petrobras, deve levar seriamente em consideração essa possibilidade.

Deve-se chamar para o fato de a Petrobras estar atualmente mal avaliada junto a estudos que buscam medir o grau de diversificação de seus ativos em relação ao risco causado pelos “ativos enalhados”. Estudo feito pela Carbon Tracker Initiative (O’CONNOR, 2024) buscou avaliar a compatibilidade das carteiras “upstream” de 25 das maiores empresas de petróleo e gás do mundo face a cenários de transição moderada (aumento 1,5° a 1,7° C). O objetivo foi verificar se os novos investimentos das empresas são compatíveis com esses cenários estabelecidos dentro dos objetivos do Acordo de Paris.

Como um todo, percebe-se que os empreendimentos previstos pelas empresas de petróleo não são compatíveis nem mesmo com um futuro de transição lenta (aumento de 2,4° C). Porém, há diferenças entre a performance das empresas. Através da avaliação do seu alinhamento climático, cada empresa foi classificada com conceitos de A (melhor) a H (pior), com base no alinhamento das suas opções de investimento, planos de produção, objetivos de emissões e políticas de remuneração dos executivos.

A melhor empresa foi classificada com a nota D (BP). A Petrobras recebeu o conceito G, junto com ExxonMobil, Saudi Aramco e Pioneer. Esse grupo só não ficou em posição pior que a ConocoPhillips, que recebeu o conceito H. Cabe notar, no entanto, que esse ano a BP sinalizou a redução drástica de suas atividades de diversificação de portfólio. Independentemente da discussão técnica acerca da adequação ou não das métricas adotadas em O’Connor (2024), é importante mostrar que há um problema reputacional, e que a empresa recebeu uma avaliação ruim mesmo se comparada a empresas do mesmo setor. Uma posição de liderança na transição energética deve ser demonstrada, de forma transparente, com indicadores claros de investimento em fontes renováveis de energia e indicação clara de

como será a saída do petróleo, elementos que não aparecem em seu Plano Estratégico, e não apenas em discursos de que, em algum momento no futuro, essa transição irá ocorrer.

5.2 Geração de empregos diretos e indiretos

Um dos argumentos mais usados para a defesa da expansão na extração de petróleo é o de que essa atividade é muito importante para a geração de empregos. Contudo, os dados mostram que o volume de ocupações gerado por essas atividades, combinadas, não alcança 1% das ocupações totais.

A participação direta da geração de emprego da atividade “Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio” (Código 0680 nas Contas Nacionais do IBGE) em 2021 foi de 55 mil ocupações, equivalente a 0,55% do total (105 milhões). A atividade “Refino de petróleo e coquerias” (Código 1991) teve um número ainda menor, de 22 mil ocupações (0,2% do total).

Também é importante mostrar a expansão na extração e refino de petróleo no país não representou aumento no número de ocupações. Ainda segundo o IBGE, as ocupações na extração de petróleo foram reduzidas em cerca de 10% entre 2010 e 2021, com desemprego líquido de cinco mil ocupações, apesar do volume de extração ter quase dobrado no mesmo período, passando de 1,6 para 2,9 milhões de barris/dia. Isto pode ser explicado pela grande produtividade dos poços do pré-sal, cuja produção superou as expectativas iniciais mais otimistas. As ocupações no refino apresentaram leve declínio (cerca de 1,5 mil ocupações perdidas) também entre 2010 e 2021.

Um argumento alternativo é o de que a geração de emprego se concentra na cadeia de produção, e não apenas na atividade direta. De fato, ao considerar o fornecimento de insumos, a criação de postos de trabalho pela demanda final de produtos de qualquer atividade é maior do que considerando apenas a produção do bem final. Para trabalhar com esse assunto, os economistas usam o Modelo Insumo-Produto, que estabelece medidas das demandas intermediárias associadas à expansão na demanda de um bem final. Esse modelo é baseado em uma Matriz, chamada de Matriz de Leontief, que permite calcular o quanto de demanda intermediária adicional é causada por essas relações intersetoriais.

É importante, contudo, entender que toda demanda final gera um efeito intersetorial de expansão da produção intermediária. Por isso, para estimar o impacto de efeitos diretos e indiretos de uma expansão das atividades ligadas à extração de petróleo e seu refino, é preciso fazer a comparação com um aumento equivalente do

mesmo montante de demanda em um setor alternativo. Para este estudo, foi feito um exercício de simulação acerca dos efeitos esperados de geração direta e indireta na expansão de ocupações comparando o impacto do aumento de US\$ 1 milhão¹⁰ no valor da demanda final em três atividades alternativas (conforme a classificação do IBGE): (a) Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio refino de petróleo; (b) Refino de petróleo e coquerias; e (c) Fabricação de biocombustíveis.

Para isso, utilizou-se a Matriz de Insumo-Produto mais atual disponível (ano de 2021), elaborada pelo Grupo de Indústria e Competitividade do Instituto de Economia da UFRJ com base nas tabelas do IBGE (metodologia disponível em ALVES-PASSONI e FREITAS, 2021). Para ampliar os efeitos positivos da expansão, também se considerou o impacto de aumento no consumo das famílias em função do pagamento de remunerações ao trabalho e rendimentos mistos (pagamento a autônomos, em função da grande quantidade de trabalhadores que trabalham com base em contratos de pessoa jurídica), conforme sugerido pela literatura (Feijó et al., 2001).

A tabela 4 apresenta os resultados obtidos. Percebe-se que o número de ocupações gerado pela expansão na demanda por biocombustíveis (48,9 por US\$ milhão de demanda final) é o triplo da expansão esperada de ocupações no refino (16,0) e três vezes e meia o aumento esperado na demanda por petróleo não refinado (14,0). O efeito sobre o aumento no rendimento do trabalho, considerando a soma de remunerações aos empregados e rendimentos mistos, da expansão de demanda por biocombustíveis supera o dobro do que seria esperado pelas outras atividades. Isso demonstra que a transição energética para combustíveis renováveis é também mais justa, tanto pela expansão do emprego quanto na melhoria da distribuição funcional da renda.

Tabela 4. Efeito direto e indireto de expansão no número de ocupações ocasionado pelo aumento na demanda final de US\$ 1 milhão, considerando o aumento endógeno do consumo das famílias

Atividade	Multiplicador	Aumento no número de ocupações	Aumento na renda do trabalho e rendimento misto (em US\$ mil)
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	2,59	14,0	150,93
Refino de petróleo e coquerias	2,95	16,0	154,41
Fabricação de biocombustíveis	9,06	48,9	354,90

Fonte: Elaboração própria, baseado em ALVES-PASSONI e FREITAS (2021) e dados das Contas nacionais do IBGE

¹⁰ A Matriz de Insumo-Produto está disponibilizada aos preços de 2021. Por isso, foi adotada a taxa de câmbio médio desse ano (R\$ 5,4/US\$).

Além disso, as fontes renováveis ligadas à transição energética são muito mais descentralizadas regionalmente e setorialmente. Em particular, existe um grande número de serviços especializados, inclusive em áreas remotas, que não só aumentam a demanda por ocupações como também as distribui de forma mais equilibrada pelas diversas áreas do país (e não concentradamente em alguns pontos específicos, como ocorre com a extração e refino de petróleo).

