



O BRASIL EM UMA ENCRUZILHADA:

Repensando a expansão de
petróleo e gás da Petrobras

ESCRITO POR:

Olivier Bois von Kursk (IISD), Joachim Roth (WBA),
Ricardo Junqueira Fujii (WWF-Brasil), Carolyne Garcia Schiavo,
Laura Hurtado Verazaín (WBA) e Emir Erhan (WBA)

AGRADECIMENTOS:

Este relatório foi produzido em colaboração entre o IISD,
a World Benchmarking Alliance (WBA) e o WWF-Brasil.
Os autores gostariam de agradecer às seguintes pessoas por
fornecerem conselhos e sugestões para a revisão por pares:

Luis Costa

(WBA)

Ivetta Gerasimchuk

(IISD)

Kjell Kühne

(Iniciativa Leave it in the Ground)

Tara Laan

(IISD)

Nicolas Lippolis

(Columbia Climate School)

Paasha Mahdavi

(Universidade da Califórnia em Santa Bárbara)

Francois Mosnier

(Carbon Tracker)

Angela Picciariello

(IISD)

Guy Prince

(Carbon Tracker)

Vicky Sins

(WBA)

Os autores são gratos a Megan Darby por sua excepcional
contribuição no desenvolvimento e na modelagem deste relatório,
Elise Epp (design gráfico), Sydney Hildebrandt (editoração),
Tom Penner (edição de texto, Firefly Communications).

Projeto gráfico, design e ilustrações da versão em português:

Laboota

Fotos Shutterstock e Unsplash



O **WWF-Brasil** é uma ONG brasileira que há 28 anos atua
coletivamente com parceiros da sociedade civil, academia,
governos e empresas em todo país para combater a
degradação socioambiental e defender a vida das pessoas
e da natureza. Saiba mais em: wwf.org.br

EM UM RELANCE



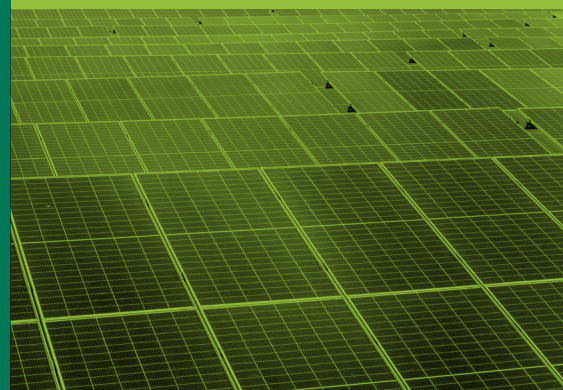
O Brasil deve expandir a produção de petróleo e gás em mais de 20% até 2030, **em um momento em que a demanda global está próxima do pico**. A Petrobras é responsável por mais da metade dessa expansão.

A Petrobras planeja **investir US\$ 97 bilhões em petróleo e gás** entre 2025 e 2029. Esse valor é seis vezes maior que seus gastos com descarbonização e diversificação de seus negócios.

Pesquisas de opinião mostram que **os brasileiros querem que a Petrobras lidere a transição para a energia renovável**, mas a empresa está atrasada em relação às empresas com melhor desempenho climático no setor de petróleo e gás.

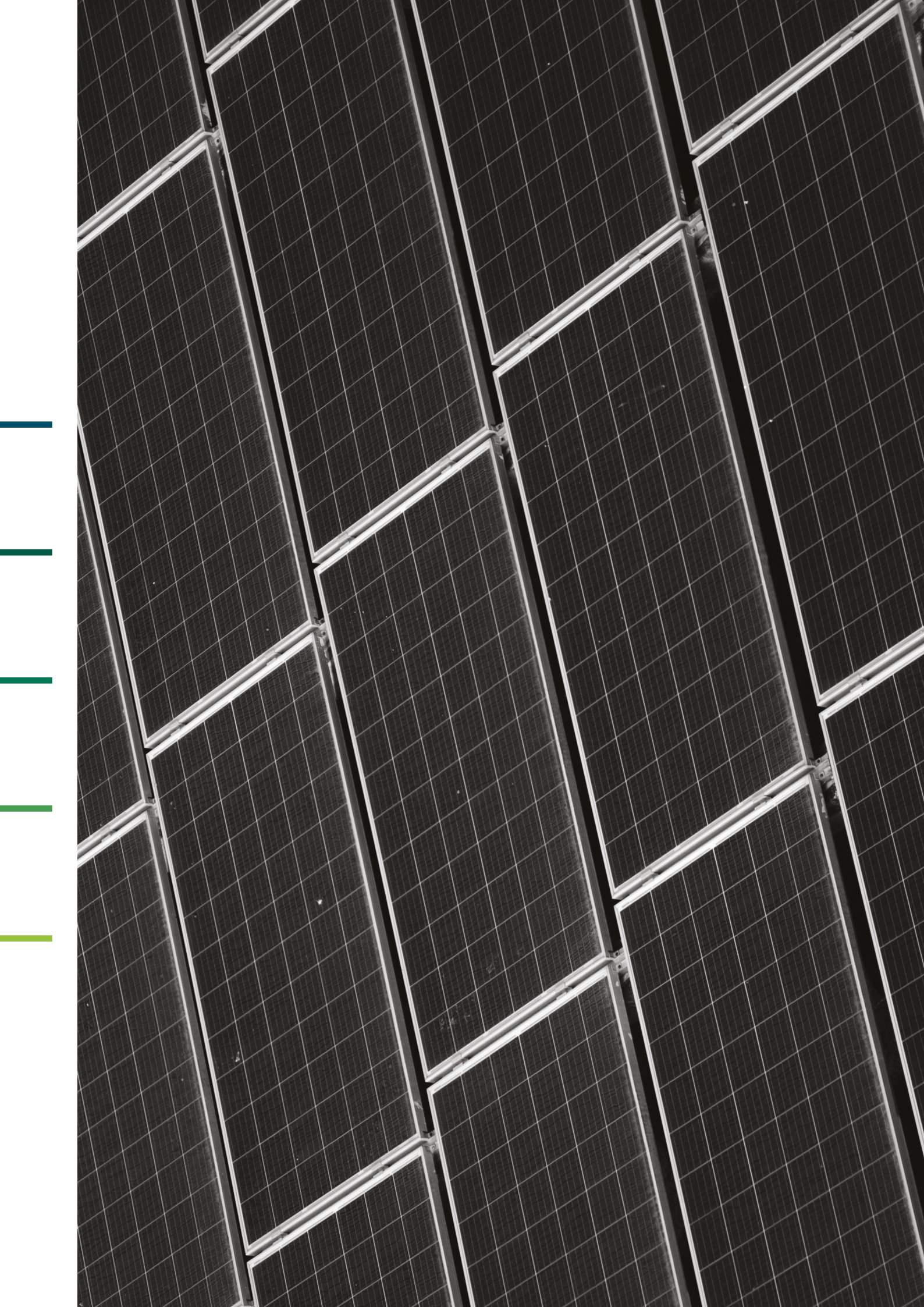
A extração de até 85% do petróleo dos novos projetos da Petrobras **não é economicamente viável em um mundo de 1,5°C**.

Os empreendimentos mais arriscados da Petrobras só serão recompensados em um mundo com aquecimento de 2,4°C ou mais.



O governo brasileiro pode traçar um caminho mais seguro restringindo a expansão do petróleo e do gás, redefinindo o mandato da Petrobras e transferindo os fluxos financeiros do petróleo e do gás para a energia limpa.





06 Resumo executivo

10 Introdução

SEÇÃO 1

12 Panorama da produção de petróleo e gás no Brasil

SEÇÃO 2

24 Riscos de ativos encalhados para o setor petrolífero brasileiro

SEÇÃO 3

34 Evolução do plano de transição da Petrobras

SEÇÃO 4

44 O papel da política de emissões líquidas zero no avanço do plano de transição da Petrobras

SEÇÃO 5

54 Investindo em um futuro sustentável

65 Recomendações

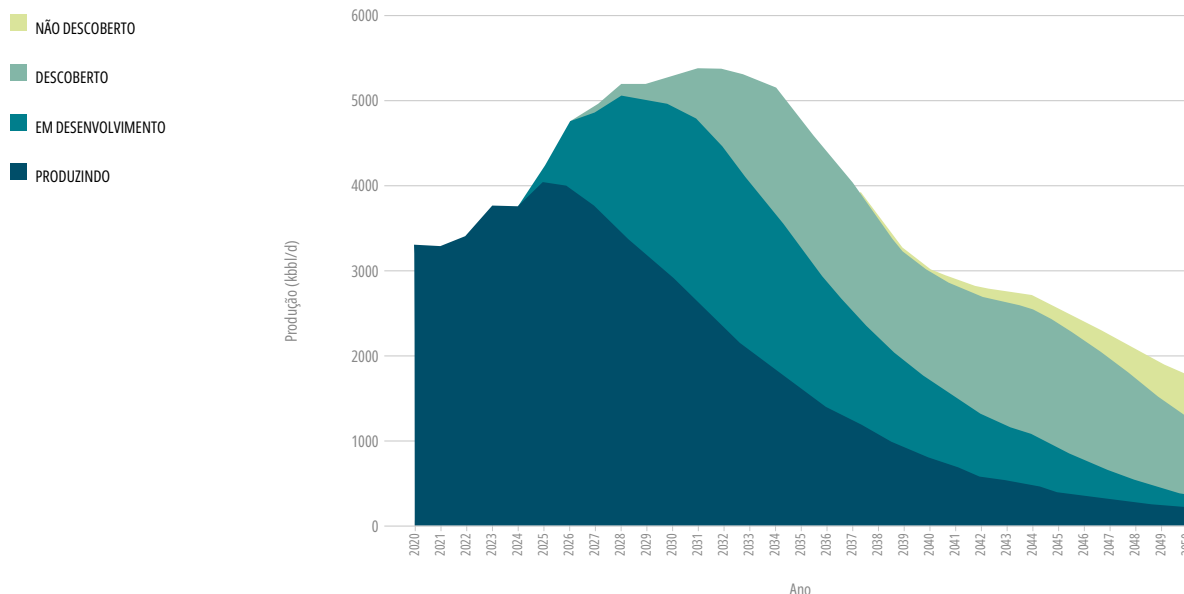
66 Referências

RESUMO EXECUTIVO

O Brasil deve aumentar sua produção de petróleo e gás em mais de 20% até 2030. Isso faria com que o país passasse do sétimo para o quarto maior produtor de petróleo do mundo. À medida que o mundo se aproxima do pico de demanda de petróleo e gás, aumentar a dependência do país das receitas de exportação de petróleo e gás é uma aposta. A nova produção só pode valer a pena em um mundo perigosamente superaquecido. Por outro lado, uma ação climática eficaz tornará obsoletos alguns ativos de combustíveis fósseis.

Na conferência climática COP28, realizada em Dubai, os governos concordaram em triplicar a capacidade de energia renovável e dobrar a eficiência energética até 2030, além de realizar a transição dos combustíveis fósseis nos sistemas de energia. Mesmo com as atuais diretrizes políticas, a [Agência Internacional de Energia \(AIE\)](#) prevê que a demanda global por todos os combustíveis fósseis atingirá seu pico em 2030, à medida que as tecnologias limpas decolarem. A China, o maior importador de petróleo do mundo, já [atingiu um platô](#) na demanda por combustíveis derivados do petróleo.

FIGURA RE 1. PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS DO BRASIL E DA PETROBRAS



Fonte: (Rystad Energy UCube v.2.3.2, 2025)

Nesse contexto, a concorrência entre os fornecedores de petróleo e gás deve se intensificar, e os desenvolvedores de projetos de fronteira estão em desvantagem em relação aos operadores históricos. Nossa análise mostra que uma parcela significativa da nova produção brasileira de petróleo corre o risco de ficar encalhada: 22% se os governos cumprirem suas promessas climáticas anunciadas ou 56% se a demanda diminuir de acordo com um limite de aquecimento global de 1,5 °C.

Conforme mostrado na Figura RE.1, a Petrobras é responsável por mais da metade dos planos de expansão de petróleo e gás do Brasil. Também está buscando alguns dos desenvolvimentos de fronteira mais arriscados e caros do Brasil. Dessa forma, os riscos de ativos encalhados são significativamente maiores para a Petrobras do que para o setor brasileiro de petróleo e gás como um todo: até 85% da nova produção de petróleo da Petrobras é economicamente inviável em um mundo de 1,5 °C. Globalmente, a demanda de petróleo e gás em um cenário de 1,5 °C pode ser totalmente atendida por campos já em produção, o que significa que qualquer expansão brasileira teria que ser compensada por fechamentos em outros lugares.

Os projetos de custo mais alto da Petrobras só poderão gerar lucro se os governos do mundo inteiro não



fizerem nada para acelerar a transição para a energia limpa. Esse cenário é consistente com o aquecimento de 2,4 °C ou mais, violando o Acordo de Paris e trazendo maiores ameaças de condições climáticas extremas e elevação do nível dos mares. A Tabela RE.1 mostra o detalhamento da parcela de ativos encalhados para o Brasil e a Petrobras em três cenários da AIE.

A Petrobras planeja investir US\$ 97 bilhões em exploração, produção, transporte e refino de petróleo e gás de 2025 a 2029. Embora a empresa tenha tomado algumas medidas para descarbonizar as operações e diversificar para energias de baixo carbono, essas medidas representam apenas 15% de seus gastos. Uma parcela muito maior de seu orçamento poderia ser redirecionada para acelerar a transição energética do Brasil.

TABELA RE.1. PROPORÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO PROJETADA NO BRASIL E DA PETROBRAS QUE É ECONOMICAMENTE INVIÁVEL NOS CENÁRIOS STEPS, APS E NZE DA AIE (2025-2040).

	Cenário	Produção	Em desenvolvimento	Novos campos	Total
BRASIL	STEPS – 2,4 °C	2%	0%	0%	1%
	APS – 1,7 °C	13%	8%	20%	13%
	NZE – 1,5 °C	26%	46%	56%	37%
PETROBRAS	STEPS – 2,4 °C	0%	0%	0%	0%
	APS – 1,7 °C	8%	7%	26%	11%
	NZE – 1,5 °C	17%	55%	85%	40%

Fonte: Cálculos do autor com base em Rystad Energy (2025) e AIE (2024)

A comparação da Petrobras com outras empresas de petróleo e gás mostra um espaço significativo para melhorias. A Petrobras está atrás das empresas com melhor desempenho no setor no que se refere ao estabelecimento de metas, à intensidade de carbono de seus produtos e à diversificação para atividades comerciais de baixo carbono. Atender e superar os padrões do setor seria prudente, viável e popular. Em uma pesquisa realizada em 2024 com brasileiros pela Pollfish para a Climainfo, 81% dos entrevistados disseram que a Petrobras deveria mudar imediatamente para energia renovável, contra 19% que disseram que ela deveria continuar sendo uma empresa de combustíveis fósseis (Oliveto, 2024).

O governo brasileiro detém o controle acionário da Petrobras, o que representa tanto uma ameaça quanto uma oportunidade. Por um lado, o povo brasileiro paga um preço quando o dinheiro público é investido de forma imprudente. Por outro lado, o governo tem influência sobre a Petrobras e pode apoiar sua transição para uma maior participação de energia limpa, o que também ajudaria a empresa a se afastar da montanha-russa dos mercados de exportação voláteis.

PARA UM FUTURO ESTÁVEL, SEGURO E SUSTENTÁVEL, O GOVERNO BRASILEIRO DEVE:

ELABORAR UM ROTEIRO PARA RESTRINGIR A EXPANSÃO DOMÉSTICA DE PETRÓLEO E GÁS.

Parar de emitir licenças de exploração de combustíveis fósseis e eliminar gradualmente as licenças de desenvolvimento, começando com os ativos com maior probabilidade de se tornarem encalhados sob vias de baixo carbono. Vincular o planejamento nacional de transição a caminhos setoriais e regionais confiáveis e à implementação no nível da empresa.

REDEFINIR O MANDATO DA PETROBRAS.

Trabalhar com a Petrobras em um plano de transição confiável e ambicioso, alinhado com as metas climáticas e de desenvolvimento sustentável. Adotar uma estratégia de “modo de colheita” para maximizar os fluxos de caixa e os retornos para os acionistas, evitando gastos de capital no desenvolvimento de petróleo e gás. Abordar as contradições políticas que impedem a transição da Petrobras por meio da coordenação de todo o governo.

TRANSFERIR OS FLUXOS FINANCEIROS DO PETRÓLEO E DO GÁS PARA A ENERGIA LIMPA.

Incentivar a Petrobras a redirecionar os investimentos para a energia limpa. Impedir novos campos com exploração em andamento, mas ainda não em desenvolvimento, poderia liberar entre US\$ 12 e 35 bilhões em despesas de capital para a Petrobras, dependendo da velocidade da transição energética. Criar condições equitativas para diferentes tecnologias e empresas de energia por meio da reforma dos subsídios aos combustíveis fósseis e das regulamentações de sustentabilidade das instituições financeiras.

Os investidores também têm um papel a desempenhar. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é o segundo maior investidor da Petrobras e pode influenciar seu plano de transição. Ele poderia condicionar seu financiamento ao fim da expansão do petróleo e do gás e trabalhar com outros agentes financeiros da região, como o Banco Interamericano de Desenvolvimento, para normalizar esse padrão.

INTRODUÇÃO

O Brasil demonstrou liderança como um dos primeiros países a publicar sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) atualizada. Embora ainda existam lacunas, sua NDC se destaca por enfatizar o Global Stocktake da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC) e seu trabalho para definir e implementar a decisão da eliminação gradual dos combustíveis fósseis nos sistemas de energia, de forma justa, ordenada e equitativa. Este relatório mostra que há várias alavancas de políticas e ações que o Brasil pode adotar para transformar essas promessas em realidade.

Na última década, o Brasil emergiu como um exportador líquido de petróleo, impulsionado por aumentos significativos de produção que fazem com que o país venda mais de um terço de sua produção doméstica nos mercados globais. A produção brasileira de petróleo e gás está projetada para atingir aproximadamente 4,1 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/dia) em 2025 e deverá chegar a quase 5,2 milhões de boe/dia até 2030 (Rystad Energy, 2025). Esses planos de expansão são liderados pela empresa nacional de petróleo (NOC, sigla em inglês para National Oil Company) Petrobras, que atualmente é responsável

por mais da metade da produção nacional, com planos que incluem a expansão de suas atividades na Foz do Amazonas em novos blocos offshore.

