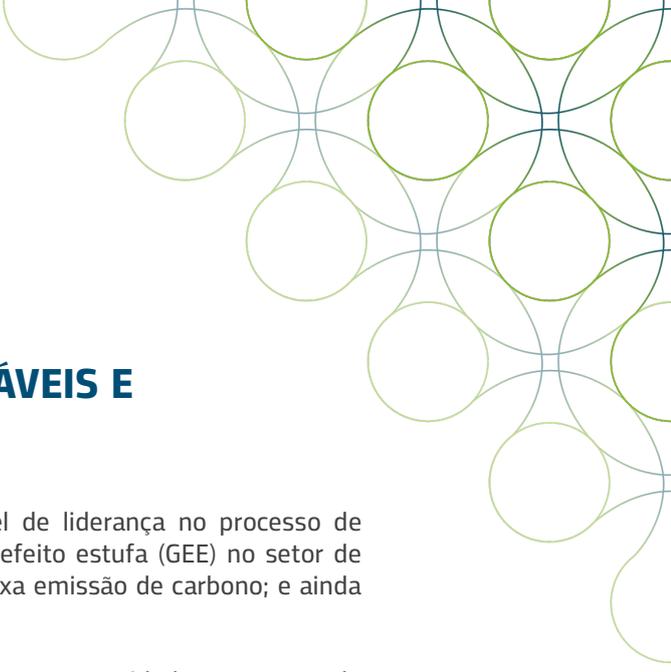




CAMINHOS PARA A DESCARBONIZAÇÃO



BRASIL POTENCIALIDADES DO PAÍS NA GERAÇÃO DE **ENERGIAS RENOVÁVEIS E** **DESCARBONIZAÇÃO**

O Brasil tem o potencial de desempenhar um papel de liderança no processo de descarbonização e redução de emissão de gases de efeito estufa (GEE) no setor de óleo e gás; no desenvolvimento de tecnologias de baixa emissão de carbono; e ainda na produção de bioenergia.

A posição de destaque do Brasil se deve, sobretudo, à sua capacidade em termos de geração de energia renovável; ao aproveitamento de sinergias entre a indústria de petróleo e gás (O&G) e as novas fontes de baixa emissão de carbono; e ao desenvolvimento de uma das menores intensidade de emissões de carbono por produção de hidrocarbonetos.

Assim, o Brasil tende a ser considerado um player chave nos esforços globais de descarbonização.

O mundo precisa reduzir as emissões em 7% a cada ano para limitar o aquecimento do planeta a 1,5°C até o final do século. O setor de óleo e gás precisará descarbonizar rapidamente suas operações, além de contribuir para a descarbonização das operações de seus clientes. Para o Brasil, é fundamental se posicionar estrategicamente na economia de baixo carbono a partir de suas potencialidades.

Em seu papel de liderança no processo de transição energética, o Brasil fez grandes avanços de integração de novas tecnologias sustentáveis em suas cadeias de produção de O&G.

A transição para uma economia de baixo carbono impõe desafios, mas também cria oportunidades para países como o Brasil, que se beneficiam de um significativo potencial de energia renovável.

Como representante desse setor tão importante, o IBP traz informações valiosas sobre as oportunidades e alternativas para descarbonização.

Boa leitura!

Roberto Furian Ardenghy
Presidente do IBP

A IMPORTÂNCIA DE UMA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA JUSTA PARA OS PAÍSES PRODUTORES DE O&G

O QUE SE ENTENDE POR TRANSIÇÃO ENERGÉTICA JUSTA?

O termo "transição justa" foi utilizado pela primeira vez pelo movimento sindical dos Estados Unidos na década de 1970 para alertar sobre o impacto econômico negativo do aumento das regulações em indústrias consideradas poluentes, no emprego e na renda dos trabalhadores desses setores. Desde então, o termo evoluiu e se espalhou entre grupos de justiça ambiental, movimentos sindicais, organizações internacionais e o setor privado.