Esses resultados são compatíveis com outros estudos que demonstram que uma expansão baseada em atividades da Economia Verde gera mais empregos e distribui melhor a renda do que a persistência na economia de alto carbono (ALVARENGA ET AL., 2021).

5.3 Descontinuação e vazamento do efeito multiplicador

Outra possível forma da expansão na exploração e extração de petróleo e gás natural é através do aumento do investimento (formação bruta de capital fixo). É bastante comum o uso desse argumento na defesa da expansão da exploração de petróleo e gás natural.

Contudo, deve-se considerar dois fatores que são importantes, mas costumam ser obtidos em relação a esses impactos. O primeiro deles diz respeito à descontinuação desses efeitos: o impacto positivo na geração de emprego e renda só dura enquanto o bem de capital está sendo produzido. Após o bem de capital entrar em modo produtivo, o efeito se dá expansão da produção (já captado pelo modelo insumo- produto apresentado na sessão anterior). Ou seja, o efeito de expansão da renda do investimento é temporário. Esse problema é acentuado pela necessidade de descarbonização da matriz energética.

O segundo efeito de atenuação dos impactos esperados do investimento é o vazamento através de importações. A extração e refino de petróleo possuem alta intensidade de capital, requerendo volumes elevados de recursos para financiar os equipamentos necessários para expandir suas atividades. Esse elevado montante de investimento é apresentado como fomentador da economia brasileira.

Porém a participação de componentes nacionais nesse setor é relativamente pequena, exigindo inclusive que regras específicas de níveis mínimos de insumos de fabricação nacional, que em muitos casos não atinge nem metade do valor total. O Plano Estratégico 2050 dá exemplos disso: os contratos em andamento do FPSO

Marlim Sul e Marlim Leste, que preveem 20% de conteúdo local, e o afretamento de 8 RSVs e 2 AHTS¹¹ que têm a regra de 40% de conteúdo local na construção.

Ou seja, a maior parte dos efeitos dinamizadores da formação bruta de capital associadas ao petróleo não ocorrerão na economia brasileira. Miguez e Freitas (2021) identificam que esse problema é muito mais intenso nos investimentos da extração de petróleo e gás natural, com 59% da demanda atendida por importações, do que para refino (23% do investimento é importado).

Deve-se ressaltar que a transição energética também requer investimentos. Mas a demanda por insumos nacionais é muito maior, gerando maior impacto interno, tanto para a produção doméstica quanto para a geração de empregos. Por exemplo, a participação de importações na fabricação de álcool é de apenas 11%, segundo Miguez e Freitas (2021).

Também deve-se considerar o potencial de investimento em novas tecnologias renováveis. Em primeiro lugar, cabe revisar e reforçar as diretrizes de política energética no intuito de evitar as falhas de implementação e, consequentemente, efeitos perversos que levem a um aumento do desmatamento. Segundo, os biocombustíveis de segunda e terceira geração possuem espaço de desenvolvimento, mas têm sido pouco explorados no Brasil. Neste sentido, a ampliação de investimentos em PD&I na cadeia de biocombustíveis de segunda e terceira geração deveria se constituir num norte a ser privilegiado, como por exemplo o desenvolvimento das tecnologias para HVO (Óleos Vegetais Hidrotratados), cuja queima produz cerca de 10% de CO₂ em comparação ao diesel fóssil, derivado do petróleo. A experiência brasileira no desenvolvimento tecnológico para exploração offshore e, depois, águas profundas, mostra que existe capacidade nacional de estruturar um sistema de inovações baseado em fornecedores locais, e o retrospecto passado da Petrobras nesse item é bastante positivo.

Aumentar a alocação de investimentos nessas áreas pode trazer não apenas retorno financeiro mais seguro, como também garantir liderança tecnológica mundial. A estruturação de uma rede de fornecedores locais nesses setores, aproveitando os avanços que o Brasil já possui em áreas correlatas (tanto na produção agrícola de baixo carbono quanto na fabricação de biocombustíveis) pode resultar em investimentos com maior efeito multiplicador da renda e emprego. Isso se dá por dois fatores:

¹¹ RSVs (Remote Operated Vehicle Support Vessel) são embarcações de apoio para as operações offshore realizadas por ROVs (Remote Operated Vehicle) em atividades subsea. AHTS (Anchor Handling and Tug Supply) também são embarcações de apoio para reboque de plataformas, movimentação de âncoras e de suprimentos.

- O crescimento induzido da massa salarial é maior (possui mais demanda de trabalho do que na cadeia do petróleo) ampliando a expansão dos gastos indiretos com consumo pessoal, resultando também em mais emprego no setor produtor de bens salário.
- Como já explicado, o vazamento do efeito multiplicador para importações é menor do que nos investimentos do setor petróleo visto que a participação de componentes nacionais nas atividades promovidas pela transição energética é bem maior do que na cadeia do petróleo.

Novamente é preciso ressaltar que o planejamento da transição energética é, acima de tudo, uma meta de política pública. Trata-se de um objetivo a ser perseguido por todas as empresas do setor, e não apenas as de controle estatal. Por isso, a questão do vazamento dos efeitos multiplicadores pelas importações de equipamentos e outros componentes da formação de capital deve ser considerada pela regulação, exigindo práticas e normas comuns a todas as empresas.

5.4 Distribuição dos royalties

Não há dúvida que o retorno financeiro gerado pela extração e beneficiamento de petróleo é significativo. O aumento de receitas gerado pode trazer importantes contribuições ao financiamento do desenvolvimento econômico e social. Contudo, é importante ressaltar que esses impactos possuem limites, especialmente se a utilização desses recursos não considerar a temporalidade da extração de um recurso natural não-renovável (Lantos, 2018). Essa temporalidade se dá porque nenhuma empresa “produz” petróleo, mas extrai um recurso pré-existente, formado na natureza em milhões de anos, e também porque a capacidade assimilativa da atmosfera absorver gases de efeito estufa está próxima do limite seguro para a humanidade.

Em um cenário ideal, parte das receitas obtidas com a renda do petróleo devem ser reinvestidas em atividades alternativas para que, quando as reservas estiverem esgotadas ou não puderem ser mais extraídas, haverá um estoque de capital acumulado capaz de gerar um fluxo perpétuo de renda que substitua a renda do petróleo. Essa é a lógica dos fundos de desenvolvimento de longo prazo, como o Fundo Permanente do Alasca (Alaska Permanent Fund), que foi concebido para guardar uma parte da receita com petróleo para distribuir dividendos para as gerações futuras, mesmo após o encerramento da extração.

No caso brasileiro, é importante lembrar que o detentor dos recursos naturais é a sociedade brasileira, que deve por isso ser remunerada adequadamente pela extração

e consequente declínio do seu estoque. As empresas que extraem esses recursos devem ser recompensadas pelo esforço da extração, inclusive pelo investimento necessário na operação, mas não podem ser vistas como detentoras das jazidas. O sistema de leilão das concessões de extração de petróleo e gás natural no Brasil contribuíram para que parte significativa das receitas da extração seja retornada à sociedade, através dos royalties pagos aos governos federal, estaduais e municipais envolvidos.