Para cumprir a decisão do Global Stocktake de fazer a transição para longe dos combustíveis fósseis acordada por todas as partes na COP28, as NOCs, como a Petrobras, devem ser responsabilizadas por apresentar um plano de transição confiável e alinhado com esses princípios. Cenários climáticos e energéticos competentes e confiáveis mostram que não há espaço para novos projetos de combustíveis fósseis para cumprir a meta de manter o aquecimento global dentro da meta de 1,5 °C (Green et al., 2024). Os planos de expansão de petróleo e gás muitas vezes se baseiam em cenários com suposições questionáveis para enfraquecer a ação climática. Uma avaliação detalhada do cenário de produção de petróleo do governo brasileiro e dos planos estratégicos da Petrobras pode informar propostas construtivas para políticas alternativas de energia.

Este relatório foi produzido pelo International Institute for Sustainable Development (IISD), pela World Benchmarking Alliance e pelo WWF-Brasil para apoiar políticas energéticas baseadas na ciência. As percepções fornecidas neste relatório estabelecem referências claras para a liderança climática nesses fóruns e exploram como o Brasil e a Petrobras poderiam diversificar os investimentos em energia para desenvolver uma estratégia de transição alinhada a Paris.

O relatório tem seis seções seguidas de recomendações. O primeiro analisa o cenário da produção de petróleo e gás no Brasil, incluindo tendências históricas. O segundo analisa as implicações de vários cenários de transição energética para os caminhos da produção de petróleo e gás, enquanto o terceiro analisa os riscos de ativos

encalhados em cenários selecionados.

O quarto examina a evolução do plano de transição da Petrobras, incluindo uma comparação com outras empresas de petróleo e gás. Por fim, as duas últimas seções aprofundam as alavancas políticas e financeiras que podem aprimorar o plano de transição da Petrobras e acelerar a transição para fora do setor de petróleo e gás.



Uma avaliação detalhada do cenário de produção de petróleo do governo brasileiro e dos planos estratégicos da Petrobras pode informar propostas construtivas para políticas alternativas de energia.



1 PANORAMA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

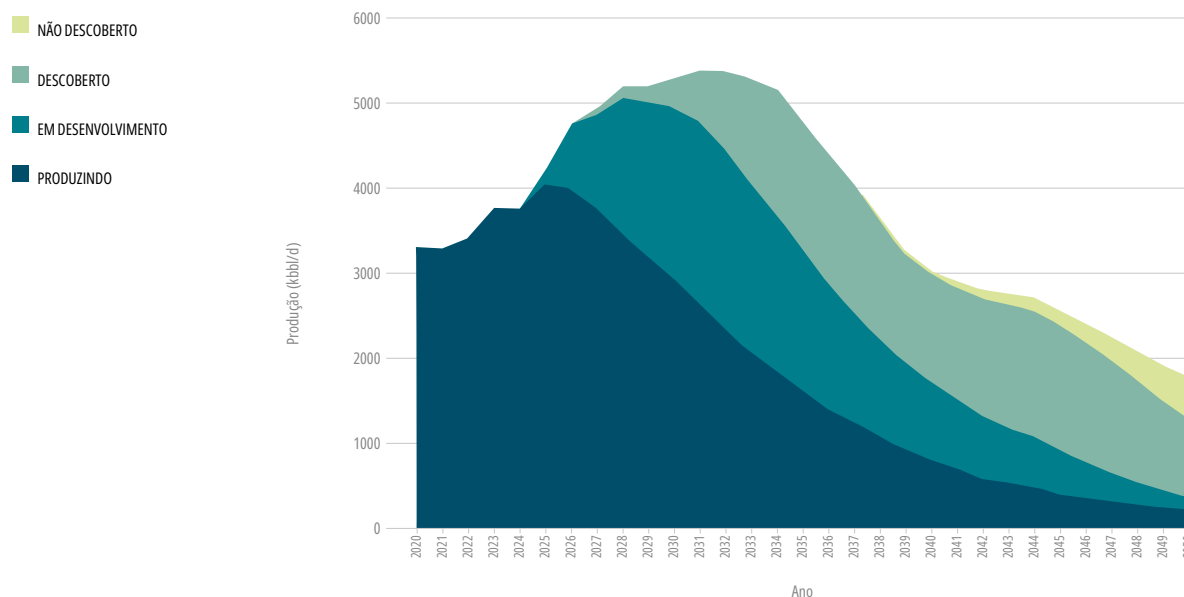
TENDÊNCIAS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

O Brasil tem um grande pipeline de projetos de petróleo e gás atualmente em desenvolvimento e um grande estoque de reservas licenciadas que poderiam aumentar a produção doméstica diária em até 5 milhões de boe/d na década de 2030. A Figura 1 mostra um detalhamento da produção prevista no Brasil e pela Petrobras, desagregada por suas diferentes categorias de ciclo de vida. O governo brasileiro também concedeu vastas áreas de licenças de exploração para o setor, que podem conter mais de 50 bilhões de boe em volumes economicamente recuperáveis, com base no cenário de preços de petróleo business-as-usual da Rystad (Rystad Energy, 2025).

A Petrobras, controlada pelo governo, opera quase metade desses campos em desenvolvimento e tem uma participação semelhante nos que já estão em operação. Embora a Petrobras seja tecnicamente uma empresa de capital aberto na bolsa de valores, o governo federal manteve o controle da empresa¹. Sucessivas administrações no Brasil têm usado a Petrobras como um veículo estratégico para investimentos governamentais, não apenas para a produção de petróleo e gás, mas também para refino, petroquímica, biocombustíveis (bioetanol e biodiesel), transporte e distribuição de combustíveis e geração de eletricidade, especialmente por meio do gás natural.

¹ Em janeiro de 2025, o governo brasileiro possuía 36,61% do capital total da Petrobras, mas controlava a maioria dos direitos de voto por meio de ações ordinárias. Fonte: Estrutura Acionária - [Relacionamento com Investidores da Petrobras](#).

FIGURA 1. PERSPECTIVA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS DO BRASIL E DA PETROBRAS POR CATEGORIA DE CICLO DE VIDA



Fonte: (Rystad Energy UCube v.2.3.2, 2025)

Mais de 80% da produção média diária da Petrobras, de 2,4 milhões de boe/dia² em 2024, ocorreu nas chamadas áreas offshore do “pré-sal” (águas profundas e ultraprofundas), que, segundo estimativas, contêm 7,6 bilhões de boe³ de reservas comprovadas (Rystad Energy, 2025). A Petrobras detém a maior capitalização de mercado⁴ no Brasil e continua sendo a líder de mercado, respondendo por mais de 60% da produção nacional de petróleo e gás em 2024 (Rystad Energy, 2025).

O governo tem a ambição de desenvolver os recursos descobertos e realizar uma exploração extensiva para identificar novos recursos adicionais. Nos últimos 12 meses (04/2024 a 04/2025), o Brasil concedeu 181 licenças contendo mais de 200 milhões de barris de petróleo e 170 Bcf de gás para o setor, e outros 332 blocos foram definidos para serem leiloados até o final de 2025 (Carbon Minefields, 2025; Rystad Energy, 2025). Por si só, essas licenças de exploração contêm cerca de 100 MtCO₂ de emissões se forem extraídas e consumidas - o equivalente a cerca de 7,7% das emissões domésticas anuais do Brasil (UNEP, 2024). Espera-se que esse crescimento seja liderado pela Petrobras, que recebeu a maior parte dessas novas licenças de exploração. Como pode ser visto

2 Esses dados diferem de 2,78 milhões de boe/dia em 2024 pelo Painel Dinâmico - Produção de Petróleo e Gás Natural. ANP, 2025. [Painel dinâmico | ANP](#)

3 Esses dados diferem dos 11,4 bilhões de boe da Agência Petrobras. Petrobras, 2025. [Reservas comprovadas em 2024 | Petrobras](#)

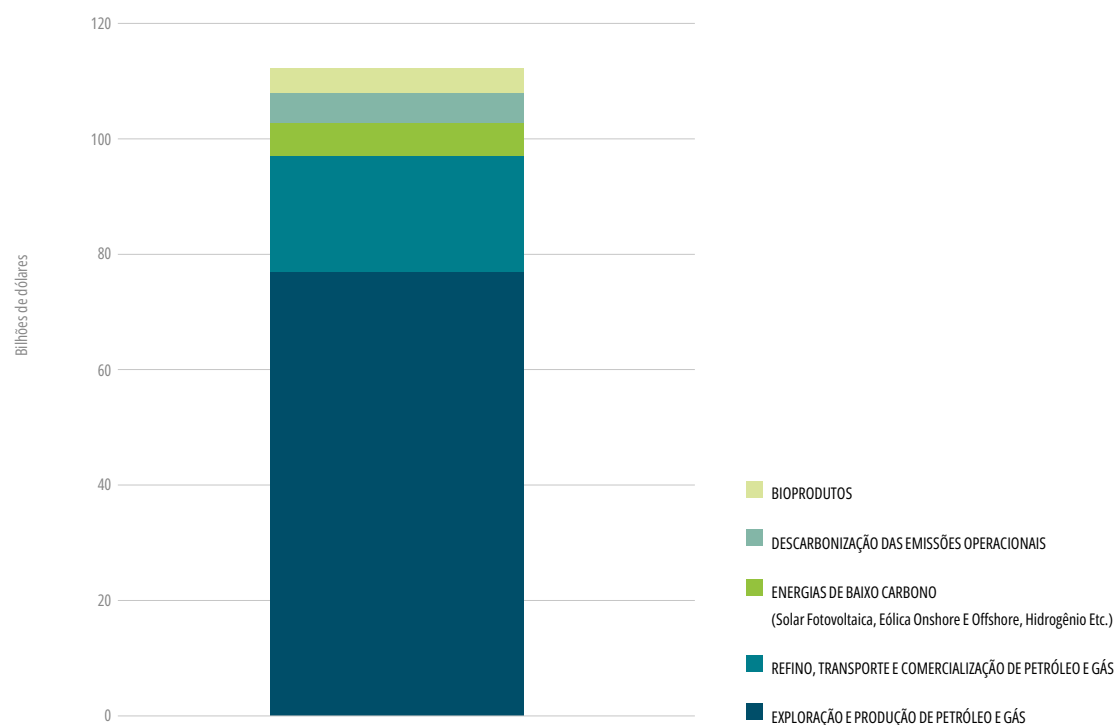
4 A empresa também tem atividades de exploração e produção em outros 6 países: Argentina, Bolívia, Colômbia, São Tomé e Príncipe, África do Sul e Estados Unidos.

em seu plano de negócios 2025-2029, a Petrobras anunciou US\$ 97 bilhões em investimentos para exploração, produção, transporte e refino - representando 87% do investimento total do plano de negócios⁵ (Petrobras, 2024). A Figura 2 abaixo ilustra o detalhamento dos investimentos do plano de negócios e o foco nas atividades de expansão de petróleo e gás.

Há um debate ativo no Brasil, tanto no governo quanto na sociedade civil, sobre se os planos de expansão de petróleo e gás são compatíveis com o posicionamento do Brasil como líder climático e presidente da COP30 da CQNUMC, que busca reduzir o

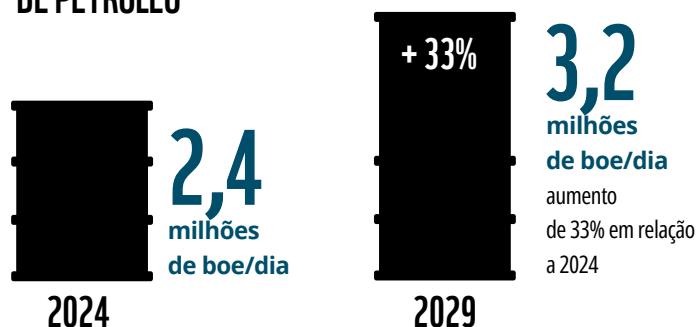
O governo tem a ambição de realizar uma exploração extensiva para identificar novos recursos adicionais.

FIGURA 2. INVESTIMENTOS DO PLANO DE NEGÓCIOS 2025-2029 DA PETROBRAS



5 Os US\$ 11 bilhões restantes do total de US\$ 111 bilhões em investimentos do plano são para energia e gás de baixo carbono e US\$ 3 bilhões para atividades corporativas.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO



desmatamento e fazer a transição para o abandono dos combustíveis fósseis nos sistemas de energia. Em 2024, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), uma instituição do governo brasileiro responsável por realizar estudos e fornecer suporte técnico para o planejamento do setor de energia do país, realizou um estudo argumentando que o setor de petróleo e gás é crucial para uma transição energética justa, inclusiva e equilibrada e para a segurança energética do país (EPE, 2024). Nesse contexto, a Petrobras projetou que sua produção de petróleo e gás atingiria 3,2 milhões de boe/dia até 2029, um aumento de 33% em relação a 2024, apoiada pelas

diretrizes do governo e desafiando a necessidade urgente de enfrentar as mudanças climáticas (Ministério de Minas e Energia, 2025). No entanto, a ministra do Meio Ambiente do Brasil, Marina Silva, pediu um “roteiro” global para eliminar gradualmente os combustíveis fósseis e o desmatamento, reafirmando os compromissos anteriores do Brasil (Figueiredo, 2025). A análise da Civil Society Equity Review 2024 indica ainda que, embora a dependência do Brasil em relação ao petróleo e ao gás como parcela do PIB seja relativamente baixa, o país enfrenta riscos significativos em termos de redução de receitas (Holz et al. 2024).

Embora a dependência do Brasil em relação ao petróleo e ao gás como parcela do PIB seja relativamente baixa, o país enfrenta riscos significativos em termos de redução de receitas



CENÁRIOS ENERGÉTICOS E IMPLICAÇÕES PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

As percepções dos Modelos de Avaliação Integrada⁶ (IAMs, sigla em inglês para Integrated Assessment Models) e os cenários de energia são comparados com as previsões de produção de petróleo e gás para avaliar a lacuna entre os planos de expansão de petróleo e gás do Brasil e, mais especificamente, da Petrobras, com as metas do Acordo de Paris. Representações de sistemas econômicos, tecnológicos e de energia são modeladas e integradas a modelos climáticos dentro de IAMs, permitindo a avaliação de possíveis caminhos pelos quais o mundo pode efetivamente limitar as emissões de gases de efeito estufa (GEE) com o menor custo possível para ficar dentro da meta de temperatura do Acordo de Paris até o final do século.

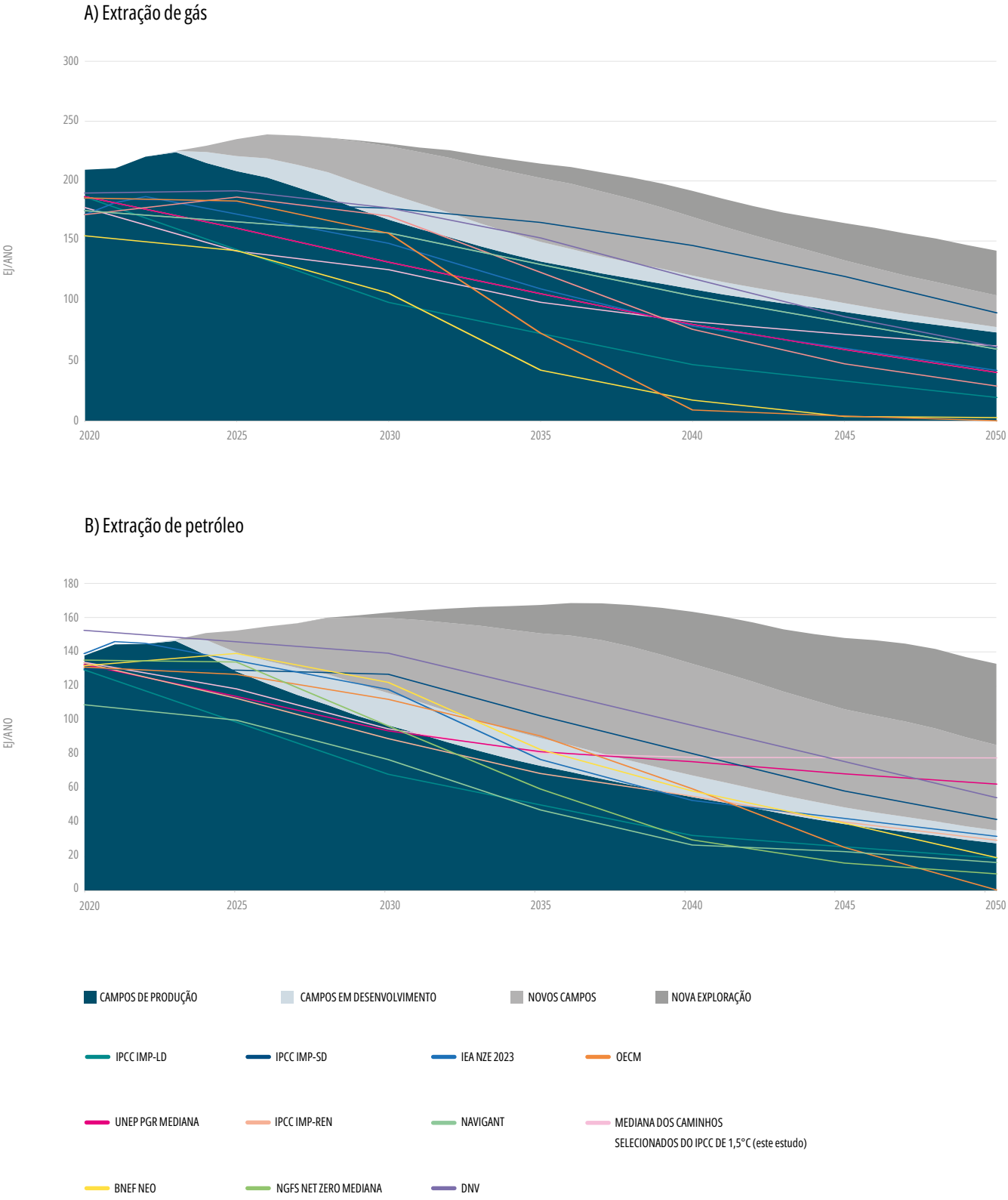
Há uma infinidade de IAMs que oferecem diferentes combinações de suposições sobre escolhas tecnológicas, mudanças de comportamento e tipos de políticas, o que leva a variações significativas na forma como as emissões de GEEs são reduzidas em diferentes setores e regiões geográficas nas

próximas décadas. O cenário NZE da AIE fornece uma fonte de conhecimento de modelagem amplamente reconhecida, com autoridade e credibilidade. Uma de suas principais conclusões é que não há mais espaço para novos campos de petróleo e gás, ou seja, os combustíveis fósseis, dentro dos campos já em operação ou em desenvolvimento a partir de hoje, seriam mais do que suficientes para atender à demanda alinhada a 1,5 (Agência Internacional de Energia, 2024).