No setor de energia, o conceito de transição justa é frequentemente associado à adoção de critérios e medidas para mitigar o impacto econômico e social negativo em:



Trabalhadores em indústrias de combustíveis fósseis



Comunidades pobres sem recursos para mitigar ou se adaptar às mudanças climáticas



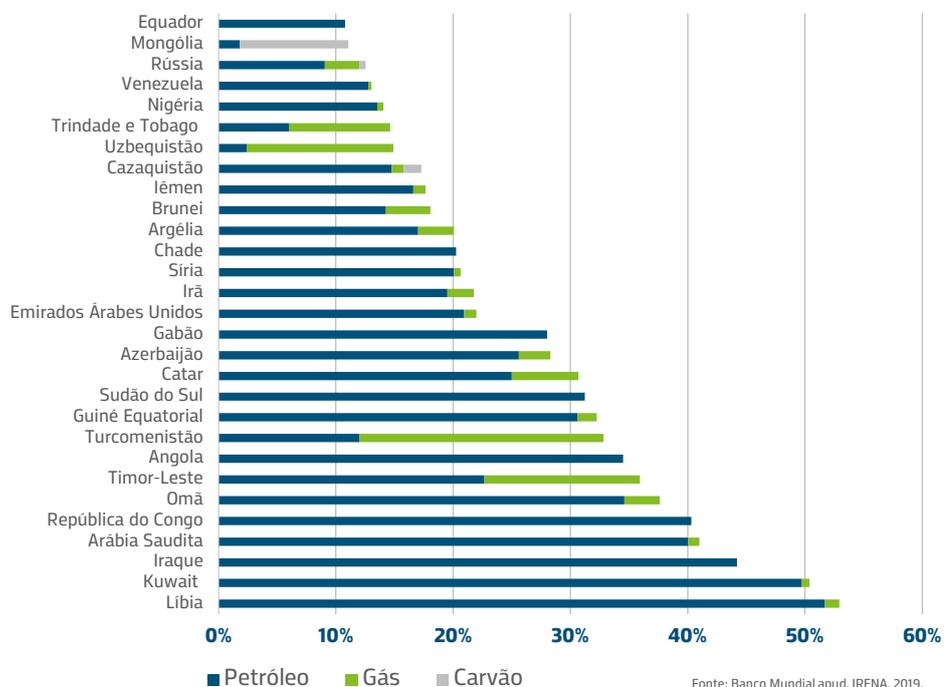
Países, regiões ou localidades especializadas na produção de fontes fósseis

IMPLICAÇÕES DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM PAÍSES PRODUTORES DE O&G

As atividades produtivas associadas a extração de O&G é a principal fonte de geração de riqueza e emprego em muitos países produtores. Por isso, a transição energética de baixo carbono deve considerar:

-  **Ativos valorados em trilhões de dólares**
-  **Milhões de empregos diretos e indiretos**
-  **As fontes de renda que sustentam economias nacionais e subnacionais**

Receitas de combustíveis fósseis como porcentagem do PIB (Média 2007-2016)



UMA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA DESORDENADA PODE PROVOCAR:



Deterioramento dos indicadores socioeconômicos dos países produtores de O&G



Tensões sociais e políticas



Outros fenômenos como a migração forçada de pessoas por razões econômicas e sociais

A implementação de planos orientados para reduzir os impactos da transição energética nos países produtores de O&G apresenta grandes desafios, principalmente para os países em desenvolvimento. Algumas das razões são:



Dificuldades para fazer uma gestão eficiente das rendas auferidas da indústria de O&G