Na esfera federal, a Lei Federal 12.351/2010 (“Lei do Pré-Sal”) criou o Fundo Social do Pré-Sal com o objetivo de destinar recursos obtidos pela extração de petróleo e gás natural para financiar investimentos em áreas relevantes do desenvolvimento, como educação, saúde, cultura, esporte, ciência e tecnologia e meio ambiente. Contudo, como consideram Ismael e Leone (2022,p.110):

“quando comparado ao Fundo Soberano da Noruega, observa-se que a gestão do fundo no caso brasileiro é mais suscetível a interferências políticas, diante da ausência na legislação de mecanismos de transparência. A investigação mostrou que o Fundo Social do Pré-Sal arrecadou, no período considerado, um volume de recursos significativo, mas que não foi distribuído para o campo educacional, ou para o Sistema Único de Saúde, permanecendo depositado na Conta Única do Tesouro Nacional.”

Um exemplo dessa interferência é a recente aprovação na Câmara dos Deputados do Projeto de Lei 5122/23, que prevê a destinação de até R\$ 30 bilhões de recursos do fundo para a concessão de financiamento aos produtores rurais para a quitação de operações de crédito rural e de Cédulas de Produto Rural (<https://www.camara.leg.br/noticias/1181124-camara-aprova-uso-de-fundo-social-para-agricultores-attingidos-por-calamidades>). Porém, a literatura evidencia claramente que a ausência de mecanismos de controle na concessão de crédito rural subsidiado resulta em uma forma de financiar e incentivar o do desmatamento de florestas nativas (MOURÃO et al., 2024). Ou seja, o projeto de lei recentemente aprovado pela Câmara dos Deputados propõe utilizar rendas obtidas pelo aumento da extração do petróleo e gás natural para fomentar a atividade que mais causa emissão de GEE no Brasil.

No âmbito regional tampouco se consolidou a tradição de criar fundos de riqueza permanente constituídos por parte das receitas da extração de petróleo e outros recursos não-renováveis. Algumas exceções são fundos criados por governos subnacionais, como o Fundo Soberano do Espírito Santo (FUNSES) e o de algumas prefeituras (como Maricá, Niterói e Ilhabela, por exemplo). Mas, de forma geral, os royalties do petróleo são tipicamente misturados com outras receitas para o financiamento das administrações públicas.

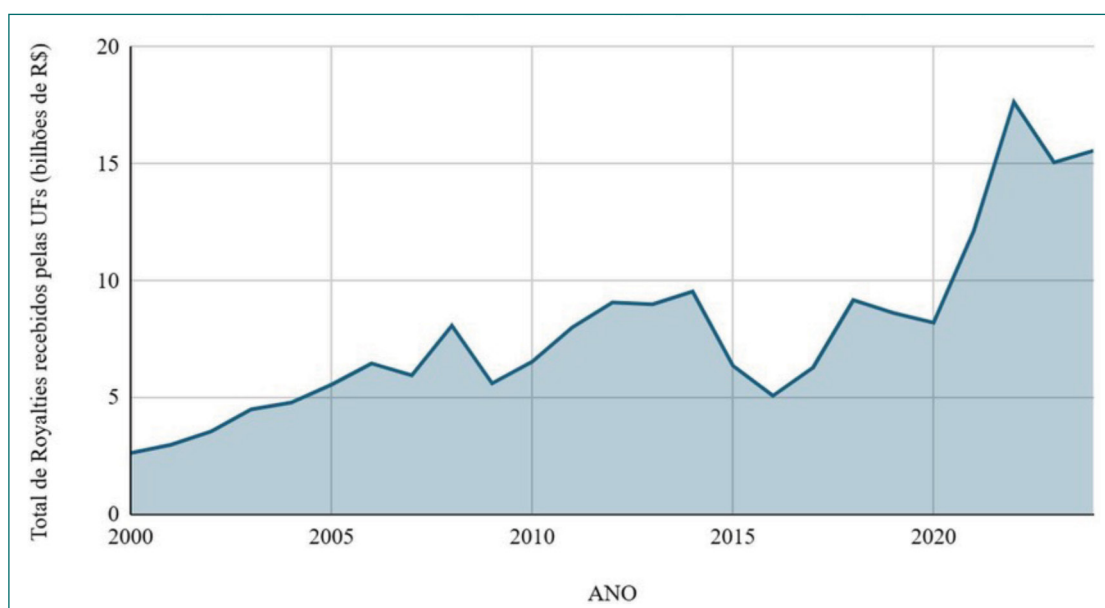
A prática de confundir as receitas dos royalties, que são uma compensação financeira pela descapitalização ocasionada pela extração, com receitas correntes

ordinárias acaba criando uma dependência fiscal que, no longo prazo, “vicia” a administração pública em financiar gastos correntes de curto prazo sem o foco nos investimentos estratégicos de longo prazo.

Assim, embora haja uma dotação significativa de receita, especialmente em períodos de alta dos preços do petróleo, não se criam as condições de longo prazo para lidar com a inevitável extinção da atividade. Pior, em função da exacerbação pelo uso de recursos públicos para fins políticos em despesas correntes sem retorno para o desenvolvimento (mas garantia de reeleição do executivo mandante), crises são geradas mesmo antes da interrupção da extração, em períodos de queda de preço do recurso. Além disso, deve ser evitado, por exemplo, o uso dos royalties para atividades que vão de encontro aos objetivos da redução de gases de efeito estufa, como por exemplo, a possibilidade de financiamento de atividades do setor agropecuário que podem contribuir para o aumento do desmatamento.

Os montantes de arrecadação de royalties e de participações especiais da atividade petrolífera foram respectivamente de R\$ 5 bilhões e R\$ 40 bilhões em 2024. Dentre os estados beneficiários cabe observar a situação do Rio de Janeiro. O caso do Estado do Rio de Janeiro é paradigmático para demonstrar que a dotação de royalties pela extração de petróleo não é garantia de desenvolvimento econômico e social. O gráfico 16 mostra a evolução, desde 2000 (preços de 2024), dos royalties recebidos pelas Unidades da Federação (UF) que somaram, aproximadamente, 196 bilhões de reais até 2024.

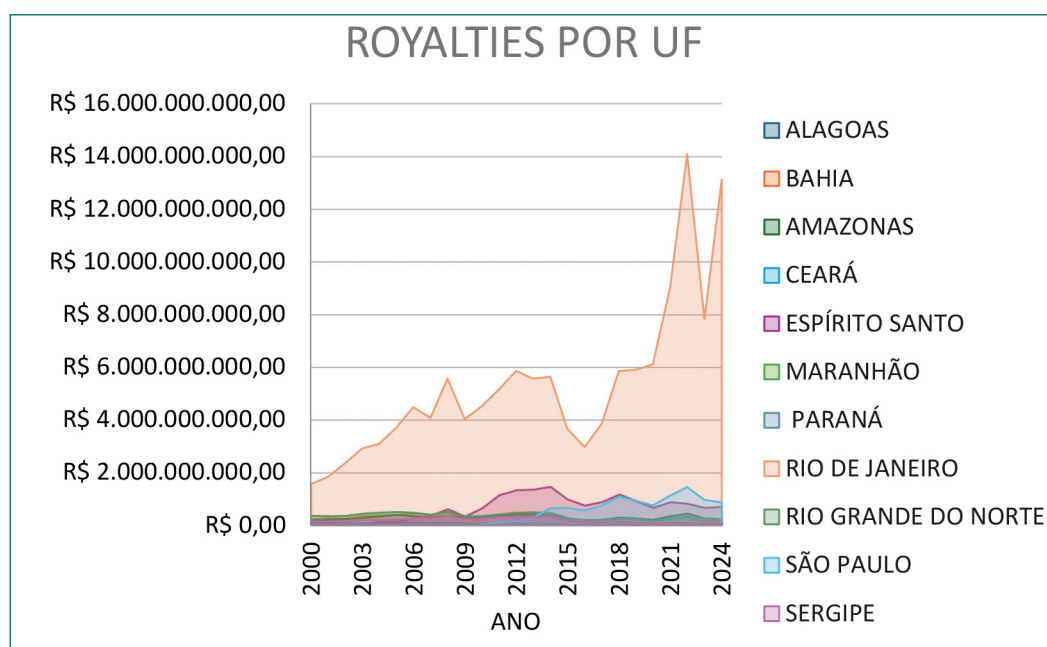
Gráfico 16. Total de royalties recebidos pelas Unidades da Federação, 2000-2024, preços constantes de 2024