Essa conclusão “nenhum novo campo” não é uma descoberta isolada atribuível às suposições de modelagem da AIE. As avaliações de cenários publicadas pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas, grupos acadêmicos e consultorias de energia, mostradas na Figura 3, indicam que

⁶ Os Modelos de Avaliação Integrada (MAIs) são modelos de energia, economia, tecnologias, mudanças no uso da terra e tendências sociais usados para calcular maneiras de atender às metas climáticas internacionais e às necessidades globais de energia projetadas com o menor custo econômico geral. Em geral, são gerenciados por grupos de pesquisa acadêmica e incluem diferentes níveis de desagregação setorial e regional.

FIGURA 3. PREVISÃO DE PETRÓLEO E DEMANDA GLOBAL EM CENÁRIOS ALINHADOS A PARIS



Fonte: Adaptado de Green et al., (2024)



**Uma parcela significativa
dos campos já em operação
hoje também precisaria ser
desativada para se alinhar
à meta de temperatura de Paris**

Vários países já aprovaram políticas de “proibição de novos campos” com a ambição de encerrar todas as novas licenças de petróleo e gás

a demanda de petróleo e gás poderia ser atendida sem novos projetos em cenários alinhados a 1,5°C (Green et al., 2024). Além disso, “nenhum novo campo” é uma abordagem essencial, mas insuficiente para se alinhar à meta de 1,5 °C, pois uma parcela significativa dos campos já em operação hoje também precisaria ser desativada para se alinhar à meta de temperatura de Paris. Impedir a abertura de novos campos também é geralmente mais viável do ponto de vista econômico, político e legal do que fechar a capacidade existente antes do tempo (Green et al., 2024). Dessa forma, o princípio de ausência de novos campos é uma abordagem prática para a transição do petróleo e do gás, que equilibra considerações de economia política.

Vários países já aprovaram políticas de “proibição de nenhum novo campo”, como os principais membros da Beyond Oil and Gas Alliance (BOGA)⁷. Essa coalizão pioneira reúne países que fizeram planos ou estabeleceram a ambição de encerrar todas as novas licenças de petróleo e gás e definir uma data final para sua produção doméstica. Embora a BOGA ainda não inclua nenhum dos principais países

exportadores, ela dá um forte exemplo com políticas práticas e ferramentas jurídicas, além de suporte e orientação disponíveis para outros países dependentes de petróleo e gás. Além disso, embora ainda não seja membro da BOGA, o Reino Unido se comprometeu a não emitir novas licenças de exploração de petróleo e gás (McKieran, 2024).

Dessa forma, essa política de “nenhum novo campo” deve ser considerada como a política de referência mínima alinhada a Paris para o setor de petróleo e gás internacionalmente e no Brasil⁸. Essa política no Brasil significaria que a produção doméstica não se expandiria além dos campos de produção e dos que estão atualmente em desenvolvimento. Também é semelhante a uma estratégia de “modo de colheita⁹”, em que as

7 A BOGA tem três categorias de associação: membros plenos, membros associados e amigos. Os membros plenos da BOGA se comprometem a encerrar novas concessões, licenciamentos ou rodadas de licitações para produção e exploração de petróleo e gás e a definir uma data alinhada a Paris para encerrar a produção e exploração de petróleo e gás no território sobre o qual têm jurisdição. Os membros associados adotaram medidas para reduzir a produção de petróleo e gás, mas ainda não atenderam aos requisitos da associação plena. Por fim, não se exige que os amigos da BOGA tenham tomado medidas concretas para restringir a produção de combustíveis fósseis, mas que estejam alinhados com as metas da iniciativa.

8 As metodologias criadas para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C, levando em conta a dependência de combustíveis fósseis e a capacidade de transição, indicam que o Brasil deveria, na verdade, estar eliminando gradualmente sua produção de petróleo e gás com muito mais rapidez. Por exemplo, a Civil Society Equity Review, que analisa caminhos diferenciados de eliminação progressiva de combustíveis fósseis, indica que o Brasil deve eliminar totalmente sua produção doméstica de petróleo e gás até 2035 (Holz et al., 2024). Embora o setor de petróleo e gás desempenhe um papel importante no Brasil, ele representa apenas cerca de 4,5% das receitas do governo e menos de 1% dos empregos (Holz et al., 2024).

9 A estratégia do Modo de Colheita é geralmente entendida como o foco na redução do capex e no esgotamento de ativos. No setor de petróleo e gás, essa estratégia poderia se alinhar com as metas climáticas, já que a taxa natural de declínio dos campos existentes se aproxima dos caminhos de produção de petróleo

empresas de petróleo se concentram em maximizar os fluxos de caixa e os retornos para os acionistas, evitando novos investimentos de capex no upstream (Harrigan e Porter, 1983; Kühne, 2024).

Como visto na seção anterior, o Brasil tem um grande conjunto de projetos em desenvolvimento. Assim, mesmo que não houvesse novos campos sendo desenvolvidos, a produção doméstica ainda alcançaria mais de 5 milhões de boe/dia nos próximos três anos, antes de diminuir de acordo com a taxa natural de declínio dos projetos em andamento e cair para 3,2 milhões de boe/dia em 2035 (Rystad Energy, 2025). Nos próximos 10 anos, o governo ainda receberia cerca de US\$ 38 bilhões por ano de impostos e royalties sem precisar aprovar novas licenças de produção (Rystad Energy, 2025).

No entanto, o governo está concedendo ativamente essas novas licenças de produção e concedendo uma vasta área de áreas offshore - onde essencialmente todos os novos campos e descobertas estão localizados - e nas chamadas margens equatoriais da região amazônica para projetos de exploração de petróleo e gás. O governo emitiu 213 licenças de exploração no ano passado, representando cerca de 88 milhões de boe, com a Petrobras tendo participação em cerca de um terço dessas licenças (Carbon Minefields, 2024). Essas atividades de upstream e as novas licenças de exploração estão entrando em conflito com as vias de produção de petróleo e gás de qualquer cenário confiável de 1,5 °C. A extração

e o transporte de petróleo ao longo da costa do Brasil - especialmente perto da foz do Amazonas, onde prosperam ecossistemas marinhos ricos e vulneráveis - aumentam significativamente os riscos de derramamentos de petróleo, que têm impactos socioeconômicos graves e amplos nas comunidades locais (Santos et al. 2022). Uma extensa revisão da pesquisa sobre derramamento de óleo offshore no Brasil também mostra que há uma falta de monitoramento e rastreamento adequados de



e gás alinhados com 1,5°C. Ele contrasta com os modelos tradicionais de crescimento ao favorecer a distribuição de dividendos, a redução da dívida e é uma abordagem estratégica para operar em um mercado em declínio.



CONCESSÃO DE NOVAS LICENÇAS DE PRODUÇÃO

213

novas licenças foram concedidas pelo governo em 2024

88 MILHÕES

de boe produzidos pelas novas licenças



A Petrobras participou em cerca de **um terço** dessas licenças

derramamentos ao longo da costa, e as medidas de resposta têm sido, em sua maioria, ineficazes nas áreas afetadas (Zacharias et al. 2024).

A maioria das novas reservas que estão sendo exploradas pode levar mais de uma década para entrar em operação comercial. Como a AIE prevê o pico de demanda por petróleo e gás antes de 2030, mesmo em um cenário de transição energética mais moderado, como o Announced Policy Pledges (APS) da AIE, em que nenhuma nova política climática é implementada, uma grande parte desses novos campos provavelmente ficarão encalhados. Portanto, uma primeira medida racional para o governo seria suspender todas as novas licenças de exploração.

Vários estudos tentaram avaliar os riscos de ativos encahlados, indicando que o setor de petróleo e gás, os investidores e os bancos que detêm suas ações ou financiam seus projetos enfrentam uma exposição significativa aos riscos de transição, dependendo dos cenários analisados (Andres et al., 2023; Carbon Tracker, 2023; Manley et al., 2023; Muttitt, 2025). Dessa forma, a avaliação da viabilidade da produção das NOCs em nível global revelou que elas são algumas das empresas mais vulneráveis aos riscos de ativos encahlados. Como a Petrobras domina a maior parte da produção brasileira, a próxima seção analisa os riscos de redução da demanda tanto para o Brasil quanto para a Petrobras.



2 RISCOS DE ATIVOS ENCALHADOS PARA O SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO

Esta seção estima os riscos de ativos encalhados para a produção de petróleo do Brasil e da Petrobras, fornecendo estimativas da parcela de sua produção prevista que se tornaria economicamente inviável em três cenários da AIE. Ele se baseia em métodos desenvolvidos pelo Carbon Tracker e atualizados pelo IISD para derivar o risco de ativos encalhados nos níveis global e doméstico (Carbon Tracker 2019, 2024a, Muttitt 2025). Para fins desta análise, ela exclui o gás e se concentra no petróleo, que constitui 90% da produção de hidrocarbonetos do Brasil. Isso fornece uma estimativa razoável da viabilidade do setor em cenários selecionados.

Primeiro, esse método elabora uma curva de custo global classificando os volumes de produção globais previstos com seus respectivos preços de equilíbrio do petróleo entre 2025 e 2040, com base no cenário base case da Rystad Energy (Rystad Energy, 2025).

Esses preços de equilíbrio são um fator de custo de produção e representam o preço de mercado necessário para que um projeto obtenha um retorno sobre o investimento a partir de hoje, excluindo despesas de capital passadas e irreversíveis e fluxos de caixa (Rystad Energy 2025). Portanto, eles representam os preços do petróleo nos quais a futura operação potencial do ativo é comercial.

Em segundo lugar, supondo que a demanda de petróleo será suprida preferencialmente pelos fornecedores mais baratos disponíveis (com os menores preços de equilíbrio), ele deriva os preços médios de equilíbrio global do petróleo entre 2025 e 2040 (Muttitt 2025). Esses preços são calculados combinando a soma do consumo global

A expansão de petróleo e gás do Brasil é comercialmente viável - mas isso significa violação das metas do Acordo de Paris

de petróleo durante esse período nos cenários NZE, APS e STEPS¹⁰ da AIE com a produção cumulativa prevista no custo global.

Isso gera um preço de petróleo de equilíbrio marginal de US\$ 37 por barril no cenário NZE, US\$ 47 no APS e US\$ 66 no STEPS nos próximos 15 anos (Muttitt, 2025). Dessa forma, quaisquer campos com um preço de equilíbrio do petróleo acima desses preços do petróleo nesses cenários seriam economicamente inviáveis, pois teriam um valor presente líquido negativo¹¹. Portanto, esses ativos não teriam retorno sobre o investimento e provavelmente ficariam encalhados nesses respectivos cenários da AIE.

Em terceiro lugar, considerando que o petróleo é geralmente comercializado como uma commodity global e que a maior parte da produção brasileira é destinada à exportação, os preços marginais nos cenários da AIE podem ser aplicados às curvas de custo brasileiras e da Petrobras. Isso fornece a base para observar qual parcela de sua respectiva produção permaneceria competitiva em cada um desses cenários e para determinar qual parte da produção doméstica no Brasil e dos ativos operados pela Petrobras se tornaria não comercial e provavelmente se tornaria um ativo irrecuperável.

Dessa forma, a Figura 4 mostra esses preços de equilíbrio nos cenários NZE e APS da AIE aplicados às curvas de custo de produção de petróleo do Brasil e da Petrobras. Ele mostra o volume cumulativo previsto para ser extraído nos próximos 15 anos, classificado por seu preço de equilíbrio. Qualquer produção associada a preços de equilíbrio superiores às linhas pontilhadas em azul se tornaria ativos encalhados nesses respectivos cenários da AIE. Portanto, essa figura ilustra que uma grande parte da produção brasileira e da Petrobras se tornaria não competitiva no cenário NZE. Embora esses números sejam significativamente menores na APS, eles permanecem não negligenciáveis, especialmente

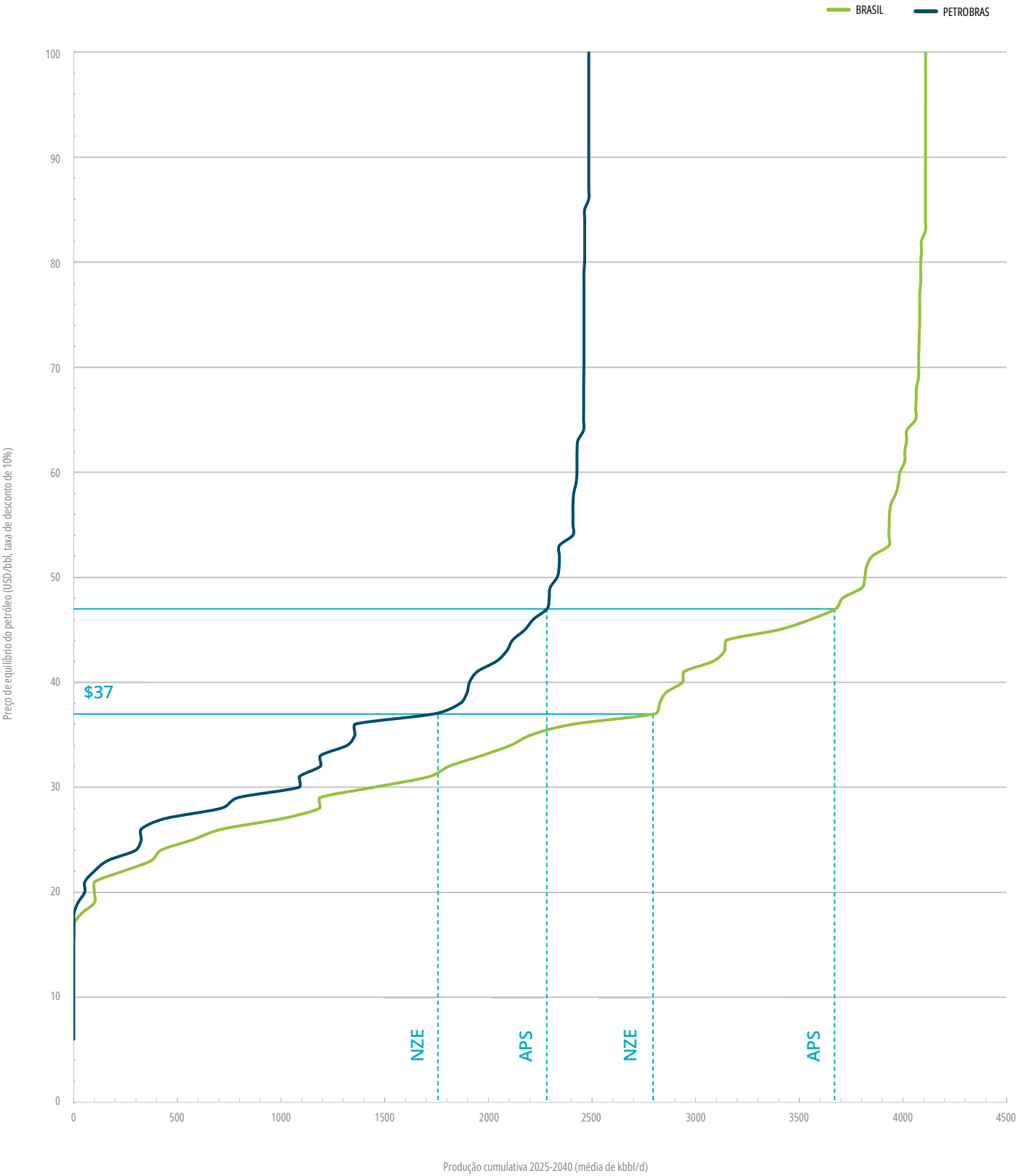
10 Cenário de Políticas Declaradas (STEPS). Não são implementadas novas políticas de transição climática e energética, mas as que já existem são implementadas e desenvolvidas. A transição energética global é lenta, mal conseguindo neutralizar o crescimento do uso global de energia. Esse cenário é compatível com um aumento de 2,5°C.

Announced Pledges Scenario (APS, ou *Cenário de promessas anunciadas* em tradução literal). Todas as promessas climáticas, independentemente de estarem escritas em uma legislação ou política, são implementadas. A transição energética global é significativamente mais rápida, com a rápida diminuição da demanda por petróleo e gás. Esse cenário é consistente com um aumento de temperatura de 1,7°C

Cenário Zero Emissões Líquidas até 2050 (NZE, *Net Zero Emissions*). Consistente com uma rápida transição energética em que o setor global de energia atinja emissões líquidas zero de CO₂ até 2050. Esse é o cenário energético da AIE alinhado a Paris, no qual o mundo limita o aumento da temperatura média global a 1,5°C

11 Na análise atual, o valor presente líquido é definido como o valor cumulativo de todos os fluxos de caixa futuros (receitas, despesas de capital, despesas operacionais e pagamentos de impostos), com uma taxa de desconto de 10%.

FIGURA 4. CURVA DE CUSTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO DO BRASIL E DA PETROBRAS, MOSTRANDO O PREÇO DE EQUILÍBRIO PARA OS CENÁRIOS DA AIE APS E DA AIE



Fonte: Cálculo do autor com base em Mutitt (2025), Rystad Energy (2025)

no caso de novos campos. Portanto, apesar dos custos de extração doméstica relativamente baixos do Brasil, uma parte significativa de sua produção está exposta a riscos de ativos encalhados se a ação climática for reforçada a partir do cenário STEPs da AIE. Somente sob essa última hipótese, a expansão de petróleo e gás do Brasil é comercialmente viável - mas isso significa violação das metas do Acordo de Paris que o Brasil também está tentando defender como anfitrião da COP30 da CQNUMC.