Desafios para aprimorar seus indicadores socioeconômicos

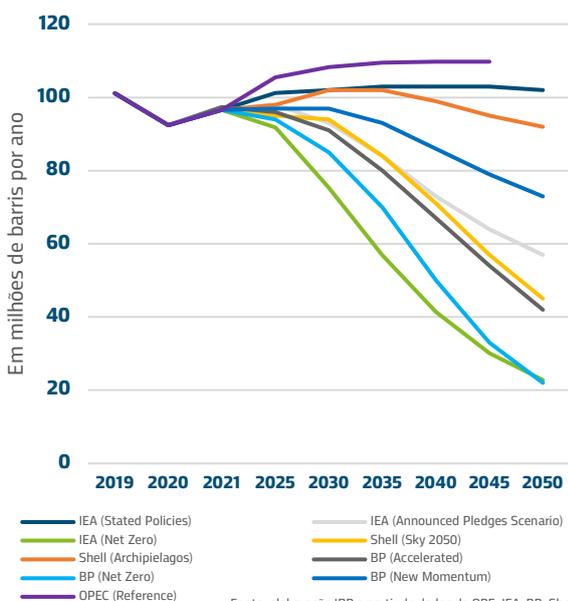


Em alguns casos, alto grau de endividamento ou sistemas financeiros pouco desenvolvidos

A REDUÇÃO DA PRODUÇÃO DE O&G EM PAÍSES EM DESENVOLVIMENTO CONTRIBUI PARA A AÇÃO CLIMÁTICA?

A redução da produção de O&G precisa estar alinhada com planos de descarbonização capazes de incentivar uma redução da demanda pelas fontes de energia fósseis nos principais mercados de consumo e objetivos de mitigação mais além do setor de energia.

Projeções da demanda mundial de petróleo (em mbd)



Fonte: elaboração IBP a partir de dados da OPE, IEA, BP, Shell.

De acordo com cenários mais conservadores, o consumo de petróleo deve continuar a crescer pelo menos nas próximas duas décadas

Na COP 27 de 2022, foram destacadas as dificuldades dos países em desenvolvimento em financiar seus planos de ação climática, estimadas em US\$ 5,9 trilhões até 2030

Nos últimos anos, países desenvolvidos e instituições financeiras têm reduzido as linhas de crédito para projetos de energia baseados em combustíveis fósseis em países em desenvolvimento

Na COP 26 de 2021, os países desenvolvidos estabeleceram uma meta anual de financiamento conjunto em ações de mitigação nos países em desenvolvimento de US\$100 bilhões. No entanto, essa meta ainda não foi alcançada

Principais drivers da demanda por combustíveis fósseis:

Indústria



Cimento e Aço

Transporte



Geração de energia



Termeletricidade

Produtos não energéticos

Petroquímica



Produtos que requerem insumos da indústria petroquímica



Baterias



Fertilizantes



Pneus



Aparelhos eletrônicos



Produtos de higiene pessoal



Painel solar



Turbinas eólicas



Têxteis



Embalagens



Bagagens



Remédios

A queda na produção e exportações de O&G de países em desenvolvimento pode gerar efeitos adversos:



Desbalanço nas estruturas de oferta e demanda



Aumento na cotação dos preços do barril de petróleo



Insegurança energética

ALGUNS DOS PAÍSES COM RESERVAS DE O&G QUE ESTÃO ENTRE OS MAIS VULNERÁVEIS NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA TAMBÉM SE ENCONTRAM ENTRE OS MENOS RESPONSÁVEIS PELAS EMISSÕES GLOBAIS DE GEE

Entre os países produtores de O&G, impacto nas emissões globais de GEE pode ser analisado levando em consideração do escopo de suas atividades:



Países que possuem importantes reservas de O&G, mas que não começaram a monetizar esses recursos ou apenas estão iniciando essas atividades