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP

Percebe-se que houve um aumento significativo de recursos repassados sob forma de royalties. Porém, quando se observa a distribuição regional desses recursos, é nítida a concentração dos benefícios pelo Rio de Janeiro, que domina o recebimento de royalties durante toda a série analisada, tanto pelo estado quanto pelos municípios que mais receberam royalties no mesmo período. Essa tendência permanece atual (gráfico 17): em 2024, o estado do Rio de Janeiro e os municípios cariocas, juntos, receberam R\$ 44 bilhões (75%) da renda do petróleo distribuída para todo o país, sendo que o estado do Rio de Janeiro concentrou 82,6% da renda distribuída aos Estados, e os municípios fluminenses receberam 66,23% da renda distribuída aos municípios (INESC, 2025).

Gráfico 17. Total de royalties recebidos por Unidade da Federação, 2000-2024, preços constantes de 2024



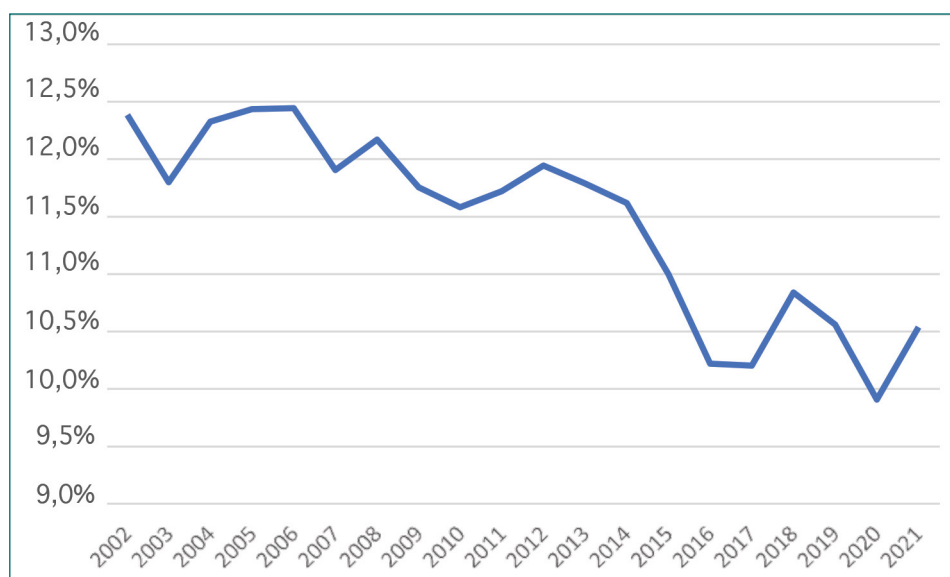
Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP

Diante de tamanha concentração de benefícios, o Rio de Janeiro se mostra como o caso mais importante a ser estudado no Brasil acerca da alegada contribuição dos royalties para o desenvolvimento local. A economia fluminense tornou-se bastante especializada na atividade extrativa, refletida no elevado percentual que ocupa do PIB estadual: a indústria extrativa mineral responde por 16,6% do PIB estadual (média 2021-2022), e não outra exploração mineral significativa além do petróleo.

O ganho de renda é ainda mais significativo porque, além dos royalties, a sede da maioria das empresas de petróleo e boa parte da atividade associada, inclusive refino, estão localizadas no estado. Por isso, tanto os indicadores econômicos quanto sociais do Rio de Janeiro deveriam ter crescido significativamente acima do resto do país.

Contudo, não se verificou o “salto” esperado de maior crescimento econômico. O PIB do Estado do Rio de Janeiro cresceu abaixo da média nacional ao longo deste século, apesar do aumento da atividade do petróleo. Segundo as Contas Regionais do IBGE, a participação média do PIB fluminense no período 2002-2011 foi de 12,0% do PIB nacional, declinando para 10,9% no período 2012-2022 (gráfico 18).

Gráfico 18. Participação do PIB fluminense no PIB nacional, em %, valores correntes



Fonte: Elaboração própria com base em dados do IBGE

Igualmente não se percebeu melhoria dos indicadores de desenvolvimento social acima da média nacional. A tabela 5 apresenta a evolução do Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) para o estado comparado com a taxa nacional (<http://www.atlasbrasil.org.br/>) e a taxa de crescimento no recebimento de royalties de petróleo pelo estado.

Tabela 5. Taxa de crescimento do IDHM, Rio de Janeiro X Brasil, 2011-2020

Ano	Taxa de crescimento do IDHM Nacional	Taxa de crescimento do IDHM Rio de Janeiro
2011	2,2%	0,1%
2012	1,1%	0,8%
2013	1,1%	1,6%
2014	0,5%	0,6%
2015	0,7%	0,5%
2016	0,3%	0,3%
2017	0,9%	1,8%
2018	0,5%	0,5%
2019	-0,7%	-3,0%
2020	-3,0%	-2,9%
Acumulado	3,6%	0,1%

Fonte: Elaboração própria, com dados do Atlas do IDHM no Brasil (<http://www.atlasbrasil.org.br/>)

É nítido que o desenvolvimento humano no país como um todo (melhoria de 3,6%) foi superior ao do Rio de Janeiro (estagnado em um crescimento de 0,1%). Ou seja, os dados mostram que a grande dotação de renda derivada de petróleo no Rio de Janeiro não resultou em melhoria econômica e social em relação ao resto do país – de fato, os indicadores mostram que o desempenho fluminense foi inferior à média nacional.

Parte do problema está relacionado à instabilidade dos fluxos de renda do petróleo ao longo da série histórica, que é fruto da grande oscilação de preços. Mas também deve-se destacar que, ao contrário de estabelecer uma plataforma de desenvolvimento de longo prazo, as receitas do petróleo acabaram destinadas a metas de curto prazo, inclusive para atendimento de interesses políticos. O caso do Rio de Janeiro corrobora a uma extensa literatura que argumenta que a dotação de receitas pela extração de recursos naturais não é garantia para o desenvolvimento local (DEACON, 2011). No caso brasileiro, estudos econométricos mostraram que as rendas do petróleo não produziram impactos significativos nos indicadores sociais de saúde e de educação dos municípios beneficiados, e podem ter gerado efeitos negativos sobre seus setores formais de trabalho (POSTALI, NISHIJIMA, 2011).