Todos os três cenários da AIE indicam que a demanda global por carvão, petróleo e gás atingirá seu pico até 2030. Enquanto o Brasil teria a capacidade de produzir 3 milhões de bbl/d em média nos próximos 15 anos, países como Canadá, Kuwait, EUA, Emirados

Árabes Unidos, Irã, Iraque, Rússia e Arábia Saudita poderiam produzir mais de 3 milhões de bbl/d e até 12 milhões de bbl/d no mesmo período (Rystad Energy, 2025). Portanto, o Brasil enfrentará uma concorrência cada vez maior em um mercado em declínio, com preços de petróleo significativamente mais baixos, e outros exportadores de baixo custo e baixas emissões provavelmente aumentarão sua participação no mercado (FMI, 2024)



TABELA 1. PROPORÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO PROJETADA NO BRASIL E DA PETROBRAS QUE É ECONOMICAMENTE INVIÁVEL NOS CENÁRIOS STEPS, APS E NZE DA AIE (2025-2040).

	Cenário	Produção	Em desenvolvimento	Novos campos	Total
BRASIL	STEPS – 2,4 °C	2%	0%	0%	1%
	APS – 1,7 °C	13%	8%	20%	13%
	NZE – 1,5 °C	26%	46%	56%	37%
PETROBRAS	STEPS – 2,4 °C	0%	0%	0%	0%
	APS – 1,7 °C	8%	7%	26%	11%
	NZE – 1,5 °C	17%	55%	85%	40%

Observação: Uma taxa de desconto de 10% é aplicada para calcular os valores presentes líquidos da produção prevista
Fonte: Cálculo do autor com base em Rystad Energy (2025) e AIE (2024)

A Tabela 1 mostra a respectiva proporção da produção de petróleo prevista que se tornaria economicamente inviável nos cenários NZE e APS da AIE no Brasil e para a Petrobras. Essa é a parcela da produção em que os futuros investimentos de capital não conseguiriam obter um retorno sobre o investimento. A análise mostra que 13% e 37% dos ativos brasileiros de produção de petróleo correm o risco de ficarem encalhados nos cenários APS e NZE da AIE, respectivamente, enquanto apenas 1% corre o risco no STEPS. Os dados também são desagregados em termos das categorias de ciclo de vida para comparar a parcela de campos que estão produzindo ou em desenvolvimento (que já têm decisão final de investimento (FID, em inglês Final Investment Decision) com as reservas licenciadas que ainda não foram desenvolvidas. Quanto aos novos

O Brasil enfrentará uma concorrência cada vez maior em um mercado em declínio, com preços de petróleo significativamente mais baixos

Os operadores desses campos ainda têm um incentivo para buscar a extração se seus custos operacionais estiverem abaixo do preço de mercado

campos que ainda não receberam um FID o número de ativos potencialmente encalhados sobe para 20% e 56% no APS e NZE, respectivamente, no Brasil, e sobe para 26% e 85% no caso da Petrobras. Como os preços de

equilíbrio usados para avaliar os riscos de ativos encalhados são prospectivos, a representação dos riscos é mais bem aplicada a novos campos em que ainda não foi feita uma FID. A avaliação dos preços de equilíbrio dos campos já em produção ou em desenvolvimento não leva em conta os gastos de capital anteriores que já foram investidos. Dessa forma, embora a maior parte da produção prevista dos campos existentes seja considerada competitiva nos cenários APS e NZE e quase toda no STEPS, eles não necessariamente obterão um retorno comercial sobre o que já foi investido no passado. No entanto, como essas decisões de investimento já foram tomadas, esta análise se concentra nas decisões de investimento futuro e em sua viabilidade econômica.



Além disso, ao considerar os campos com previsão de se tornarem economicamente inviáveis - que seriam rotulados como ativos encalhados de acordo com essa análise - é essencial reconhecer que eles não necessariamente parariam de operar, mesmo que o preço de mercado caísse abaixo do preço de equilíbrio. Os operadores desses campos ainda têm um incentivo para buscar a extração se seus custos operacionais estiverem abaixo do preço de mercado, que normalmente é muito menor do que o preço de equilíbrio. Portanto, apesar de não conseguirem recuperar seu investimento, as operadoras ainda podem atenuar suas perdas gerais se os preços de mercado permanecerem acima de seus custos operacionais por barril de petróleo extraído.



Embora a maior parte da produção prevista dos campos existentes seja considerada competitiva, eles não necessariamente obterão um retorno comercial sobre o que já foi investido no passado

TABELA 2. PROPORÇÃO DO GASTO DE CAPITAL PREVISTO PARA 2025-40 INVESTIDO EM PROJETOS NÃO COMPETITIVOS EM DIFERENTES CENÁRIOS DA AIE

	Cenário	Produção	Em desenvolvimento	Novos campos	Total
BRASIL	STEPS – 2,4 °C	10%	0%	1%	4%
	APS – 1,7 °C	32%	0%	22%	20%
	NZE – 1,5 °C	42%	41%	56%	47%
PETROBRAS	STEPS – 2,4 °C	10%	0%	1%%	4%
	APS – 1,7 °C	22%	0%	31%	19%
	NZE – 1,5 °C	27%	64%	86%	58%

Observação: Uma taxa de desconto de 10% é aplicada para calcular os valores presentes líquidos da produção prevista
Fonte: Cálculos do autor com base em Rystad Energy (2025) e AIE (2024)

Nessa situação, o governo abrirá mão do lucro e de outras receitas fiscais das empresas de petróleo e gás, que provavelmente também solicitarão mais isenções fiscais e outros subsídios do governo. Essa é uma situação lamentável para os investidores, mas também um resultado prejudicial para a transição energética e o clima, já que a extração contínua de petróleo é gerada a um preço artificialmente baixo.

A Tabela 2 mostra a proporção dos investimentos previstos a serem feitos no Brasil e pela Petrobras para desenvolver ainda mais suas capacidades de extração. As porcentagens de despesas de capital que se tornam encalhados nos cenários APS e NZE são semelhantes às aquelas relacionadas a volumes encalhados para

o Brasil e a Petrobras. No entanto, é interessante observar que a Petrobras detém uma parcela significativamente maior dos ativos potencialmente encalhados do que o Brasil como um todo. No caso da NZE, isso corresponde a mais de US\$ 52 bilhões dos gastos de capital em novos campos que correm o risco de ficarem encalhados no Brasil. Prevê-se que cerca de 2/3 desses investimentos em risco, ou US\$ 34 bilhões, sejam investidos apenas pela Petrobras para aumentar sua produção nos próximos 15 anos.

Com base nos dados da Rystad, prevê-se que mais de US\$ 200 bilhões em investimentos no Brasil no período de 2025 a 2040, com US\$ 75 bilhões dedicados ao desenvolvimento de novos campos. Desse montante, espera-se que 22% do capex em novos campos (US\$ 16,6 bilhões) fiquem retidos no cenário APS, e 56% (US\$ 42,3 bilhões) fiquem

encalhados no cenário NZE. No que diz respeito especificamente à Petrobras, a previsão é de que a empresa invista um total de US\$ 118 bilhões (57% do capex total de petróleo do Brasil) nos próximos 15 anos, com US\$ 42 bilhões investidos em novos campos. Desse montante, espera-se que 31% do capex em novos campos (US\$ 12,8 bilhões) fiquem encalhados no cenário APS, e 86% (US\$ 36 bilhões) fiquem encalhados no cenário NZE. Há apenas uma pequena parcela de investimentos que ficam encalhados nos cenários STEPS, pois a previsão da Rystad pressupõe que o setor de petróleo seguiria uma trajetória essencialmente semelhante ao cenário de negócios como business-as-usual da AIE.

Conforme mostrado nesta seção, a competitividade do mercado global de petróleo se tornará cada vez mais acirrada. Apesar do custo de produção relativamente baixo do Brasil, seu setor petrolífero está longe de ser imune aos riscos de transição, e 56% dos novos campos que ainda não receberam um FID ficariam encalhados no cenário NZE e mais de um quinto no cenário APS.

Além das vias de produção de petróleo e gás, também é importante examinar o plano de transição da Petrobras para entender as implicações para a capacidade do Brasil de fazer a transição para fora do setor de petróleo e gás. Os planos de transição em nível de empresa são uma ferramenta importante para mudar as prioridades das empresas e oferecer mais responsabilidade para monitorar seus impactos climáticos.

Apesar do custo de produção relativamente baixo do Brasil, seu setor petrolífero está longe de ser imune aos riscos de transição.



3 EVOLUÇÃO DO PLANO DE TRANSIÇÃO DA PETROBRAS

Conforme demonstrado em pesquisas anteriores da WBA, do IISD e da Universidade da Califórnia em Santa Bárbara (UCSB) 2035, há várias medidas que os governos, os órgãos reguladores e os agentes financeiros podem adotar para aumentar o escopo e a ambição dos planos de transição¹² no setor de petróleo e gás e para as Empresas Nacionais de Petróleo (NOCs) (WBA, IISD e UCSB 2035 Initiative, 2023). Atualmente, os planos de transição das NOCs são, em média, três vezes inferiores aos de seus pares internacionais, com base na metodologia Accelerate Climate Transition (ACT)¹³,

desenvolvida pela Agência Francesa de Transição Ecológica (ADEME), Carbon Disclosure Project (CDP) e WBA.

O avanço de planos de transição confiáveis, robustos e justos foi uma das principais prioridades do Grupo de Trabalho de Finanças Sustentáveis (SFWG) do G20 Brasil em 2024 (WBA e LSE, 2024). O Ministério da Fazenda e a Comissão de Valores Mobiliários do Brasil anunciaram ainda em 2023 a mudança para requisitos obrigatórios de divulgação climática para empresas listadas a partir de 2026. O Banco Central do Brasil também

12 Com base nas orientações e diretrizes existentes, nos padrões e nas estruturas de divulgação, bem como nos métodos de avaliação, um plano de transição pode ser definido como um aspecto da estratégia geral de longo prazo de uma empresa que estabelece um conjunto de metas, ações e recursos de curto, médio e longo prazo, com mecanismos de responsabilidade, para alinhar as atividades de negócios da empresa com um caminho de emissões líquidas zero de GEE que ofereça reduções de emissões da economia real com o objetivo de limitar o aquecimento global a 1,5°C e minimizar os riscos sistêmicos de transição climática da empresa (WBA, 2024).

13 A Iniciativa Accelerate Climate Transition (ACT) - anteriormente denominada Assessing Low-Carbon Transition - foi lançada em 2015 para ser pioneira no conceito e na avaliação de planos e ações corporativos de transição para o baixo carbono, a fim de responsabilizar as organizações. Após a fase piloto até 2017 e as fases de desenvolvimento subsequentes até 2022, ele evoluiu para a estrutura de avaliação mais abrangente para estratégias climáticas e planos de transição da economia real. A iniciativa ACT apoia e avalia a prontidão de uma organização para fazer a transição para a economia de baixo carbono usando uma metodologia setorial específica voltada para o futuro (iniciativa ACT (s.d)).

exige que as instituições financeiras descrevam seus caminhos para a descarbonização (Banco Central do Brasil, 2021). Portanto, o Brasil é ativo na regulamentação net zero, tanto em termos de requisitos obrigatórios de divulgação climática para empresas quanto de planejamento de transição para instituições financeiras (Borges Ramos Dios et al, 2024).

No entanto, a pesquisa do Assessing Transition Plans Collective (ATP-COL), composta por 90 especialistas de 40 organizações, enfatiza a importância de definir a credibilidade dos planos de transição das empresas (WBA, 2024). Isso é fundamental para garantir que as políticas net zero tenham um impacto efetivo sobre as empresas. Para estabelecer essa credibilidade, é essencial examinar uma consistência tripla. Isso implica avaliar os caminhos locais e setoriais confiáveis para que as empresas atinjam as metas climáticas internacionais de 1,5°C, como esses objetivos se alinham às NDCs nacionais e os fatores externos e internos que influenciam a implementação dos planos de transição das empresas.

Os benchmarks de clima e energia da WBA avaliam nove empresas brasileiras



O Brasil é ativo na regulamentação net zero, tanto em termos de requisitos obrigatórios de divulgação climática para empresas quanto de planejamento de transição para instituições financeiras



Em contraste com outras empresas brasileiras em setores como o de indústrias pesadas, a Petrobras ainda apresenta lacunas importantes, ligadas a suas emissões

líderes em seu planejamento de transição em vários setores, incluindo serviços públicos de eletricidade, edifícios, indústrias pesadas e petróleo e gás. Dessas nove empresas, a Petrobras é, de longe, a maior emissora. Suas emissões totais de escopo 1, 2 e 3 em 2023 são quase oito vezes maiores do que as emissões cumulativas de GEEs de outras oito empresas brasileiras líderes avaliadas pela WBA.¹⁴ Em contraste com outras empresas brasileiras em setores como o de indústrias pesadas, que estão demonstrando práticas de liderança em suas estratégias de descarbonização, a Petrobras ainda apresenta lacunas importantes, ligadas a suas emissões perpetuadas, metas, desempenho de produtos vendidos e modelos de

negócios, entre outros (veja as figuras 5 e 6). Embora seja verdade que a Petrobras apresente um melhor desempenho em termos de suas emissões operacionais (escopos 1 e 2), conforme refletido no módulo ACT para investimentos materiais, em que a empresa pontuou 100% para o alinhamento de suas emissões de escopos 1 e 2 à sua trajetória de baixo carbono no período de 2018 a 2023, isso representa uma parcela menor das emissões de GEEs e as lacunas mencionadas acima continuam sendo áreas de preocupação.

Conforme demonstrado pelo Carbon Tracker, no caso das empresas de petróleo e gás, os planos de transição devem ser planos de redução do impacto climático e de resposta a riscos relacionados ao clima (Carbon Tracker, 2024). Para as empresas de petróleo e gás, o último equivale a planos de resposta à transição energética devido à ameaça de substituição da demanda. As principais métricas para avaliar a credibilidade dos planos de resposta à transição energética estão vinculadas aos planos de produção e exploração e a outros aspectos, como investimentos de capital e planos de diversificação. Em particular, o planejamento de declínios

14 Entre elas estão a Ultrapar, a Votorantim Cimentos, a Gerdau, a Even Construtora, a Eletrobras, a Cyrela Brazil Reality, a MRV Engenharia e a InterCement.



de produção em relação a cenários climáticos confiáveis é o teste decisivo para avaliar a credibilidade dos planos de resposta à transição energética para empresas de petróleo e gás.

Embora tenha algumas práticas dignas de nota, a Petrobras não está no caminho certo para se alinhar ao Cenário de Emissão Zero Líquida (NZE) da AIE. Um dos sinais de alerta é o fato de que os investimentos planejados em exploração, produção, transporte e refino de petróleo bruto entre 2025 e 2029 são 6 vezes maiores do que os investimentos em transição energética (Petrobras, 2024).¹⁵

Como parte de seus investimentos em transição energética no valor de US\$ 16,3 bilhões, a Petrobras planeja dedicar cerca de 30% de seu capex de baixo carbono a bioprodutos, incluindo

etanol, biorrefinaria, biodiesel e biogás. Juntamente com as energias de baixo carbono (incluindo hidrogênio, energia eólica em onshore e offshore energia solar e CCS), a Petrobras identifica esses investimentos como parte de uma estratégia de diversificação lucrativa (Petrobras, 2024). No contexto brasileiro, os biocombustíveis, em particular, desempenham um papel importante, já que o país é o segundo maior produtor do mundo. A bioenergia, que representa 32% do suprimento de energia primária do país, tem uma cadeia de valor altamente sofisticada (EPE, 2024). Os segmentos de bioetanol e biodiesel são responsáveis por 856 mil empregos no país, atendendo a parte da demanda da frota rodoviária - 38% da demanda de veículos leves e 12% da demanda de veículos pesados (2023) (EPE, 2024).

¹⁵ É importante observar que os planos de transição não devem ser prescritivos quanto ao tipo de transição, desde que as empresas de petróleo e gás encerrem sua produção de petróleo e gás (Carbon Tracker, 2024). As NOCs também podem nem sempre estar na melhor posição ou ter a capacidade técnica e institucional (em alguns casos, como em Gana, enfrentam barreiras legais) para investir significativamente mais em energias renováveis (NRGI e IISD, 2021). No caso do Brasil, isso merece mais atenção, especificamente no relacionamento entre a Petrobras e a Eletrobras. No entanto, apesar dessas considerações, cenários confiáveis alinhados a 1,5°C convergem ao mostrar a necessidade de nenhuma nova expansão de combustível fóssil (Green et al, 2024). Seja por meio da NOC ou do país anfitrião, é fundamental redirecionar os investimentos em petróleo e gás para que se alinhem ao 1,5°C.

No entanto, também existem desafios para a expansão efetiva da produção de biocombustíveis: o uso de monoculturas, embora ofereça alta produtividade, contribui para a perda de biodiversidade e pode deslocar culturas mais tradicionais, incluindo culturas alimentares, afetando a oferta e o preço e, em última análise, induzindo o desmatamento. Os modelos de produção baseados na integração de culturas e florestas oferecem mais benefícios para o sequestro de CO₂ e o aprimoramento da biodiversidade, mas geralmente enfrentam resistência dos produtores devido à sua maior complexidade.

Como também mostrado na seção 5 deste relatório (Investindo em um futuro sustentável), uma série de outras necessidades de investimento pode ser atendida pela reorientação dos investimentos planejados da Petrobras em novos campos de petróleo e gás para fechar a lacuna de investimento em energia limpa no Brasil. Isso inclui as necessidades de investimento em energia solar, eólica, geotérmica e, principalmente, em infraestrutura de transmissão e distribuição. A Petrobras pode investir tanto no caminho da eletrificação quanto no dos combustíveis avançados, pois o Brasil tem uma clara demanda por ambas as alternativas, que provavelmente coexistirão por pelo menos algumas décadas.

Uma área que merece atenção especial é que a Petrobras deverá exceder seu orçamento total de carbono de 1,5°C em 30% para o período de 2023-2050. A Figura 5 mostra as emissões perpetuadas da Petrobras de seus ativos atuais e em desenvolvimento em comparação com seu orçamento de carbono até 2050, seguindo o cenário NZE da AIE. É evidente que as emissões cumulativas da empresa estão fora do caminho de 1,5°C de baixo carbono.