Uma possível explicação para isso é a redução no esforço de arrecadação de tributos quando ocorre um período de abundância na entrada de recursos (LEÃO et al. 2024). Quando há reversão desses fluxos, ocorre um crescimento do endividamento que passa a pressionar crescentemente os fluxos financeiros e, ao final, os royalties acabam sendo utilizados para rolagem dessa dívida, pouco contribuindo para o desenvolvimento de longo prazo.

Por isso, é também bastante perigoso considerar a extração de petróleo como forma de equilibrar finanças públicas. Isso poderá reproduzir, na escala nacional, o drama vivido pela economia do Rio de Janeiro, que sofreu fortemente com a queda do preço do petróleo em meados da década passada, que representou uma forte queda nas receitas públicas resultando em crise fiscal com importantes impactos negativos nos gastos sociais e para o desenvolvimento (SANTOS, NAZARETH, 2017).

5.5 Renda para ações de mitigação, adaptação, conservação e inovação para a transição

Outro ponto importante a se destacar é que a atual estrutura de distribuição de benefícios privilegia o pagamento de dividendos de curto prazo e, por parte do Governo Federal (maior acionista da Petrobras), o pagamento de ações não relacionadas às consequências ambientais causadas pela extração de petróleo nos curto e longo prazos.

INESC (2025) demonstra que apenas 0,16% da renda do petróleo recebida pelo Governo Federal foi direcionada à agenda ambiental e climática. É mais grave que esse valor permaneça extremamente baixo, apesar da crescente evidência de acirramento dos extremos climáticos e ausência de soluções de financiamento público doméstico e no âmbito da política climática global, como demonstrado pelos problemas recentes (Amazônia, Pantanal e Rio Grande do Sul), e que trazem grandes custos fiscais para o próprio governo (FREITAS, 2024).

Por isso, uma parcela maior da renda deve ser destinada para a mitigação climática, inclusive nas áreas onde o problema é maior no Brasil (desmatamento e agricultura). A Petrobras já possui uma pequena participação no Fundo Amazônia, mas seu envolvimento deve ser maior no combate ao desmatamento e outras formas de reduzir as emissões no Brasil com custos relativamente baratos. Isso deve ocorrer, inclusive, por pressão regulatória a ser imposta a todas as empresas do setor (não apenas a Petrobras, pois essa política não pode ser vista como destinada apenas à empresa líder).

É importante frisar que, se o desmatamento é eliminado, há um automático ganho de competitividade do biocombustível brasileiro pois não ocorreria o “efeito indireto”: aumento de queimadas ocasionadas pela conversão de áreas florestadas em pastagens, que são deslocadas das áreas já convertidas por causa do aumento do preço da terra decorrente da maior demanda para cultivo de cana-de-açúcar e soja para a produção de biocombustíveis.

Esse problema é um dos aspectos levantados pela União Europeia como impedidores da importação de biocombustíveis, e a meta do desmatamento zero é, também, uma estratégia para resolver essa solução. Deve-se frisar que o ganho econômico com o desmatamento para expansão de novas pastagens é muito pequeno se comparado ao dano causado pelo acréscimo de emissões, e o estabelecimento de soluções econômicas, como Pagamento por Serviços Ambientais, pode complementar ações de comando e controle com custo econômico baixo (CASTRO,YOUNG, 2024).

INESC (2025) também ressaltam que apenas 1% da renda do petróleo recebida pelo governo federal foi direcionada ao Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) via FNDCT, com o agravante de quase a totalidade desse recurso é utilizada para financiar o CT – Petróleo, em detrimento de Centros que têm atribuição de pensar inovações tecnológicas orientadas à transição energética e a uma economia livre do petróleo. A necessidade de investir na transição energética (biocombustíveis de segunda e terceira geração, eficiência energética, etc.) é uma condição essencial para a transição energética ocorra de fato, e não seja apenas uma figura de retórica para justificar a continuidade do status quo.

6. Diversificação do Portfólio e Novos Vetores Estratégicos

Como se sabe, ante às mudanças climáticas, o setor de energia está em franca *transformação*, consubstanciada pela crescente relevância das inovações tecnológicas que impactam a produção e o uso de energia¹². Uma parcela significativa das inovações é fruto da integração de tecnologias digitais (denominada digitalização), impondo novas formas de conceber, planejar e implementar projetos de energia (IEA, 2019)¹³.

Segundo Percebois (2021)¹⁴, as tecnologias digitais serão determinantes no processo de transformação e transição energética, posto que elas não dizem respeito só ao produtor, transportador ou distribuidor de energia, mas também, e cada vez mais, ao consumidor que terá que gerenciar uma quantidade crescente de informações para adaptar seu comportamento aos desenvolvimentos tecnológicos.

Não obstante as diferenças que resultam das dotações nacionais de recursos energéticos e as condições de demanda de cada país, os novos objetivos de política energética têm em comum a importância crescente do tratamento conjunto do binômio tecnologia-energia, o qual reflete, na verdade, problemas referentes a decisões críticas de curto, médio e longo prazo com relação aos rumos, velocidade e intensidade dos investimentos de diversificação do *core business*.

Diga-se de passagem que tais problemas não são inerentes apenas à Petrobras. Todas as empresas de petróleo se deparam no presente com dilemas no seu processo decisório. Por um lado, as petroleiras sabem que, num contexto de transformação energética, a demanda de petróleo tende a ser menor no horizonte 2050. Porém, dadas as múltiplas e concorrentes soluções tecnológicas e energéticas, as empresas têm tido concretas dificuldades em matéria de seleção e de tomada de decisões de investimentos.

Ademais, o patamar atual dos preços do petróleo, acima de US\$ 60 por barril, estimula a busca de maximização de lucros de curto prazo e, a reboque, uma maior

¹² Tal como indicam, Percebois e Hansen (2019), “*Aujourd’hui, le secteur est entré « en **transition** », selon le vocable consacré. En fait, ce n’est pas la première fois qu’il se **transforme**. »* grifo nosso, in , J. Percebois, J. e Hansen, J.P., (2017), *Transition(s) électrique(s) : ce que l’Europe et les marchés n’ont pas su vous dire*, ed. Odile Jacob, Paris, 2017

¹³ International Energy Agency (IEA), Technology Innovation to Accelerate Energy Transitions. Junho de 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/technology-innovation-to-accelerate-energy-transitions>.

¹⁴ Percebois, J., “Energy Challenges in the Post Health Crisis Period”, in Revista Brasileira de Energia | Vol. 27, Nº 2, 2º Trimestre de 2021 - Edição Especial I, pp 8-16.

distribuição de dividendos. Portanto, vários sinais de recuo em estratégias empresariais de diversificação das petroleiras têm sido identificados, em decorrência da dificuldade de estimar as rentabilidades esperadas dos investimentos em projetos de diversificação.

Derivado desse problema geral que impacta o mundo das empresas de petróleo, cabe observar de que maneira a Petrobras tem lidado com tais questões. Cabe aqui recuar um pouco no tempo. Ao longo dos últimos anos, os traços marcantes do comportamento empresarial da Petrobras foram: i) a redução do seu grau de integração vertical, derivado da venda da BR Distribuidora e a consequente saída do segmento de distribuição de combustíveis; ii) o início, já abortado de desinvestimento do parque de refino, cuja previsão era de alienação de cerca de 50% das refinarias e iii) a concentração dos investimentos no pré-sal. Não é exagero afirmar que esse rumo tornou a Petrobras uma empresa - provavelmente uma das melhores no mundo - especializada em exploração e produção em águas ultra- profundas. Ou seja, ao invés de diversificar suas atividades, a empresa concentrou seus investimentos, especialmente no período 2016-2022, no segmento *upstream* em águas ultraprofundas.

Isto pode ser comprovado através das informações do Plano Estratégico 2040 e do Plano de Negócios 2019-2023, os quais revelam que a companhia reservou apenas US\$ 417 milhões do total de US\$ 84 bilhões, ou seja, 0,5% do total de projetos de investimento para:

- i. participação em leilões de energia solar;
- ii. entrada gradual no mercado de geração solar distribuída;
- iii. projetos em Eólica Offshore para a próxima década;
- iv. produção de BioQAV e GreenDiesel em plantas integradas às refinarias.

O Plano Estratégico 2050 e o Plano de Negócios 2025-2029 modificam, parcialmente, esse enfoque. Embora os investimentos estejam ainda concentrados no core business e, em especial, nas atividades de Exploração e Produção, há um claro aumento nas atividades de diversificação do portfólio, com um número crescente de projetos de investimentos em renováveis e novos combustíveis.

Os projetos nas chamadas “Energias de Baixo Carbono”, conduzidos pela recém-criada Diretoria de Transição Energética, totalizam, até 2029, US\$ 8,9 bilhões, correspondendo 8,0% do total previsto de US\$ 111 bilhões. Os negócios principais de baixo carbono incluem, além da descarbonização das atividades operacionais da companhia ao longo de toda cadeia produtiva, as seguintes atividades:

- a)** bioprodutos (etanol, biodiesel e biometano);
- b)** hidrogênio com baixa emissão de carbono;
- c)** geração elétrica renovável (eólicas onshore e offshore, solar fotovoltaica) e
- d)** CCUS (Carbon Capture, Utilisation and Storage).

É fato que os investimentos em energias limpas aceleraram rapidamente nos últimos anos; mas como pontua o World Energy Outlook 2024, publicado pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2024), precisariam avançar muito mais rapidamente para cumprir as metas climáticas.

Este processo amplia as fontes de incerteza com relação à revisão das estratégias empresariais e das políticas governamentais. A Petrobras, assim como a maioria das grandes empresas de petróleo, dada a indefinição com relação ao ritmo dos processos de transformação e transição energética, ainda se mostram hesitantes com relação às decisões de investimento em Energias e soluções de Baixo Carbono. Neste sentido, será central o papel a ser cumprido pelo Estado, em todos os países, na definição de diretrizes claras e críveis de longo prazo com relação ao futuro dos combustíveis fósseis na matriz energética.

Porém, há um problema central que está relacionado com a assimétrica situação com relação à dotação de recursos energéticos, à dependência das importações e aos estágios de desenvolvimento econômico e industrial e às disparidades dos níveis de renda.

Sob tais circunstâncias e condições, não surpreende a dificuldade crescente de construção de consensos como foi observado na COP 29, realizada em Baku, no Azerbaijão. E isso só torna ainda maior o desafio político e diplomático da próxima COP a ser realizada em Belém no fim de 2025.

Além disso, como alerta The Economist (2024), os cenários para a realização de novos investimentos tendem a assumir que o investimento será distribuído de forma aproximadamente uniforme ao longo do período em consideração, por exemplo entre 2025-2050.¹⁵

Como contraponto, The Economist (2024) assinala que os modelos que usualmente servem de base para projeções de longo prazo têm resultados pobres com respeito à previsão de avanços tecnológicos, pois, por vezes, superestimam a adoção de algumas tecnologias (como a captura e armazenamento de carbono) e, no entanto,

¹⁵ Ver matéria de 14/11/24, <https://www.economist.com/interactive/briefing/2024/11/14/the-energy-transition-will-be-much-cheaper-than-you-think>

frequentemente subestimam gravemente a queda dos custos de outras, mais notavelmente os painéis solares e baterias de lítio.

Em suma, a principal crítica da revista britânica é que os estudos prospectivos podem não estar incorporando corretamente as trajetórias de custos declinantes de determinadas soluções tecnológicas, especialmente aquelas que podem gerar ganhos de eficiência energética; e por outro lado, os mesmos estudos tendem a superestimar as tendências de crescimento da demanda (*"Most analysts overestimate energy demand and underestimate technological advances"*).

As questões-chave que emergem do WEO 2024, bem como as críticas que podem ser levantadas sobre o relatório, revelam o aumento da complexidade para a elaboração de políticas públicas e estratégias empresariais. Isto reflete igualmente a dificuldade de lidar com a velocidade do processo de transformações e transições energéticas, num contexto, tal como foi definido de fratura geopolítica e dificuldade de construção de consenso acerca das medidas efetivas de investimento, financiamento e de compromisso críveis para a redução das emissões dos gases de efeito estufa.

Conclusão

Este relatório propôs discutir os caminhos a serem trilhados pela Petrobras a fim de potencializar as contribuições da empresa num contexto de urgência climática e transição energética. O Anexo 1 apresenta uma tentativa de síntese dos pilares de avaliação e fatores-chave que estão associados à atividade petrolífera ao longo das últimas décadas e os efeitos esperados para o longo prazo.

Tal como destacado, são inúmeras as fontes de incerteza com relação à (ao):

- i. geopolítica do petróleo e das mudanças climáticas, em particular, comportamento futuro dos preços;
- ii. evolução da demanda de petróleo e de energia; e
- iii. evolução de soluções tecnológicas e de novos combustíveis que possam vir, de fato, a cumprir papel preponderante na substituição de combustíveis fósseis a médio e longo prazos.

Sem dúvida, tanto empresas como governos colocam em cursos, respectivamente processos de revisão de estratégias empresariais e de políticas públicas setoriais. A Petrobras, portanto, não é exceção com relação a esse processo de transformação e transição energética. Para tal será decisivo o papel do Estado, tanto como acionista majoritário da Petrobras, quanto como legítimo formulador de políticas públicas setoriais. Este ponto é essencial para que haja uma visão clara da extensão, das possibilidades e velocidade das ações que conduzam a uma efetiva diversificação do core business.

Dada a sua importância para a economia brasileira e para o desenvolvimento econômico nacional, esse processo deveria ser pautado pela observância dos pilares de avaliação que foram aqui destacados.

Assim, os seguintes pontos emergem como mensagem central desta nota, referentes tanto ao setor quanto à Petrobras.

1. É fundamental, da parte do Estado brasileiro, uma definição clara e não conflitantes das diretrizes de políticas setoriais (energia, meio ambiente, industrial, tecnológica) que sinalizem um horizonte para a redução da demanda de combustíveis fósseis. Sem um “norte de política” mais claro a ser observado pelas empresas de toda cadeia produtiva da indústria de petróleo e derivados, a efetiva implementação das ações governamentais, anunciadas em 2024, como a Política Nacional de Transição Energética, o Plano de Transição Ecológica e o Programa Combustível do Futuro correm sério risco de não se traduzirem em resultados concretos.