Embora a intensidade de emissões do escopo 1+2+3 da Petrobras tenha diminuído ligeiramente no período de 2018 a 2023, isso não está alinhado com a trajetória de 1,5°C da empresa, que exige que a Petrobras reduza sua intensidade de emissões a uma taxa anual de quase 4,5% para se alinhar com o cenário NZE, ao contrário da taxa de redução de 0,8% que a empresa vem experimentando nos cinco anos anteriores. De acordo com seu Relatório Anual de 2023 sobre emissões diretas, a Petrobras atingiu a meta de reduzir suas emissões absolutas de escopo 1+2 para 55 milhões de tCO₂e até 2030 em

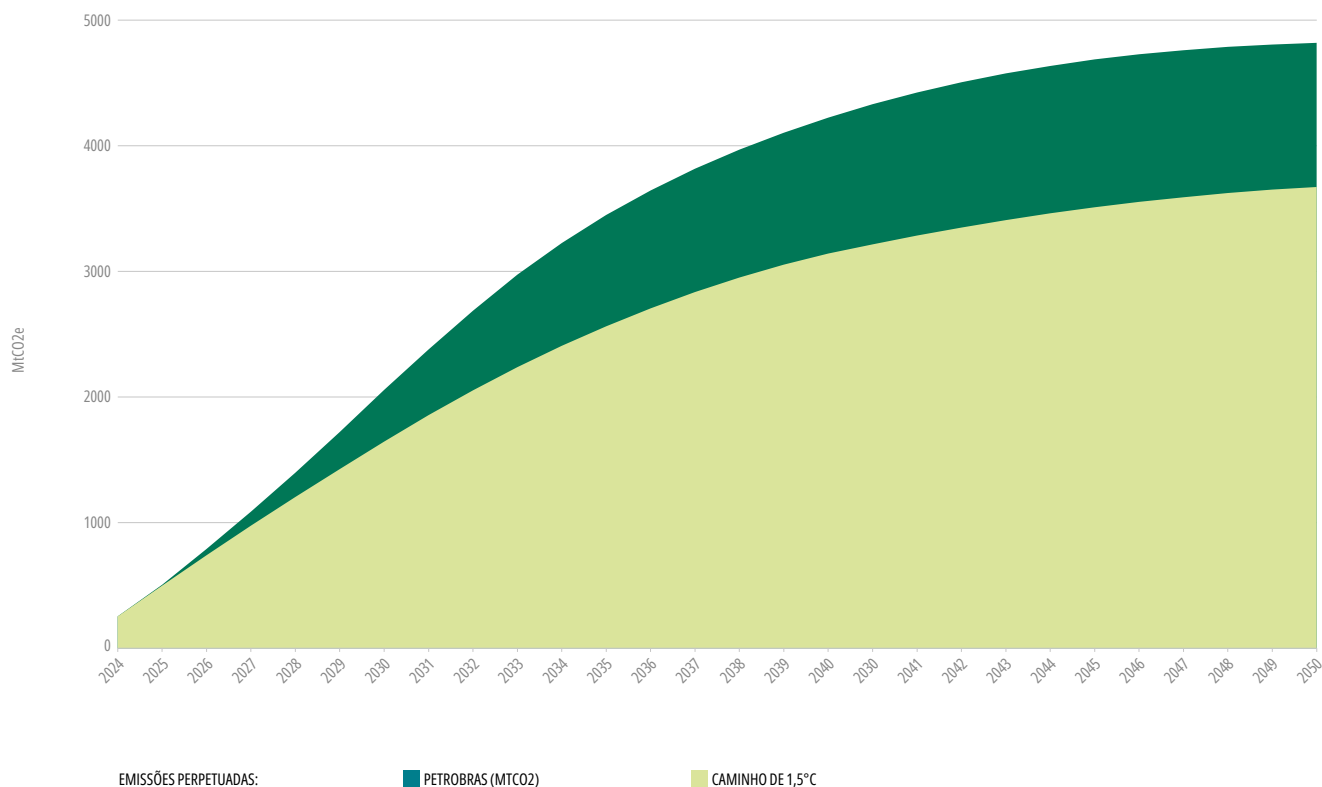
Os biocombustíveis, em particular, desempenham um papel importante, já que o Brasil é o segundo maior produtor do mundo

A Petrobras não estabeleceu nenhuma meta para reduzir suas emissões de escopo 3, que representam 90% das emissões totais da empresa

2022, e não aumentou a ambição dessa meta, apesar de tê-la atingido com 8 anos de antecedência. Além disso, a Petrobras não estabeleceu nenhuma meta para reduzir suas emissões de escopo 3, que representam a maior parte das emissões totais da empresa (cerca de 90%). Além disso, embora a Petrobras tenha estabelecido uma meta para reduzir sua intensidade de emissão de metano em 55% até 2025, a pesquisa de Madhavi (2024) mostra que há pouco para corroborar os números informados pela Petrobras.

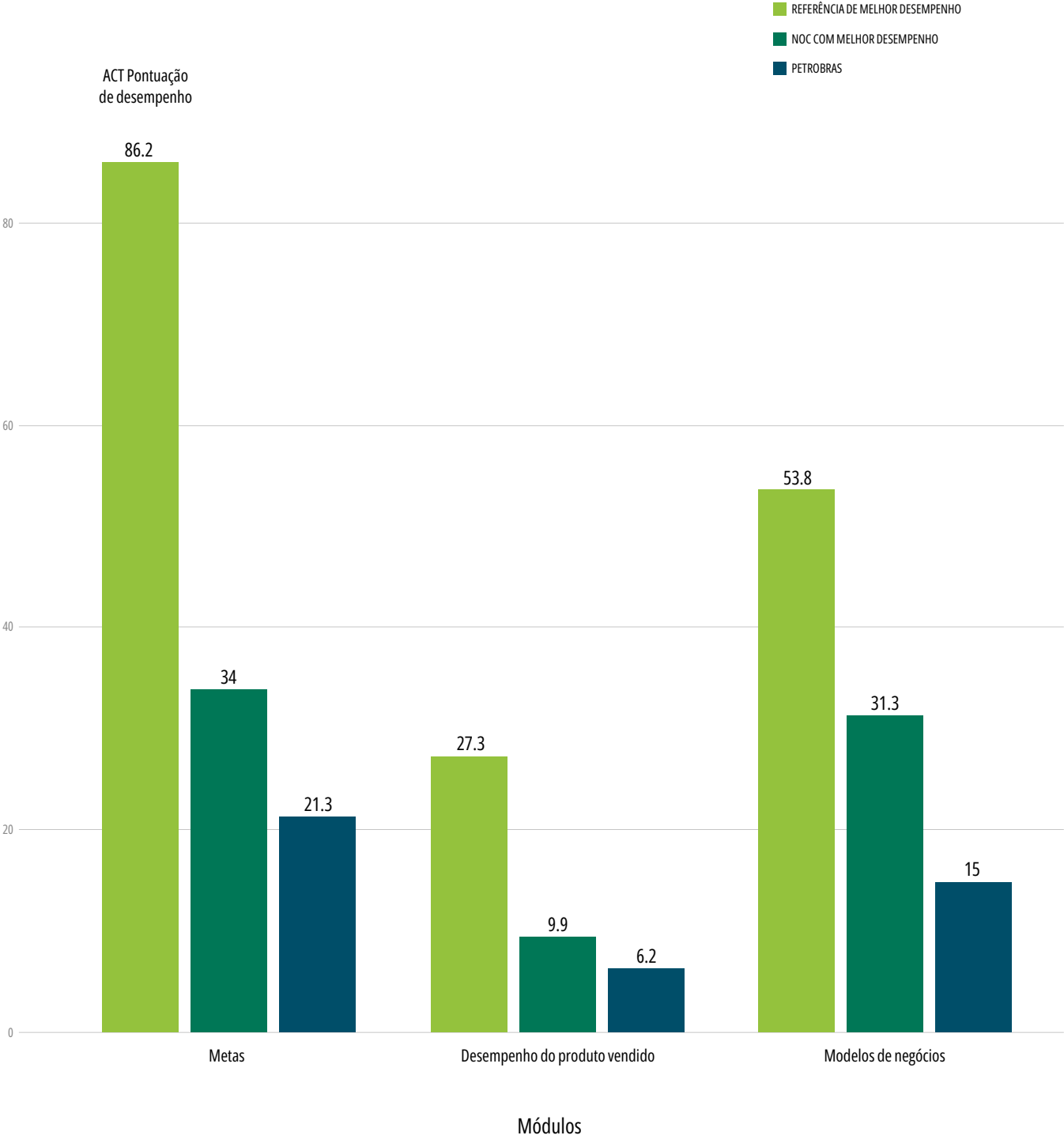
A Figura 6 mostra uma visão geral das pontuações de desempenho da Petrobras em comparação com os

FIGURA 5. EMISSÕES PERPETUADAS DA PETROBRAS EM 2024 EM COMPARAÇÃO COM O NZE DA AIE



Fonte: Cálculo do autor usando a metodologia de petróleo e gás da ACT (2021)

FIGURE 6. DESEMPENHO DAS PRINCIPAIS EMPRESAS DE PETRÓLEO E GÁS EM ELEMENTOS-CHAVE DO PLANEJAMENTO DE TRANSIÇÃO VERSUS PETROBRAS



Fonte: (WBA, 2023)

melhores desempenhos do WBA's Oil and Gas Benchmark 2023 e as Empresas Nacionais de Petróleo (NOCs) com melhor desempenho em indicadores selecionados (WBA, 2023).

MÓDULO 1

Metas inclui o alinhamento das metas de emissões de escopo 1+2 e escopo 1+2+3, bem como o horizonte de tempo coberto pelas metas. Conforme mencionado anteriormente, a Petrobras não estabeleceu metas que incluam suas emissões de escopo 3 e relata apenas uma “ambição” de atingir emissões líquidas zero até 2050 em suas emissões diretas, ao contrário da Eni (de propriedade minoritária do governo italiano), a empresa com melhor desempenho no benchmark de Petróleo e Gás, que estabeleceu uma meta de atingir emissões líquidas zero até 2050 para todas as emissões dos escopos 1, 2 e 3. Além disso, a Equinor, a NOC com melhor desempenho no benchmark, também estabeleceu metas para reduzir sua intensidade de emissões de escopo 1, 2 e 3, considerando metas para o uso de produtos vendidos.

MÓDULO 4

Desempenho do produto vendido avalia a tendência do desempenho das emissões passadas e futuras (escopo 1+2+3), bem como produtos de baixo carbono e serviços de eficiência energética. A Petrobras obteve 6,17 pontos nesse módulo,

em contraste com a Origin Energy (o melhor desempenho), que obteve 27,7 pontos, e a Emirates National Oil Company (ENOC, o melhor desempenho das NOCs), que obteve 9,9 pontos. A Petrobras começou a reduzir ligeiramente sua intensidade de emissões de escopo 1+2+3 nos últimos cinco anos. No entanto, a empresa com melhor desempenho vem reduzindo-o a uma taxa de mais de 2% ao ano. Embora isso ainda não esteja totalmente alinhado com seu caminho de baixo carbono, a empresa de melhor desempenho aumentou sua parcela de eletricidade com zero carbono em quase 150% entre 2021 e 2022. No entanto, as NOCs geralmente têm um desempenho pior do que as Empresas Petrolíferas Internacionais (IOCs, em inglês International Oil Companies) nesse módulo, com a NOC de melhor desempenho projetada para exceder seu orçamento de carbono de escopo 3 em 80% entre 2022 e 2050 (WBA, 2023). (WBA, 2023).

MÓDULO 9

Modelos de negócios avalia se as empresas estão desenvolvendo ativamente atividades comerciais para um futuro de baixo carbono. A Petrobras obteve 15 pontos nesse módulo, enquanto a ENGIE, a empresa com melhor desempenho no benchmark, obteve 53,8 pontos e a China National Petroleum Corporation (CNPC), a principal NOC, obteve 31,3 pontos (WBA, 2023). Embora a Petrobras



divulgue oportunidades de negócios de baixo carbono, como hidrogênio, CCUS e a expansão da capacidade de eletricidade renovável em seu Plano Estratégico 2025-2029, elas ainda não representam uma parcela significativa das atividades da empresa. Em contrapartida, a empresa com melhor desempenho no benchmark da WBA está integrando atividades de baixo carbono como parte integrante de seu modelo de negócios, com 18% dos ganhos da empresa provenientes de seu segmento de eletricidade renovável e uma expansão planejada de seus negócios de hidrogênio renovável e biometano até 2030. Além disso, a NOC com melhor desempenho relata interesse em novos projetos de energia, colocando em operação 39 novos projetos de energia, incluindo geração

de energia eólica e solar, e projetos de avaliação e teste de CCUS. No entanto, a empresa ainda depende muito de petróleo e gás e planeja expandir sua extração e produção (WBA, 2023).

Embora a Petrobras divulgue oportunidades de negócios de baixo carbono, elas ainda não representam uma parcela significativa das atividades da empresa



4 O PAPEL DA POLÍTICA DE EMISSÕES LÍQUIDAS ZERO NO AVANÇO DO PLANO DE TRANSIÇÃO DA PETROBRAS

VINCULAÇÃO DOS PLANOS DE TRANSIÇÃO DOS SETORES PÚBLICO E PRIVADO

A promulgação de uma regulamentação robusta de emissões líquidas zero é fundamental para garantir a credibilidade e a responsabilidade dos planos de transição das empresas (UN PRI, 2024). O Brasil já tem várias políticas climáticas em vigor relacionadas ao planejamento de transição, divulgação e compras (Climate Policy monitor, s.d). No entanto, elas poderiam ser reforçadas em seu grau de ambição, abrangência e rigor.¹⁶ Para se alinharem ao 1,5C°, essas políticas devem integrar a importância da transição para longe dos combustíveis fósseis, que também é uma das dez recomendações do Grupo de Especialistas de Alto Nível da ONU sobre responsabilidade de atores não estatais. Em particular, para impulsionar a mudança para NOCs como a Petrobras,

os formuladores de políticas no Brasil devem vincular os mecanismos de planejamento de transição nacional com caminhos setoriais ou locais confiáveis e sua implementação no nível da empresa (veja a figura 7) (Manning et al, 2024). Na prática, isso significa uma maior coordenação interministerial sobre a ação climática e o enfrentamento das contradições políticas que atualmente impedem uma mudança no modelo de negócios da Petrobras determinado pelo governo (Hochstetler e Lippolis, 2024).¹⁷ Em outras palavras, as futuras estratégias de energia do Brasil exigem mais coerência política e uma abordagem governamental completa.

16 Para obter mais detalhes, consulte a metodologia e a estrutura de avaliação do Climate Policy Monitor. Essa estrutura examina o grau em que as políticas de emissões líquidas zero são, entre outros fatores, um foco duplo de materialidade, exigindo a implementação de planos de transição e abrangentes em sua cobertura (como a cobertura do escopo 3 e das emissões de GEEs sem carbono, como o metano) (Climate Policy Monitor, s.d)

17 Por exemplo, a agência de planejamento de energia Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em seus documentos anuais de planejamento decenal, separa as projeções de petróleo e gás de outras partes do setor de energia que abordam as mudanças climáticas (Hochstetler e Lippolis, 2024).

Muitos dos planos climáticos do Brasil, concentram-se na redução da demanda de combustíveis fósseis em setores de uso final

Positivamente, o Brasil apresentou vários planos e legislações climáticas relevantes (veja a tabela 3), incluindo sua mais recente NDC publicada na COP29, seu Plano Industrial e Climático, Plano de Transformação Ecológica e plataforma nacional e uma proposta para sua taxonomia sustentável, para citar alguns. No entanto, embora a NDC do Brasil se refira à necessidade de fazer a transição para longe dos combustíveis fósseis, tendo em mente as responsabilidades comuns, porém diferenciadas, ela não é específica sobre como alcançar esse objetivo. Isso deve incluir planos para reduzir a produção e as exportações e desativar a infraestrutura de petróleo e gás. Da mesma forma, muitos dos planos climáticos do Brasil, incluindo sua plataforma de investimentos,

concentram-se na redução da demanda de combustíveis fósseis em setores de uso final, como a indústria pesada ou o transporte. Isso inclui, por exemplo, a Lei do Combustível do Futuro de 2024 do Brasil para aumentar a produção de biocombustíveis (Agência Brasil, 2024). Embora sejam fundamentais para reduzir a demanda doméstica de combustíveis fósseis, essas políticas, além da NDC do Brasil, não abordam a importância de reduzir a oferta de combustíveis fósseis (Observatório do Clima, 2024). Atualmente, há um ponto cego nas regras de contabilidade da CQNUMC. O Brasil tem algumas políticas climáticas relevantes no contexto do aprimoramento do plano de transição da Petrobras. Isso inclui a obrigatoriedade de cenários climáticos e testes de estresse para instituições financeiras que o Banco Central do

FIGURA 7. VINCULAÇÃO DO PLANEJAMENTO DE TRANSIÇÃO NACIONAL E EMPRESARIAL NO CONTEXTO DA PETROBRAS E DO BRASIL



Fonte: Source: Autores inspirados em (Manning et al, 2024)

TABELA 3. POLÍTICAS BRASILEIRAS DE CLIMA E ENERGIA QUE CONTRIBUEM PARA A TRANSIÇÃO PARA LONGE DO PETRÓLEO E DO GÁS:

Política Climática	Contribuição para a transição
NDC 3.0	Estabelece metas gerais para a redução de emissões e indica políticas para promover a transição, incluindo o abandono dos combustíveis fósseis
PLANO CLIMA	Define estratégias de mitigação para setores econômicos, incluindo energia
PLANO DE TRANSFORMAÇÃO ECOLÓGICA	Traduz a NDC do Brasil em um roteiro de investimentos, promovendo a expansão da energia renovável
LEI DO SISTEMA DE COMÉRCIO DE EMISSÕES	Cria a base para os mercados de carbono brasileiros, incluindo o mercado obrigatório e suas obrigações
LEI DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE	Define a estrutura geral para alocação e permissão de desenvolvimento eólico offshore. O projeto de lei final vetou disposições relacionadas a combustíveis fósseis que haviam sido incluídas inicialmente.
LEI DO HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO	Define uma nova estrutura legal e incentivos para a produção de hidrogênio de baixo carbono
LEI DO COMBUSTÍVEL DO FUTURO	Com o objetivo de aumentar a participação dos biocombustíveis no uso de combustíveis, incluindo misturas de gasolina, diesel e querosene
PROPOSTA DE TAXONOMIA SUSTENTÁVEL	Ainda em fase de proposta, a taxonomia aplicaria um sistema de classificação para atividades de baixo e alto carbono, mas contém brechas para a transição para fora dos combustíveis fósseis
LEI RENOVABIO	Estabelece a necessidade de diminuir a intensidade de carbono nos combustíveis por meio do aumento da participação dos biocombustíveis
ESTRUTURA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	Fornecer estrutura legal e incentivos para apoiar a geração distribuída para consumidores e empresas
ISENÇÃO DE IMPOSTOS PARA TÍTULOS DE PROJETOS DE ENERGIA RENOVÁVEL	Incentivo fiscal para impulsionar os investimentos em energia limpa, tornando os investimentos em combustíveis fósseis menos atraentes
PROINFA	Oferece descontos no uso da rede elétrica para eletricidade renovável distribuída

Fonte: Autores com base nas políticas climáticas e energéticas vigentes no Brasil

É necessária uma abordagem de todo o governo para garantir que os ministérios das finanças, do clima e da energia possam planejar uma transição justa para o setor de petróleo e gás e integrar isso à política fiscal e ao planejamento energético

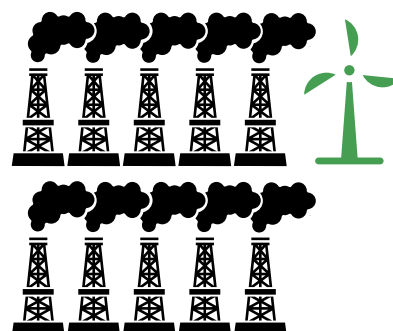
Brasil analisou em seu Relatório do Conselho de Estabilidade Financeira publicado em 2023 (G20 SFWG, 2024). No entanto, para ser mais eficaz, essa política deve ser acompanhada de exigências do órgão regulador financeiro brasileiro (CVM) para que as instituições financeiras tenham melhor conhecimento sobre tópicos relacionados à sustentabilidade (2C Investing Initiative France, 2023). Isso é necessário para que as instituições financeiras possam avaliar melhor os planos de investimento em baixo carbono de suas empresas beneficiárias, os cenários que elas usam e suas suposições subjacentes.

O Brasil também implementou diretrizes para que as instituições financeiras identifiquem e divulguem os riscos climáticos e a divulgação sobre o desinvestimento de ativos poluentes de carbono e emissões perpetuadas como parte das avaliações de risco de transição (UN PRI, 2024). No entanto, são necessários mais esforços para vincular essas políticas à necessidade de uma transição para

longe dos combustíveis fósseis de forma ordenada e equitativa. Isso envolve, entre outras coisas, uma melhor integração do clima nas atividades de administração e engajamento das instituições financeiras, exigindo a divulgação do capex de combustíveis fósseis e das metas de redução gradual, além de não mais emitir novas licenças de petróleo e gás. Além disso, o Brasil pode garantir que sua Taxonomia Sustentável, por meio de seu sistema de classificação, aplique critérios rigorosos, especialmente para novos projetos de petróleo e gás.

INVESTIMENTOS PLANEJADOS ENTRE 2023 E 2027

Os investimentos planejados na exploração e produção de petróleo bruto são mais de **10 VEZES** maiores do que os investimentos em tecnologias de baixo carbono.



AVANÇO DAS TRANSIÇÕES DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS NA IMPLEMENTAÇÃO DA NDC DO BRASIL

A NDC atualizada do Brasil demonstra progresso no alinhamento com as metas climáticas internacionais, mas ainda carece de medidas concretas para a eliminação gradual dos combustíveis fósseis, conforme demonstrado na análise realizada pelo Observatório do Clima no Brasil (Observatório do Clima, 2024). De fato, a segunda NDC do Brasil, publicada recentemente, baseia-se em uma estrutura de modelagem que inclui suposições controversas que não questionam a expansão contínua da produção doméstica de petróleo e gás. O modelo BLUES (Brazilian Land Use and Energy Systems) incorpora várias suposições problemáticas, conforme destacado em uma avaliação recente das estratégias climáticas do Brasil para a produção de petróleo e gás (Coutinho et al., 2024).

O cenário de 1,5°C do modelo pressupõe que o Brasil poderia sequestrar 500 MtCO₂/ano até 2050 por meio do



reflorestamento, o que exigiria a restauração de aproximadamente 38.000 quilômetros quadrados de terra. Além disso, também pressupõe que outros 400 MtCO₂/ano poderiam ser sequestrados usando bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS) até 2050, o que exige ainda mais terra por tonelada de CO₂ sequestrada (Zhao et al., 2024). Essas premissas são altamente ambiciosas, dada a avaliação do IPCC sobre a viabilidade da implantação do BECCS e as preocupações de sustentabilidade associadas ao florestamento e ao reflorestamento (IPCC, 2022; Fuss et al., 2018).



Níveis mais altos de sequestro de carbono geralmente estão inversamente correlacionados com o ritmo de redução da produção de petróleo e gás (Bois von Kursk et al., 2024). O excesso de confiança no sequestro de carbono na NDC do Brasil e nos planos da Petrobras não leva em consideração fatores técnicos e não técnicos do mundo real que podem limitar as taxas praticáveis de injeção de CO₂ (Grant et al., 2022). Portanto, o uso de suposições excessivamente simplistas sobre o sequestro de carbono aumenta os volumes cumulativos de combustíveis fósseis que podem ser produzidos nos modelos climáticos para a mesma meta de temperatura.

Além disso, o mesmo modelo pressupõe que as tecnologias de captura e sequestro de carbono (CCS) poderiam mitigar mais de um quarto das emissões de petróleo e gás upstream do Brasil (Escopos 1 e 2). Embora essa seja uma conquista desafiadora, ela ainda não conseguiria lidar com 80 a 85% das emissões de petróleo e gás, que ocorrem quando eles são queimados (Escopo 3). Como o décimo maior exportador de petróleo do mundo, as emissões relacionadas ao Escopo 3 são responsáveis por quase 300 MtCO₂ por ano (Gonzales-Zuniga et al., 2024). Isso representa quase um quarto das emissões territoriais brasileiras (excluindo LULUCF) e deverá crescer drasticamente nas próximas décadas se os planos de expansão de petróleo e gás forem implementados (UNEP, 2024). O Brasil deve assumir a responsabilidade por sua “esfera de influência” na contribuição para as emissões globais de GEE e responder por todo o impacto climático de sua produção fóssil (Green e Finighan, 2012).



5 INVESTINDO EM UM FUTURO SUSTENTÁVEL

ALINHAMENTO DOS INVESTIMENTOS COM O 1,5°C

Há oportunidades significativas para redirecionar os fluxos financeiros dos combustíveis fósseis para a energia limpa no Brasil. Conforme mostrado no último World Energy Investment Outlook de 2024 da AIE, há uma tendência positiva de que os investimentos globais em energia limpa sejam duas vezes maiores do que os investimentos em combustíveis fósseis (AIE, 2024). O Brasil também está emergindo como líder em termos de investimento em energia renovável em mercados emergentes e economias em desenvolvimento (EMDEs) além da China. Isso inclui mais do que dobrar seus investimentos em rede em 2023 (AIE, 2024). O Brasil também apresentou iniciativas muito necessárias para acelerar o financiamento público e privado para cumprir sua nova

NDC anunciada na COP29. Isso inclui o Fundo Climático do BNDES e a emissão dos primeiros títulos soberanos sustentáveis do Brasil. Inclui também o lançamento do Eco-Invest Brasil para reduzir o custo do capital e os riscos de hedge cambial e atrair financiamento de longo prazo de baixo custo e, principalmente, a Plataforma Brasileira de Investimentos Climáticos e Transformação Ecológica. A última, que serve como Plataforma Nacional do Brasil, tem o potencial de traduzir a NDC em planos de investimento detalhados e de catalisar investimentos públicos e privados em vários setores para alinhar-se ao 1,5°C.

Como muitos mercados emergentes e economias em desenvolvimento (EMDEs), o Brasil enfrenta um alto custo de capital e uma dívida crescente do

O Brasil precisaria mais do que dobrar até 2035 os investimentos anuais atuais em capacidade eólica e solar, infraestrutura de transmissão e distribuição, geotérmica e biomassa

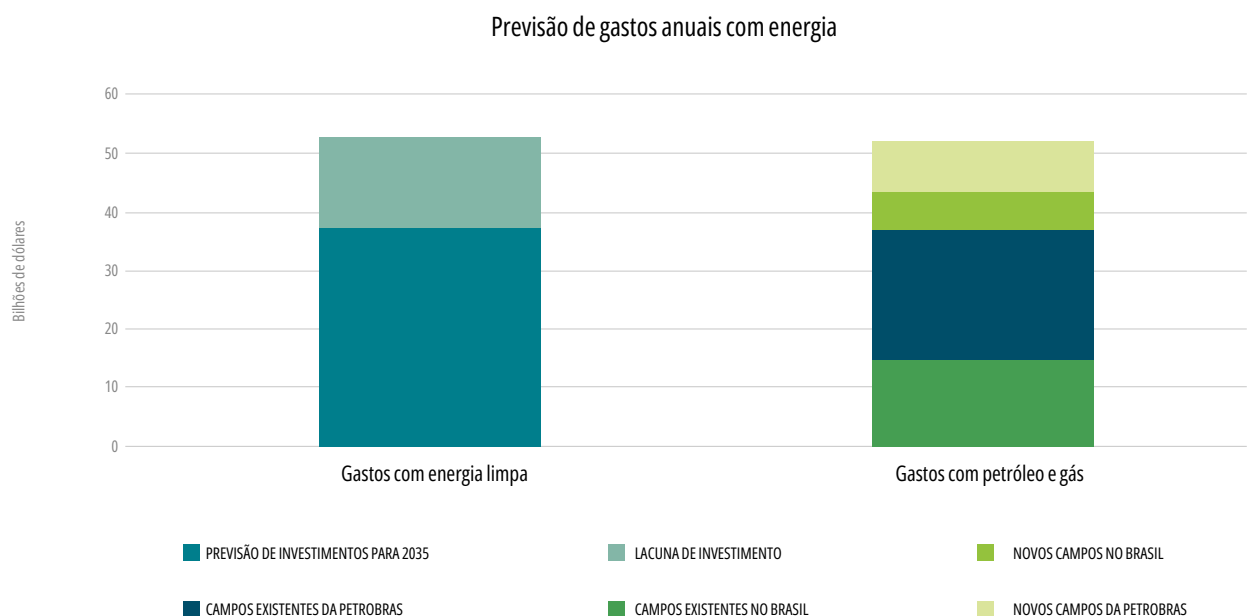
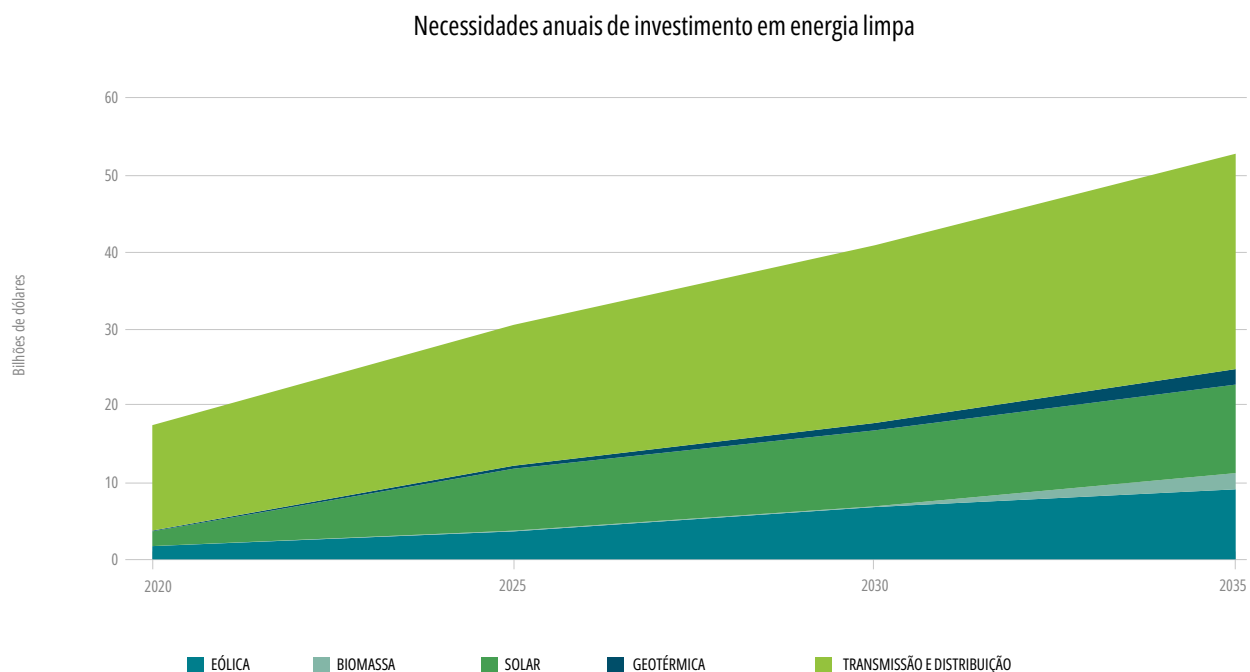
governo geral, que é maior do que a de outros países latino-americanos e do que o nível médio dos EMDEs (Sant'Ana, 2024). Nesse contexto, é fundamental repensar como os investimentos públicos estão se alinhando com o 1,5°C e sua viabilidade financeira. Isso é necessário não apenas do ponto de vista climático, mas também para apoiar transições justas, diversificação econômica e para evitar quedas de receita (Muttitt e Yanguas Parra, 2024). Por outro lado, o investimento necessário para que o Brasil faça a transição efetiva do petróleo e do gás e se alinhe a um caminho de emissões líquidas zero de CO₂ até 2050 seria substancial, mas poderia ser atendido em grande parte pela reorientação dos fluxos de capital atualmente destinados à crescente produção de hidrocarbonetos. A Figura 8 mostra as maiores necessidades de investimento anual para viabilizar um sistema de energia renovável consistente com um caminho net-zero no Brasil. A Figura 8 mostra que as necessidades de investimento em energia limpa aumentarão muito nos próximos anos, atingindo mais de US\$ 50 bilhões por ano até 2035 - o ano-alvo da nova NDC do Brasil.

Os cenários da Network for Greening the Financial System (NGFS) aplicam MAIs bem estabelecidos e confiáveis publicados nos relatórios do IPCC para explorar uma série de resultados plausíveis na transição energética. Com base nos cenários da NGFS usados na figura 8, o Brasil precisaria mais do que dobrar até 2035 os investimentos anuais atuais em capacidade eólica e solar, infraestrutura de transmissão e distribuição, geotérmica e biomassa para se alinhar a uma trajetória de 1,5°C¹⁸. Além disso, prevê-se que o investimento nessas tecnologias de energia limpa chegue a apenas US\$ 37 bilhões até 2035, deixando uma lacuna de investimento anual de US\$ 16 bilhões.

No entanto, até 2035, prevê-se que mais de US\$ 15 bilhões por ano - sendo US\$ 8,7 bilhões da Petrobras - serão gastos para explorar, desenvolver e operar novos campos de petróleo e gás, o que é incompatível com qualquer cenário crível de 1,5°C (Rystad Energy, 2025; Green et al., 2024). Cerca de US\$ 37 bilhões (US\$ 22 bilhões pela Petrobras) já estão garantidos para serem investidos na busca e operação dos campos existentes e no desenvolvimento dos que estão em desenvolvimento nos próximos 20 anos. Dessa forma, isso demonstra que as necessidades de capital para a transição energética no Brasil não são escassas e poderiam, em grande parte, ser atendidas pela reorientação dos gastos de capital que a Petrobras projeta gastar em novos projetos de petróleo e gás. Esses gastos de capital em novos campos ainda não foram comprometidos e o governo poderia redirecioná-los para investir em um futuro sustentável no

18 Esses números permanecem mais ou menos semelhantes aos cenários de Transição Atrasada (Delayed Transition) e Abaixo de 2°C (Below 2°C) da NGFS, indicando que esses são investimentos competitivos independentemente da urgência da transição para um sistema de energia renovável para limitar o aumento da temperatura média global.

FIGURE 8. NECESSIDADES DE INVESTIMENTO EM ENERGIA LIMPA E LACUNAS DE INVESTIMENTO



Observação: As necessidades anuais de investimento em energia limpa não constituem uma lista exaustiva das necessidades totais para a transição energética no Brasil. Eles compilam as maiores necessidades com base nos cenários net-zero da NGFS

Fonte: Banco de dados da NGFS Phase 5 Scenarios Explorer hospedado pelo IIASA (Byers et al. 2025), Rystad Energy UCube

Brasil, incluindo a restauração: estimativas indicam que custaria US\$ 38 bilhões para restaurar 12 milhões de hectares de terra no Brasil, o que removeria 4,3 bilhões de toneladas de CO₂ da atmosfera (Escolhas, 2023).

Além de redirecionar as despesas de capital da Petrobras, há oportunidades significativas para alinhar os fluxos financeiros públicos e privados com o 1,5C no Brasil e apoiar a NDC e as necessidades de investimento do país. De fato, o financiamento de projetos de infraestrutura por meio de emissões de debêntures (R\$ 34 bilhões - USD 8,5 bilhões) superou em 2019 a participação do BNDES, o principal instrumento de financiamento público brasileiro, que forneceu R\$ 30 bilhões (Cohen e Urrutia, 2024). Em 2023, o montante de debêntures de infraestrutura denominadas em reais alcançou R\$ 68 bilhões (US\$ 14 bilhões), demonstrando o apetite dos investidores privados no setor de infraestrutura, especialmente em energia elétrica, que representou 42,4% das debêntures incentivadas¹⁹ em 2024.