2. É também indispensável o alinhamento com relação aos acordos internacionais do clima e as posições assumidas pelo Brasil. Este aspecto tem que estar explicitamente presente nos cenários de longo prazo, elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética, a fim de adequar, de fato, as metas pretendidas com a realidade.
3. O comprometimento da Petrobras com ações de conservação, mitigação e adaptação com respeito ao clima deve ser ampliado e ancorado em bases críveis; o engajamento da Petrobras como instrumento na implementação dessas ações deveria ser explicitado, com a fixação de metas, compromissos e avaliação dos resultados;
4. Os programas de investimento nas Energias de Baixo Carbono devem ser ampliados e ter sua implementação privilegiada. Eles possivelmente não alcançarão o nível de retorno de investimento de projetos do upstream, declarados comerciais, mas podem ser rentáveis e são fundamentais para as metas de diversificação do core business e para o papel que a empresa pode cumprir com relação aos desafios impostos pela urgência climática. A consideração conjunta desse binômio – rentabilidade empresarial e diversificação – é importante tanto no plano da União (acionista majoritário da Petrobras), quanto no que concerne os demais acionistas da empresa. Para tal, é fundamental estruturar e ampliar a cadeia de inovação em novos combustíveis, a partir da própria experiência que o CENPES (Centro de Pesquisa da Petrobras) já possui em termos de capacitação tecnológica e recursos humanos;
5. Os programas de investimento em novas refinarias, altamente intensivos em capital e de longo tempo de maturação, devem ser descontinuados, face a esperada redução da demanda, favorecendo ganhos de escala para a ampliação da participação de novos combustíveis na matriz energética; nesse segmento devem ser privilegiados somente os investimentos para descarbonização, modernização e eficiência energética das operações;
6. O risco crescente de retração da demanda futura por combustíveis fósseis em função da implementação dos Acordos Internacionais já pactuados pelos países, que requer uma rápida e significativa redução na emissão de GEE, precisa ser incorporado no planejamento e tomada de decisão da empresa, sob o risco perdas futuras significativas com “ativos encalhados” em atividades que estarão em conflito com o orçamento de carbono restrito pela política climática, que deverá ser tão mais drástica quanto mais atraso ocorrer na transição energética; e
7. A Petrobras, e o setor de petróleo e gás natural como um todo, não podem ser considerados como meros instrumentos de “solução” para o problema

macroeconômico que abarca a questão fiscal no país. Não obstante a importância dos recursos financeiros arrecadados com royalties, impostos e demais participações governamentais é importante recordar o risco associado à dependência das administrações públicas (federal, estaduais e municipais) posto que a atividade petrolífera é caracterizada pela extração de recursos esgotáveis e cujos preços são extremamente voláteis. Estes aspectos apontam para a necessidade de aprimoramento da aplicação de recursos financeiros que serão relevantes ainda por muito tempo. Neste sentido, a distribuição dos recursos fiscais e extrafiscais obtidos com o upstream precisa levar em consideração a necessidade de financiar de forma mais decisiva (i) a redução do desmatamento, que compromete a competitividade internacional dos biocombustíveis brasileiros, e (ii) a necessidade de adaptação nas áreas críticas a serem afetadas por eventos extremos, particularmente as regiões com populações de menor recurso para esse tipo de gasto.

8. Há de se ter em mente os riscos mencionados acima da “bolha de carbono” em contraste com opções sustentáveis (biocombustíveis de segunda e terceira geração, fontes alternativas, eficiência, etc.), o que requer uma análise mais fina dos riscos dos investimentos em curso, especialmente por serem altamente intensivos em capital e de longo prazo de maturação.
9. A demanda brasileira de combustíveis fósseis está concentrada no sistema de transporte e indústria de transformação visto que o consumo para termelétrica é relativamente pequeno e não há demanda significativa para aquecimento. O uso de biocombustíveis já é elevado, através do etanol e biodiesel, e deverá ser incrementado. A eletrificação da frota pode reduzir ainda mais a demanda por combustíveis fósseis no setor de transporte. Além disso, os investimentos em Energias de Baixo Carbono, mantidas as premissas já levantadas acima com respeito à rentabilidade dos investimentos, os podem ser ampliados, aproveitando as capacitações empresariais e setoriais em matéria de inovação, para o desenvolvimento de SAF (Sustainable Aviation Fuel), HVO, hidrogênio de baixo carbono (rota do hidrogênio verde), CCS, BioQAV, BioGLP, biogás e biometano;
10. A demanda industrial também pode ser afetada por maior uso de renováveis e aumento da eficiência energética. Este último ponto é central e deveria ser privilegiado no âmbito da consecução das políticas públicas setoriais. Logo, uma verdadeira transição energética no país deve resultar em uma redução consistente e significativa no consumo doméstico de combustíveis fósseis. Isto significa que, nas condições de contorno presentes, a expansão da extração de petróleo, portanto, só faz sentido se ocorrer uma expansão das exportações, justamente num cenário de expectativa de maior restrição internacional aos fósseis.

Anexo 1

Pilares de Avaliação e Fatores- Desafios de Longo prazo Chave Para a Indústria do Petróleo e Trajetória da Petrobras

Pilares de avaliação	2025-2035
Geopolítica e impactos no preço do petróleo	Forte Incerteza com relação aos preços decorrente: a) decisões de investimento das empresas de petróleo b) evolução da demanda
Geopolítica e Mudanças Climáticas	Para 2030, o compromisso do Brasil é reduzir 53% das emissões de GEE (em relação a 2005), com um teto de aproximadamente 1,21 GtCO₂e. Até 2035, a redução deve ficar entre 59% e 67% das emissões de GEE (em relação a 2005), e alcançar a neutralidade climática em 2050
Alinhamento às diretrizes governamentais (Políticas Públicas/Regulação)	Necessidade de diretrizes consistentes e críveis com relação à urgência climática Sinalização de horizonte para restrição da demanda de fósseis
Inovação e Tecnologia	Investimentos em baixo carbono; P&D: Considerando o Plano Estratégico 2025-2029, há US\$ 8 bi previsto para investimentos em Energias de Baixo Carbono ao longo dos 5 anos (no PE anterior estavam previstos US\$ 700 milhões), que terão foco em desenvolvimento de tecnologias sustentáveis, inovação em processos e produtos, e apoio à transição energética e descarbonização das operações. Importância de engajar demais petroleiras
Dimensão Microeconômica:	Incorporação de critérios de sustentabilidade e transição energética nas decisões de investimento, avaliando não apenas a rentabilidade financeira, mas também os impactos ambientais e sociais dos projetos. Adoção de tecnologias digitais, como inteligência artificial e gêmeos digitais, para otimizar projetos e aumentar a eficiência na análise de novas fronteiras exploratórias.

	Avaliação Criteriosa da Crescente Dependência das Exportações de Petróleo Bruto
Dimensão Macroeconômica e Desenvolvimento Regional	Reposicionamento Crítico dos efeitos sobre emprego da atividade
	Renda para ações de mitigação, adaptação, conservação e inovação para a transição
Diversificação do Portfólio e Novos Vetores Estratégicos (novos combustíveis)	2024: Aprovação do Plano Estratégico 2024–2028, prevendo investimentos de US\$ 8 bilhões em projetos de baixo carbono, incluindo biorrefino, energia eólica, solar, captura e armazenamento de carbono (CCUS) e hidrogênio verde. 2025: Início da operação de novas unidades de produção de Diesel R5 (com 5% de conteúdo renovável) em refinarias selecionadas. 2028: Conclusão de projetos de biorrefino, incluindo plantas dedicadas de bioquerosene de aviação e diesel 100% renovável.