A reforma dos subsídios à produção de petróleo e gás e o melhor condicionamento do financiamento da Petrobras à implementação do plano de transição também são fundamentais para acelerar o financiamento climático, aproveitar os recursos domésticos e



alinhar os investimentos com o 1,5C. Isso é particularmente relevante, pois os fundos domésticos representam atualmente 70% do financiamento climático nos EMDEs, conforme demonstrado pelo terceiro relatório do Grupo Independente de Especialistas de Alto Nível em Financiamento Climático (Bhattacharya et al, 2024). No entanto, existem mais opções, como no caso da reforma dos subsídios aos combustíveis fósseis, para alavancar fundos domésticos e traduzir as NDCs em planos de financiamento mais robustos (I4CE,

19 Para estimular o investimento em projetos de infraestrutura necessários ao desenvolvimento nacional - incluindo setores como transporte, energia e saneamento - o governo brasileiro oferece incentivos fiscais. Especificamente, ele isenta os investidores individuais do imposto de renda sobre os retornos gerados por esses títulos, conhecidos como "títulos incentivados". Essa isenção fiscal aumenta significativamente seu apelo em comparação com os títulos padrão, que não se beneficiam de tais vantagens fiscais



As necessidades de capital para a transição energética no Brasil não são escassas e poderiam, em grande parte, ser atendidas pela reorientação dos gastos de capital que a Petrobras projeta gastar

no aprimoramento dos planos de transição das empresas, especialmente por meio da alocação de seu portfólio²⁰ (WBA, IISD e UCSB, 2023). No caso da Petrobras, os investidores forneceram, seja na forma de dívida ou de capital, US\$ 54 bilhões em financiamento, mas com poucas ou nenhuma condição ecológica ou social associada (Urgerwald, 2024). Embora existam alguns sinais de que a Petrobras esteja captando recursos e vinculando-os a metas de sustentabilidade, essas condicionalidades devem ser reforçadas. Por exemplo, em 2022, a Petrobras obteve um empréstimo de US\$ 1,25 bilhão vinculado à sustentabilidade, com seus indicadores-chave de desempenho (KPIs, em inglês Key Performance Indicators) vinculados à redução da intensidade das emissões operacionais (escopos 1 e 2) (Saraiva, 2022). No entanto, esses instrumentos financeiros devem integrar melhor o espectro completo dos elementos

2024). No caso dos subsídios à produção de petróleo e gás, de acordo com o Fossil Fuel Subsidy Tracker, em 2023, eles chegaram a US\$ 4,3 bilhões, embora tenha havido uma redução notável desde 2012 (OECD, 2025). Uma comparação entre os subsídios à produção de petróleo e gás com os subsídios à produção de renováveis realizada pelo INESC mostra ainda que os primeiros ainda eram cerca de três vezes mais altos que os segundos em 2022 (INESC, 2023).

Os investidores e os bancos também desempenham um papel importante

20 Para obter mais detalhes sobre esse aspecto, consulte especificamente as metodologias da ACT Finance para bancos e investidores. (ACT, n.d).



de planejamento de transição.²¹ Isso inclui a necessidade de as empresas planejarem a redução das emissões de escopo 3 que, no caso da Petrobras, representam quase 90% de suas emissões. Isso é necessário para garantir que os fundos que as empresas recebem sejam mais bem vinculados à implementação do plano de transição. A integração de planos de transição confiáveis, robustos e justos no projeto de instrumentos financeiros é um meio central de salvaguardar a integridade do financiamento da transição, permitindo que ele seja ampliado e apoiando transições justas (WBA e LSE, 2024).

No contexto da Petrobras, também vale a pena observar que, excluindo o governo federal, os investidores

americanos e brasileiros detêm ações e dívidas significativas na empresa (Urgewald, 2024). Os investidores brasileiros representam 30% dos investimentos na empresa no valor de US\$ 16 bilhões. Além disso, há algumas iniciativas dignas de nota de investidores brasileiros para integrar considerações climáticas em suas decisões de investimento. Isso inclui o lançamento pela Fama.re capital, uma gestora de ativos no Brasil, do LatAm Climate Turnaround Fund em 2023 (Famare.capital, s.d). Esse veículo de investimento visa especificamente empresas com alto nível de emissão

21 Esse achado é corroborado por outras pesquisas. Veja, por exemplo (Madhavi, 2024).

(>1 milhão de tCO₂e) e se envolve com elas para melhorar seus planos de descarbonização. O gerente de ativos, por exemplo, conduziu discussões diretamente com a gerência sênior das empresas, uma abordagem que se mostrou mais eficaz do que o envolvimento com o board. No entanto, a mudança na liderança da Petrobras e os sinais políticos atuais atuam como barreiras importantes na transformação do modelo de negócios da Petrobras (Hochstetler e Lippolis, 2024; Reuters, 2024).

Além disso, essas iniciativas de investidores no Brasil devem ser ampliadas para gerenciar os riscos de transição e contribuir para os investimentos necessários para a descarbonização na economia real. Um estudo de 2023 da 2º Investing Initiative (2DII) e da RMI, em parceria com a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e a Agência Alemã de Cooperação Internacional, mostra o grau de alinhamento dos portfólios de fundos brasileiros com as metas do Acordo de Paris (Braga et al, 2023).²² É importante ressaltar que os gestores de ativos brasileiros têm uma alta concentração de seus portfólios (30%) em setores relevantes para o clima e investem em um número seleto de empresas nacionais com alto nível de emissão²³. Como resultado, os investidores brasileiros também estão significativamente expostos a ativos como petróleo e gás, que precisarão ser eliminados gradualmente para enfrentar as mudanças climáticas (Braga et al, 2023). No entanto, dada

a concentração de investimentos em empresas selecionadas, isso também significa que os investidores têm mais influência para influenciar empresas como a Petrobras na adoção de planos de transição confiáveis, desde que as condições propícias corretas também sejam implementadas (consulte a Seção 4 sobre o papel da política net zero).

Por fim, os bancos públicos de desenvolvimento, como o BNDES, também podem desempenhar um papel no apoio a uma transição justa para longe do petróleo e do gás no Brasil e na definição de caminhos alternativos para o clima, a energia e o desenvolvimento. Para obter mais informações sobre isso, consulte o Quadro 1.

A integração de planos de transição confiáveis, robustos e justos no projeto de instrumentos financeiros é um meio central de salvaguardar a integridade do financiamento da transição, permitindo que ele seja ampliado e apoiando transições justas

22 O relatório utiliza a metodologia PACTA (Paris Agreement Capital Transition Assessment) para avaliar o alinhamento dos portfólios dos investidores com os cenários climáticos e energéticos.

23 A parcela de ativos sob gestão (títulos corporativos; ações listadas em bolsa) alocada em setores relevantes para o clima no Brasil é de 30%, em comparação com uma média global usual de 5%. Os setores relevantes para o clima incluem petróleo e gás, mineração de carvão, energia, automotivo, aviação, aço e cimento, mas os combustíveis fósseis, a energia e o aço respondem por 90% dessa alocação no Brasil.

A integração de aspectos de transição justa em políticas net zero também é uma maneira fundamental de os governos abordarem os aspectos justos dos planos de transição de atores não estatais

QUADRO 1

O PAPEL DO BNDES E A NECESSIDADE DE FINANCIAR UMA TRANSIÇÃO JUSTA PARA LONGE DO PETRÓLEO E DO GÁS

O BNDES desempenha um papel fundamental no aumento do financiamento de energia limpa por meio de seu financiamento de longo prazo e baixo custo. Por meio de iniciativas como o Eco-Invest e o Fundo Climático e sua capacidade de conceder empréstimos em moeda local, foi possível alavancar o financiamento privado e reduzir os riscos de hedge cambial (Vega, 2024). Entretanto, além de ampliar o financiamento de energia limpa, o banco público de desenvolvimento poderia trabalhar com os bancos



multilaterais de desenvolvimento, com outras instituições financeiras nacionais e com os formuladores de políticas no Brasil para apoiar uma transição justa para longe do petróleo e do gás.¹

A integração de aspectos de transição justa em políticas net zero também é uma maneira fundamental de os governos abordarem os aspectos justos dos planos de transição de atores não estatais, conforme demonstrado pelo Interconnected Justice Report lançado na COP29 (UN PRI, 2024b). No contexto da Petrobras, a empresa tem algumas políticas relacionadas à transição justa em vigor, como o compromisso de participar do diálogo social com trabalhadores e sindicatos (WBA, 2023). No entanto, conforme demonstrado pela WBA, muitas lacunas permanecem em outras áreas da transição justa, incluindo planejamento, criação de empregos verdes decentes e proteção social. O BNDES poderia tomar uma série de medidas para aprimorar o plano de transição e os aspectos justos da Petrobras e reduzir o risco de transição da empresa. O BNDES exclui o financiamento de usinas térmicas a carvão e de novas gerações que utilizem derivados de petróleo. No entanto, ela poderia ir além e condicionar seu financiamento a nenhuma nova expansão de petróleo e gás. Como o segundo maior investidor da Petrobras, com US\$ 8 bilhões

em ações da empresa, ele poderia usar sua influência para se envolver com a Petrobras e aprimorar seu plano de transição, especialmente as lacunas identificadas neste relatório (Urgewald, 2024).

O BNDES também poderia trabalhar com outros agentes financeiros da região, como o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), para integrar a necessidade de não haver nova expansão de petróleo e gás na emissão de instrumentos financeiros. Por exemplo, há um impulso crescente em torno da emissão de títulos relacionados à transição justa (Robins et al, 2023). Essa pode ser uma forma de evitar a transition washing, aumentar a aceitação social na transição e, ao mesmo tempo, garantir que os recursos desses instrumentos sejam canalizados para regiões que enfrentarão maiores impactos sociais. Esse último inclui as principais regiões produtoras de petróleo, como o norte do estado do Rio de Janeiro (Hochstetler e Lippolis, 2024). Além disso, há exemplos inspiradores de bancos de desenvolvimento que trabalham com países para apoiar a diversificação econômica e uma transição justa para longe dos combustíveis fósseis. Esse é o caso da AFD (banco público francês de desenvolvimento) e da Colômbia, que colaboraram para avaliar os impactos socioeconômicos da transição para longe dos combustíveis fósseis (AFD,

2024). Isso é ainda mais relevante no contexto do BNDES, que, em sua contribuição para uma transição justa, faz referência às sinergias e à transferência de conhecimento que promove entre o setor de petróleo e gás e os biocombustíveis, a geração eólica offshore e a geração solar (BNDES, 2022).

O Brasil está dando o pontapé inicial no trabalho de rastreamento da transição justa, inclusive por meio do desenvolvimento de indicadores que podem ajudar a definir caminhos e políticas para apoiar transições equitativas longe da produção de petróleo e gás (ICAT, 2024). Por fim, o Brasil pode aproveitar os fóruns internacionais que defendem estruturas globais que apoiam transições justas. Isso inclui as plataformas climáticas propostas para os países, o Fundo de Transição da Beyond Oil and Gas Alliance (BOGA), que apoia os governos que estão considerando políticas de transição para abandonar o petróleo e o gás. Também é fundamental considerar a transição justa, tanto em termos da eliminação gradual dos fósseis como na implementação das energias limpas. As políticas de transição justa devem incorporar o consentimento livre, prévio e informado, o compartilhamento de receitas e os modelos de copropriedade ao ampliar os investimentos em energia limpa (BHRRC, 2024).

¹ Atualmente, não há estimativas de custos de transição para o abandono do petróleo e do gás no Brasil. No entanto, considerando os empregos diretos e indiretos da Petrobras, que são 616.000 em 2023, e o custo estimado por trabalhador de US\$ 61.000 (recontratação, compensação de renda e apoio à saúde), isso equivaleria a cerca de US\$ 40 bilhões durante o período de transição. No entanto, isso seria apenas uma fração do custo total, já que não inclui apenas os custos de planejamento de transição nem os custos de reabilitação ambiental e desativação da infraestrutura de petróleo e gás, entre outros.



RECOMENDAÇÕES

Uma transição oportuna e bem gerenciada da produção de combustíveis fósseis requer uma direção política clara, medidas robustas de transparência e um realinhamento financeiro estratégico. Com base nas conclusões deste relatório, três recomendações se destacam para que o Brasil operacionalize o compromisso do Global Stocktake de 2024 de “fazer eliminação gradual dos combustíveis fósseis de forma justa, ordenada e equitativa”.

ELABORAR UM ROTEIRO PARA RESTRINGIR A EXPANSÃO DOMÉSTICA DE PETRÓLEO E GÁS

Parar de emitir licenças de exploração de combustíveis fósseis e eliminar gradualmente as licenças de desenvolvimento, começando com os ativos com maior probabilidade de se tornarem encalhados em trajetórias de baixo carbono. Vincular o planejamento nacional de transição a caminhos setoriais e regionais confiáveis e à implementação no nível da empresa.

REDEFINIR O MANDATO DA PETROBRAS

Trabalhar com a Petrobras em um plano de transição confiável e ambicioso, alinhado com as metas climáticas e de desenvolvimento sustentável. Adotar uma estratégia de “modo de colheita” para maximizar os fluxos de caixa e os retornos para os acionistas, evitando gastos de capital no desenvolvimento de petróleo. Abordar as contradições políticas que impedem a transição da Petrobras por meio da coordenação de todo o governo.

TRANSFERIR OS FLUXOS FINANCEIROS DO PETRÓLEO E DO GÁS PARA A ENERGIA LIMPA

Incentivar a Petrobras a redirecionar os investimentos para a energia limpa. Impedir novos campos com exploração em andamento, mas ainda não em desenvolvimento, poderia liberar entre US\$ 12 e 35 bilhões em despesas de capital para a Petrobras, dependendo da velocidade da transição energética. Criar condições equitativas para diferentes tecnologias e empresas de energia por meio da reforma dos subsídios aos combustíveis fósseis e das regulamentações de sustentabilidade das instituições financeiras.

Os investidores também têm um papel a desempenhar. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é o segundo maior investidor da Petrobras e pode influenciar seu plano de transição. Ele poderia condicionar seu financiamento ao fim da expansão do petróleo e do gás e trabalhar com outros agentes financeiros da região, como o Banco Interamericano de Desenvolvimento, para normalizar esse padrão

REFERÊNCIAS

Achakulwisut, Ploy, Peter Erickson, Céline Guivarch, Roberto Schaeffer, Elina Brutschin e Steve Pye. “Global Fossil Fuel Reduction Pathways under Different Climate Mitigation Strategies and Ambitions.” *Nature Communications* 14, nº 1 (13 de setembro de 2023):

ACT (2021). Oil and Gas Methodology. https://actinitiative.org/wp-content/uploads/pdf/act_og_methodology.pdf

ACT (n.d). ACT methodologies. <https://actinitiative.org/fr/act-methodologies/>

ACT initiative (n.d) <https://actinitiative.org/en/about-us/>

AFD (2024). Modelling low carbon transitions in Colombia: macro financial opportunities and risks. <https://www.afd.fr/en/ressources/modelling-low-carbon-transitions-colombia-macrofinancial-opportunities-and-risks>

Agência Brasil (2024). Petrobras pagou R\$ 240,2 bilhões em tributos e royalties em 2023. <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2024-03/petrobras-pagou-r-2402-bilhoes-em-tributos-e-royalties-em-2023>. Acessado em 7 de março de 2025.

Agência Brasil (2024). Lula signs law to expand production of sustainable fuels. <https://agenciabrasil.ebc.com.br/en/politica/noticia/2024-10/lula-signs-law-expand-production-sustainable-fuels> . Acessado em 7 de março de 2025.

ANM (2000). Petróleo. Agência Nacional de Mineração. www.gov.br/anm/pt-br/assuntos/economia-mineral/publicacoes/sumario-mineral/sumario-mineral-brasileiro-2000/petroleo. Acessado em 7 de março de 2025.

ANP (2025). Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNzVmNzI1MzQ1NTY1NC0oZGVhLTk5N2ItNzBkMDNhY2IxZTIxIiwidCI6IjQoOTlmNGZmLTl0YTtytNGIoMiriN2VmLTExNGFmY2FkYzkyMyJ9>

Ana M. Camelo Vega, Financing Pathways for the Energy Transition: A Regional Approach (New York: Columbia Center on Sustainable Investment (CCSI), September 2024). <https://ccsi.columbia.edu/sites/default/files/content/docs/publications/ccsi-financing-pathways-energy-transition.pdf>

Andres et al (2023). Stranded Nations? Transition Risks and Opportunities towards a Clean Economy. *Environmental Research Letters* 18 https://www.diw.de/de/diw_o1.c.870064.de/publikationen/externe_referierte_aufsaezte/2023_0004/stranded_nations_transition_risks_and_opportunities_towards_a_clean_economy.html#:~:text=Using%20methods%20from%20economic%20geography%20and%20complexity%2C%20we,countries%27%20export%20profiles%20are%20locked-in%20to%20brown%20products.

Bhattacharya A, Songwe V, Soubeyran E Souberam Stern N (2024) Raising Ambition and Accelerating Delivery of Climate Finance. https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/wp-content/uploads/2024/11/Raising-ambition-and-accelerating-delivery-of-climate-finance_Third-IHLEG-report.pdf Londres: Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, London School of Economics and Political Science.

BHRRRC (2024). Shared prosperity models & Indigenous Peoples' leadership for a just transition.

[Shared prosperity models & Indigenous leadership for a just transition](#)

BNDES (2022). Climate and development: the BNDES's contribution to a just transition. <https://wfdfi.org/en/climate-and-development-the-bndess-contribution-to-a-just-transition/>

Bois von Kursk, Olivier, Greg Muttitt, Angela Picciariello, Lucile Dufour, Thijs Van de Graaf, Andreas Goldthau, Diala Hawila, et al. "Navigating Energy Transitions: Mapping the Road to 1.5°C." International Institute for Sustainable Development, 21 de outubro de 2022. <https://www.iisd.org/publications/report/navigating-energy-transitions>.

Bois von Kursk, Olivier, Vance Culbert, Megan Darby, Ivetta Gerasimchuk, Natalie Jones, Jonas Kuehl, Angela Picciariello, Farooq Ullah e Paola Yangua Parra. "Transitioning Away From Oil and Gas: A Production Phase-out Primer." International Institute for Sustainable Development, 14 de maio de 2024. <https://www.iisd.org/publications/report/transitioning-away-from-oil-gas>.