Fonte: Elaboração dos autores

Referências Bibliográficas

ALVES-PASSONI, P., FREITAS, F. N. P. Estimação de Matrizes Insumo-Produto anuais para o Brasil no Sistema de Contas Nacionais Referência 2010. Texto para Discussão 025, 2020. Disponível em: https://www.ie.ufrj.br/images/IE/grupos/GIC/publica%C3%A7%C3%B5es/2020/TD_IE_025_2020_ALVES-PASSONI_FREITAS.pdf

CALDECOTT, B. Introduction to special issue: stranded assets and the environment. *Journal of Sustainable Finance & Investment*, 7(1), 1–13. 2016. <https://doi.org/10.1080/20430795.2016.1266748>

CÂMARA DOS DEPUTADOS. Brasil ratifica Acordo de Paris sobre Mudança do Clima. Agência Câmara de Notícias. 9 de Dezembro de 2016. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/497879-brasil-ratifica-acordo-de-paris-sobre-mudanca-do-clima/>

CASTRO, B. S., YOUNG, C. E. F. Taxonomia para pagamentos por serviços ambientais: custo de oportunidade do trabalho como alternativa ao custo de oportunidade da terra. *JURIS - Revista da Faculdade de Direito*, 34(2), 209–228. 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.14295/juris.v34i2.17659>

DEACON, R. T. The Political Economy of the Natural Resource Curse: A Survey of Theory and Evidence, *Foundations and Trends in Microeconomics*: Vol. 7: No. 2, pp 111-208. 2011. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1561/07000000042>

DUCHIADE, A. O crescimento das exportações de petróleo brasileiro. *Nexo*, 10 de abril de 2025. Disponível em <https://www.nexojornal.com.br/externo/2025/04/10/brasil-exportacao-petroleo-cresceu>

EU COMMISSION. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality, 14 July 2021. Disponível em: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/fit-for-55/>

FOUQUET, D. et al. Legal analysis: feasibility study of an EU legislative act banning new fossil fuel projects. Greenpeace European Unit, 2025. Disponível em: <https://www.greenpeace.org/static/planet4-eu-unit-stateless/2025/02/346938e7-2025-02-04-greenpeace-legal-analysis-eu-ban-on-new-fossil-fuel-projects.pdf>

FREITAS, C. R. Contas Econômicas Ambientais e Gasto Público Climático: Uma Proposta Metodológica para a Gestão de Desastres. Tese de doutorado, PPED-IE/UFRJ. 2024. Disponível em: <https://www.ie.ufrj.br/pos-graduacao-j/pos-graduacao-em-politicas-publicas/dissertacoes-e-teses.html>

FRIEDLINGSTEIN, P., et al. Global Carbon Budget 2023. *Earth System Science Data*, 15, 5301– 5368. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.5194/essd-15-5301-2023>

HEUSSAFF, C. et al. Europe's 2040 climate target: four critical risks and how to manage them. 2024. Disponível em: <https://www.bruegel.org/policy-brief/europes-2040-climate-target-four-critical-risks-and-how-manage-them>

IBP. Observatório do Setor. Evolução da produção, exportação e importação de petróleo no Brasil. Disponível em <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/producao-importacao-e-exportacao-de-petroleo/>

IEA. World Energy Outlook 2024, IEA, Paris. 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024?language=pt>, Licence: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A)

INESC. Renda do petróleo no Brasil: desafios, contradições e caminhos para a superação da era fóssil. Nota Técnica. 2025. Disponível em https://inesc.org.br/wp-content/uploads/2025/04/nt-renda_petroleo.pdf

ISMAEL, Ricardo; LEONE, Rafael. Fundo Social do Pré-Sal no Brasil: Marco Legal e Institucional, especificidades e desafios na promoção do Desenvolvimento Humano. *Ciências Sociais Unisinos*, v. 58, n. 2, 2022. <https://doi.org/10.4013/csu.2022.58.2.04>

LANTOS, G. Sistema de Contas Econômicas e Ambientais e a Renda Ajustada de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Tese de Doutorado, PPED-IE/UFRJ. 2018. <https://www.ie.ufrj.br/images/IE/PPED/Teses/2018/Gabriella%20Lantos.pdf>

LEÃO, R. S. S. et al.. O Impacto dos royalties da exploração de recursos naturais nas finanças públicas municipais do Brasil : estimativas a partir de instrumentos Bartik modificados. Texto para Discussão, n. 2996. Brasília, DF: IPEA. 2024. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.38116/td2996-port>

MERCURE, J.-F. et al. Macroeconomic impact of stranded fossil fuel assets. *Nature Climate Change*, v. 8, n. 7, p. 588-593, 2018. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/325552045_Macroeconomic_impact_of_stranded_fossil_fuel_assets

MOURÃO, J., STUSSI, M., SOUZA, P. CAR a CAR: A Relação Entre o Crédito Rural Subsidado e o Desmatamento. Rio de Janeiro: Climate Policy Initiative, 2024. bit.ly/CARaCAR

O'CONNOR, M. Paris Maligned II - Climate alignment assessments reveal oil and gas company transition risk exposure. CarbonTracker Initiative. 2024. <https://carbontracker.org/reports/paris-maligned-2/>

PETROBRAS. Plano Estratégico 2050 - Plano de Negócios Petrobras 2025-2029. Petrobras, 2025. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia>

PINTO JUNIOR, H. et al. (org.) (2016) Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Editora Elsevier. 2ª Ed. 2016

PINTO JUNIOR, H. Q. “Desafios da Indústria Brasileira de Petróleo na Próxima Década”. Revista Brasileira De Energia.n1 v.27, p.65-89, 2021.

POSTALI, F. A. S., NISHIJIMA, M. Distribution of oil rents and local development indicators in Brazil in the 2000s. Estudos Econômicos (São Paulo), v. 41, p. 463-485, 2011. <https://www.scielo.br/j/ee/a/swtHghXbbPDBjCvGLrNzrZz/?lang=pt>

REUTERS. EU lawmakers adopt law to hit fossil fuel imports with methane emissions limit. 10 de Abril de 2024. Disponível em: <https://www.reuters.com/world/europe/eu-lawmakers-adopt-law-hit-fossil-fuel-imports-with-methane-emissions-limit-2024-04-10/>

REUTERS. EU to propose more flexible climate goal in July, sources say. 30 de Maio de 2025. Disponível em: <https://www.reuters.com/sustainability/cop/eu-propose-more-flexible-climate-goal-july-sources-say-2025-05-30/>

SANTOS, A. M. S. P.; NAZARETH, P. A.. Crise fiscal e seus impactos nas relações inter-federativas: o caso dos municípios fluminenses. Geo Uerj, v. 31, p. 1-33, 2017. Disponível em: <https://www.e-publicacoes.uerj.br/geouerj/article/view/32055>

WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION (WMO). 2024 State of Climate Services: Health (WMO-No. 1368). Geneva, 2024. Disponível em: <https://library.wmo.int/idurl/4/69455>

ISBN: 978-65-987655-2-1

CDL



9 786598 765521