Borges Ramos Dios et al (2024). Accelerating the Transition to Net Zero: Insights and Recommendations from G20 Regulations. https://www.t20brasil.org/media/documentos/arquivos/TF02_ST_07_Accelerating_the_Tr66cdef216869c.pdf

Braga et al (2023). Too Big to Fail: measuring the alignment of the Brazilian Fund's Industry with Climate Goals. <https://cooperacaobrasil-alemanha.com/PoMuC/toobigtotofail.pdf>

Banco Central do Brasil (2021). Resolução CMN nº 4.945 de 15/9/2021. https://www.ancord.org.br/wp-content/uploads/2021/09/Resolu%C3%A7%C3%A3o-CMN-n%C2%BA-4.945-de-15_9_2021.pdf

Bressler, R. Daniel (2021). The mortality cost of carbon. Nature Communications. Questão 12. Artigo número 4467. <https://www.nature.com/articles/s41467-021-24487-w>

Carbon Bombs (n.d). <https://www.carbonbombs.org/>

Carbon Tracker (2019). Breaking the Habit – Methodology, setembro. <https://carbontracker.org/wp-content/uploads/2023/12/Breaking-the-Habit-Methodology-Final-1.pdf>

Carbon Tracker (2023). PetroStates of Decline: Oil and gas producers face growing fiscal risks as the energy transition unfolds, novembro. <https://carbontracker.org/reports/petrostates-of-decline/>

Carbon tracker (2024). Oil and Gas Least-Cost Methodology. <https://carbontracker.org/reports/oil-and-gas-least-cost-analysis/>

Carbon Tracker (2024). Oil and Gas Transition Plans User Guide. <https://carbontracker.org/reports/oil-and-gas-transition-plans-user-guide/>

Climate Arc (n.d). Introducing the Climate Finance Hub Brazil. <https://climatearc.org/news/introducing-the-climate-finance-hub-brazil#:~:text=The%20Climate%20Finance%20Hub%20Brazil%20is%20the%20first,in%20an%20effort%20to%20scale-up%20context-specific%20transition%20finance>.

Climate Policy Monitor (n.d). <https://climatepolicymonitor.ox.ac.uk/jurisdictions/brazil>

Cohen e Urrutia (2024). Mercado de capitais cresceu no financiamento da infraestrutura, mas e o BNDES? JOTA. https://www.jota.info/opiniao-e-analise/colunas/infra/mercado-de-capitais-cresceu-no-financiamento-da-infraestrutura-mas-e-o-bndes?tps://www.jota.info/opiniao-e-analise/colunas/infra/mercado-de-capitais-cresceu-no-financiamento-da-infraestrutura-mas-e-o-bndes?utm_so

- Coutinho, Leticia C., Mariana Império, Gerd Angelkorte, Gabriela N. da Silva, Clarissa Bergman-Fonte, Rebecca Draeger, Bruno S. L. Cunha, Pedro R. R. Rochedo, Alexandre Szklo e Roberto Schaeffer. “Climate Strategies for Oil and Gas Production under the Lens of an Integrated Assessment Model: The Case of Brazil.” *International Journal of Greenhouse Gas Control* 137 (2024): 104231. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2024.104231>.
- Da Silva, Robson Dias (2017). Petróleo e Desenvolvimento Regional no Rio de Janeiro: uma Relação a Ser Repensada. Boletim Regional, Urbano e Ambiental. issue 16. IPEA. https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/7916/1/BRU_n16.pdf Acessado em 31 de março de 2025.
- Day, Thomas, Frederic Hans, Silke Mooldijk, Sybrig Smit, Santiago Woollands, Juliette de Grandpré, Nabila Putri Salsabila, Eve Fraser, Takeshi Kuramochi e Carsten Warnecke. “Corporate Climate Responsibility Monitor 2024.” NewClimate, 2024. <https://newclimate.org/resources/publications/corporate-climate-responsibility-monitor-2024>.
- EPE (2020). Estudo Ambiental de Área Sedimentar na Bacia Terrestre de Solimões (EAAS). Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublishingImages/Paginas/Forms/Publicaes/EAAS%20Solim%C3%B5es%20-%20vers%C3%A3o%20completa.pdf>
- EPE (2024). BEN: Relatório resumido 2024. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEB_Summary_Report_2024.pdf
- EPE (2025). O Papel do Setor de Petróleo e Gás Natural na Transição Energética. Empresa de Pesquisa Energética. www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/o-papel-do-setor-de-petroleo-e-gas-natural-na-transicao-energetica Acessado em 7 de março de 2025.
- Escolhas, (2023). Quanto o Brasil precisa investir, hoje, para recuperar 12 milhões de hectares de florestas? Instituto Escolhas. factsheet. Agosto de 2023. https://escolhas.org/wp-content/uploads/2023/12/Onepage_12mi.pdf
- Fama re.capital (n.d). [LatAm Climate Turnaround Fund | fama re.capital](https://www.latamclimatefund.com/)
- Foster et al. (2024). Indicators of Global Climate Change 2023: annual update of key indicators of the state of the climate system and human influence. Earth System Science Data. Volume 16. Questão 6. <https://essd.copernicus.org/articles/16/2625/2024/>
- Fundo Brasil (n.d). <https://www.fundobrasil.org.br/en/>
- Fuss, Sabine, William F Lamb, Max W Callaghan, Jérôme Hilaire, Felix Creutzig, Thorben Amann, Tim Beringer, et al. “Negative Emissions—Part 2: Costs, Potentials and Side Effects.” *Environmental Research Letters* 13, no. 6 (1º de junho de 2018): 063002. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aabf9f>.
- Fyson, C., N. Grant, N. Das, V. Maxwell, C. Reynolds, J. Rogelj, C.F. Schleußner e O. Waterton. “When Will Global Greenhouse Gas Emissions Peak?” Climate Analytics, 2023. <https://climateanalytics.org/publications/when-will-global-greenhouse-gas-emissions-peak>.
- G20 SFWG (2024). 2024 G20 Sustainable Finance Report. <https://g2osfwg.org/wp-content/uploads/2024/10/2024-G20-Sustainable-Finance-Report.pdf>
- Ganti, Gasser, Bui, Geden, Lamb, Minx, Schleussner e Gidden. “Evaluating the near and Long-Term Role of Carbon Dioxide Removal in Meeting Global Climate Objectives,” 2024.

Girardi (2023). COP28: Increased oil production in Brazil could cancel out gains from zero deforestation. <https://apublica.org/2023/12/cop28-aumento-da-producao-de-petroleo-no-brasil-pode-anular-ganhos-com-desmatamento-zero/>

Global Carbon Budget (2024). <https://globalcarbonbudget.org/>

Gonzales-Zuniga, Sofia, Danial Riaz e Mia Moisis. “Highlighting the Hypocrisy: Fossil Fuel Export Emissions,” 20 de novembro de 2024. <https://climateactiontracker.org/blog/highlighting-the-hypocrisy-fossil-fuel-export-emissions/>.

Governo do Estado do Rio de Janeiro (2024). Lei Orçamentária Anual (LOA) 2024: Volume I. https://www.redor.planejamento.rj.gov.br/legislacao/legislacao-estadual/loa/2024/LOA_Volume_I_V2.pdf

Grant, Neil, Ajay Gambhir, Shivika Mittal, Chris Greig e Alexandre C. Köberle. “Enhancing the Realism of Decarbonisation Scenarios with Practicable Regional Constraints on CO₂ Storage Capacity.” *International Journal of Greenhouse Gas Control* 120 (1º de outubro de 2022): 103766. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103766>.

Green e Finighan (2012). Laggard to leader: how Australia can lead the world to zero carbon prosperity. <https://nla.gov.au/nla.obj-3160786144/view>

Green, Fergus, Olivier Bois von Kursk, Greg Muttitt e Steve Pye. “No New Fossil Fuel Projects: The Norm We Need.” *Science* 384, nº 6699 (2024): 954–57. <https://doi.org/10.1126/science.adn6533>.

Harrigan, K. R., & Porter, M. E. (1983). End-Game Strategies for Declining Industries. <https://hbr.org/1983/07/end-game-strategies-for-declining-industries>

Hochstetler, K e Lippolis, N (2024). Prosperity Post Fossil Fuels: policy briefing for a just energy transition in Brazil.

Holz, Ceecee, Sivan Kartha, Greg Muttitt e Tom Athanasiou. “Methodology Appendix for “An Equitable Phase Out of Fossil Fuel Extraction,” 1º de agosto de 2024. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.2595508>.

I4CE (2024). Thinking about the implications. How countries plan to finance their climate transition. <https://www.i4ce.org/en/publication/thinking-implications-how-countries-plan-finance-climate-transition/>

ICAT (2024). Brazil kicks off just transition tracking project. <https://climateactiontransparency.org/brazil-kicks-off-just-transition-tracking-project/#:~:text=The%20project%20aims%20to%20establish%20a%20just%20transition,action%20requires%20a%20fundamental%20transformation%20of%20economies%20worldwide>

AIE (2024) World Energy Investment Outlook. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/60fcd1dd-d112-469b-87de-20d39227df3d/WorldEnergyInvestment2024.pdf>

Agência Internacional de Energia. (2024). World Energy Outlook. Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024/>

IBGE (2021). Cidades e Estados. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. www.ibge.gov.br/cidades-e-estados.html?. Acessado em 7 de março de 2025.

FMI. (2024). Key Challenges Faced by Fossil Fuel Exporters during the Energy Transition [Notas sobre o clima da equipe]. Fundo Monetário Internacional.

INESC (2023). Subsidies for Fossil and Renewable Energy 2018-2022. Instituto de Estudos Socioeconômicos <https://inesc.org.br/wp-content/uploads/2023/12/subsidies-for-fossil-and-renewable-energy-2018-2022.pdf?x69356> Acessado em 7 de março de 2025.

Agência Internacional de Energia. “World Energy Outlook 2024.” Paris: AIE, 2024. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>.

Ioualalen et al (2024). The COP Troika Fossil Fuel Champions or Guardians of 1.5C. <https://www.oilchange.org/wp-content/uploads/2024/10/The-COP-Troika-Fossil-Fuel-Champions-or-Guardians-of-1.5C.pdf>

Jones, Natalie e Paola Yanguas Parra. “How the Transition Away From Fossil Fuel Production Can Be Included in New Climate Commitments and Plans.” IISD, Junho de 2024. <https://www.iisd.org/system/files/2024-06/fossil-fuel-transition-new-climate-commitments.pdf>.

Kühne, K. (2024). Harvest Mode [Brief]. Iniciativa Leave it in the Ground. <https://www.leave-it-in-the-ground.org/wp-content/uploads/2024/11/Harvest-Mode.pdf>

Lamboll, Robin D., Zebedee R. J. Nicholls, Christopher J. Smith, Jarmo S. Kikstra, Edward Byers e Joeri Rogelj. “Assessing the Size and Uncertainty of Remaining Carbon Budgets.” *Nature Climate Change* 13, no. 12 (1º de dezembro de 2023): 1360–67. <https://doi.org/10.1038/s41558-023-01848-5>

LINGO (2024). The Climate Troika and their Carbon Bombs. <https://www.leave-it-in-the-ground.org/wp-content/uploads/2024/11/Troika-Carbon-Bombs-Brief-LINGO-2024.pdf>

Manley, D., Furnaro, A., & Heller, P. (2023). Riskier Bets, Smaller Pockets: How National Oil Companies Are Spending Public Money Amid the Energy Transition. Instituto Natural Resource Governance. <https://resourcegovernance.org/publications/riskier-bets-smaller-pockets-national-oil-companies-public-money-energy-transition>

Madhavi (2024). Collaborative Levers for Methane Abatement in National Oil Companies. [Collaborative-Levers-for-Financial-Engagement-at-NOCs-1.pdf](https://www.leave-it-in-the-ground.org/wp-content/uploads/2024/11/Collaborative-Levers-for-Methane-Abatement-in-NOCs-1.pdf)

Maisonave, Faviano. “Deforestation in Brazil’s Amazon Drops by Nearly 31% Compared to Previous Year.” *Associated Press*, 12 de julho de 2024. <https://apnews.com/article/brazil-amazon-deforestation-lula-wildfires-4a8e25c3dee73ccd942677c192cf3e42>.

Manning et al (2024). A handbook to strategic national transition planning: supplementary guidance and examples. <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/publication/a-handbook-to-strategic-national-transition-planning-supplementary-guidance-and-examples/>

MME (2025). Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural: Perguntas Frequentes. Ministério de Minas e Energia. <https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/perguntas-frequentes/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural>

Muttitt, G. (2025). Canadian oil and gas production in the global clean energy transition: Outlook and economic risks. [URL]

Muttitt, G e Yanguas Parra, P (2024). Costing a fossil fuel phaseout. https://www.ucl.ac.uk/bartlett/energy/sites/bartlett_energy/files/costing_a_fossil_fuel_phaseout_final.pdf

Nishijima, M., & Postali, F. A. S. (2008). O retorno social dos royalties do petróleo nos municípios brasileiros. <https://www.anpec.org.br/encontro2008/artigos/200807161144280-.pdf>

NRGI e IISD (2021). National Oil Companies and Climate Change: Insights for Advocates. <https://resourcegovernance.org/publications/national-oil-companies-and-climate-change-insights-advocates>

Observatório do Clima (2024). A Quick Analysis of Brazil's Second NDC. <https://oc.eco.br/wp-content/uploads/2024/11/A-QUICK-ANALYSIS-OF-BRAZILS-NDC.docx.pdf>

Organisation for Economic Co-operation and Development. "Country trends in fossil-fuel subsidies.". 2025, <https://fossilfuelsubsidytracker.org/country/>. Acessado em 7 de março de 2025.

Petrobras (2024). Strategic Plan 2050: Business Plan Petrobras 2025-2029. <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdfo98-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/636e93d5-oecc-5244-1806-eda80d311500?origin=2>

Petrobras (2025). Profile. <https://petrobras.com.br/en/quem-somos/perfil>. Acessado em 10 de março de 2025.

Oliveto, P. (2024). Brasileiros querem que país lidere a transição energética. Correio Braziliense. <https://www.correiobraziliense.com.br/ciencia-e-saude/2024/11/6988955-brasileiros-querem-que-pais-lidere-a-transicao-energetica.html>

Reuters, 2024. Petrobras' new strategic plan to have greater focus on oil and gas, CFO says. <https://www.reuters.com/business/energy/petrobras-new-investment-plan-have-greater-focus-oil-gas-cfo-says-2024-09-16/>

Ricke et al (2018). Country-level social cost of carbon. Nature Climate Change. issue 8, 895-900. <https://www.nature.com/articles/s41558-018-0282-y>

Robins N, Curran B, Plyska O, Burge L e Van Coppenolle M (2023) Mobilising global debt markets for a just transition. Londres: Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, London School of Economics and Political Science. <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/wp-content/uploads/2023/12/Mobilising-global-debt-markets-for-a-just-transition-policy-insight.pdf>

Rystad Energy (2024). Upstream industry: Staying steady - Energy transition risk for the upstream industry. Sétima edição. 4 de dezembro de 2024.

Rystad Energy (2025a). Client Portal Dashboards. <https://portal.rystadenergy.com/dashboards/detail/143/0> Acessado em 7 de março de 2025.

Rystad Energy (2025b). Rystad Energy UCube v.2.3.2. (Dados proprietários). Acessado em 7 de março de 2025.

Sant'Ana, J (2024). Fiscal policy watchdog sees Brazil's debt rising to 84% of GDP by 2026. *Valor International*. <https://valorinternational.globo.com/economy/news/2024/10/18/fiscal-policy-watchdog-sees-brazils-debt-rising-to-84percent-of-gdp-by-2026.ghtml>

Santos, M. O. S. D., Nepomuceno, M. M., Gonçalves, J. E., Medeiros, A. C. L. V., Machado, R. M., Santos, C. P. D. S., Alves, M. J. C. F., Gurgel, A. D. M., & Gurgel, I. G. D. (2022). Oil Spill in Brazil—Analysis of Vulnerabilities and Socio-Environmental Conflicts. *BioChem*, 2(4), 260–268. <https://doi.org/10.3390/biochem2040018>

Saraiva, A (2022). Petrobras signs \$1.25bn sustainability loan. *Valor International*. <https://valorinternational.globo.com/business/news/2022/07/11/petrobras-signs-125bn-sustainability-loan.ghtml>

Stuart-Smith, Rupert, Ewan White, Ruben Prütz, Joeri Rogelj, Thom Wetzer, Marianne Wood, and Lavanya Rajamani. *States' Dependence on Carbon Dioxide Removal Jeopardises Paris Targets*, 2024. <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-5483105/v1>.

UNEP (2024). Emissions Gap Report 2024: No more hot air ... please! With a massive gap between rhetoric and reality, countries draft new climate commitments. Nairobi. <https://doi.org/10.59117/20.500.11822/46404>.

UN PRI (2024a) Net Zero Policy Matters: Assessing Progress and Taking Stock of Corporate and Financial Net Zero Policy Reform

UN PRI (2024b). Interconnected Justice: Understanding the cross-border implications of climate transition policies. [Interconnected Justice: Understanding the cross-border implications of climate transition policies | PRI Web Page | PRI](#)

Urgewald (2024). Investing in Climate Chaos. <https://investinginclimatechaos.org/data?org=Petroleo+Brasileiro+SA+%E2%80%93+Petrobras>

WBA (2023). Oil and gas benchmark. <https://www.worldbenchmarkingalliance.org/publication/oil-and-gas/>

WBA (2024). Assessing the credibility of a company's transition plan: framework and guidance. <https://www.worldbenchmarkingalliance.org/research/assessing-the-credibility-of-a-companys-transition-plan-framework-and-guidance/>

WBA, IISD and UCSB 2035 Initiative (2023). *Assessing National Oil Companies' transition plans: an essential tool for banks, investors and regulators*. <https://www.worldbenchmarkingalliance.org/news/assessing-national-oil-companies-transition-plans-an-essential-tool-for-banks-investors-and-regulators/>

WBA, LSE (2024). *How finance can unlock credible, robust and just transition plans*. <https://g2osfwg.org/wp-content/uploads/2024/07/WBA-GRI-G20-SFWG-final-input-paper.pdf>

Whitley, S., & Van Der Burg, L. (2018). Reforming Fossil Fuel Subsidies: The Art of the Possible. In J. Skovgaard (Ed.), *The Politics of Fossil Fuel Subsidies and their Reform* (1st ed., pp. 47–65). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781108241946.005>

Zacharias, D. C., Lemos, A. T., Keramea, P., Dantas, R. C., Da Rocha, R. P., Crespo, N. M., Sylaios, G., Jovane, L., Da Silva Santos, I. G., Montone, R. C., De Oliveira Soares, M., & Lourenço, R. A. (2024). Offshore oil spills in Brazil: An extensive review and further development. *Marine Pollution Bulletin*, 205, 116663. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2024.116663>

2C Investing Initiative France (2023). Four Public Policy Avenues for Scaling Up Sustainable Finance in Brazil. <https://sustainablefinanceobservatory.org/wp-content/uploads/2023/05/Four-policy-avenues-for-SF-in-Brazil.pdf>