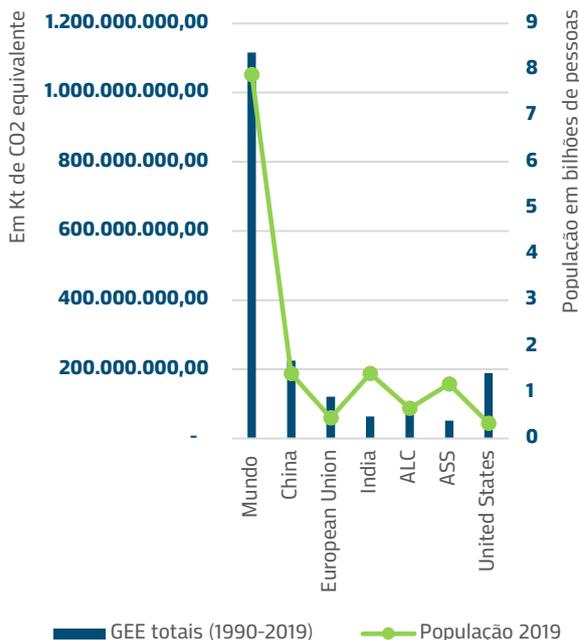


Países com produção predominante de gás natural



Países com produção predominante de petróleo

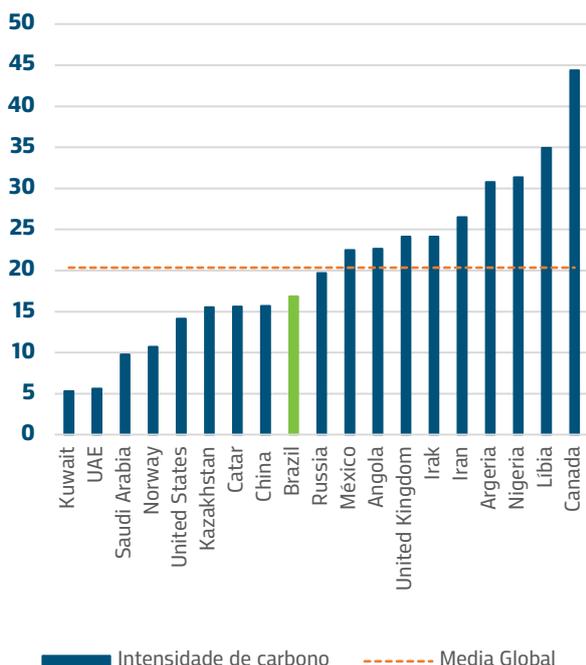
Emissões de GEE durante o período 1990-2019 em países e regiões selecionados



* América Latina e o Caribe.
** África Subsaariana.
Fonte: elaboração do IBP a partir de dados do Banco Mundial, 2019.

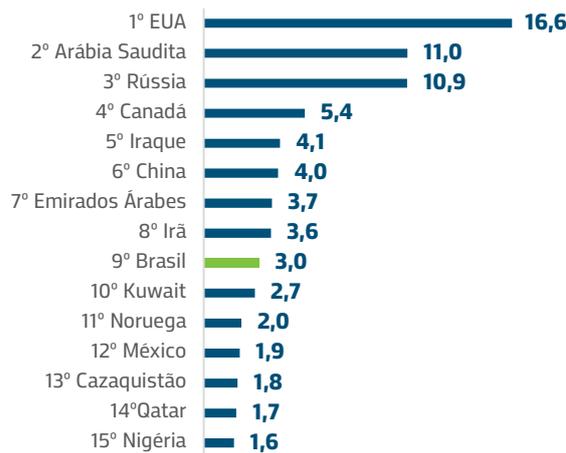
A PARTICIPAÇÃO NAS EMISSÕES DE GEE ATRELADAS ÀS ATIVIDADES DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO VARIA DE ACORDO COM O VOLUME E A QUALIDADE DO RECURSO EXTRAÍDO

Intensidade de carbono na produção de petróleo em países selecionados
kgCO2/boe, (2019)



Fonte: elaboração do IBP a partir de dados da BP, 2020.

Maiores produtores mundiais de petróleo
Milhões barris por dia, 2021



Fonte: elaboração do IBP a partir de dados da BP, 2022.

A monetização de recursos de O&G pode ser uma alternativa para financiar os planos de ação climática de países em desenvolvimento

A produção e exportação de O&G pode ser um fonte de recursos nos países em desenvolvimento financiar seus planos de ação climática.



MAS O QUE É JUSTO?

A literatura sobre transição energética justa estabelece alguns critérios para identificar quais países poderiam ter prioridade na monetização de suas reservas de O&G:

Critérios levantados pela literatura sobre transição energética justa:



Responsabilidade

Participação do país nas emissões globais de GEE



Necessidade

Capacidade de financiar seus planos de ação climática



Igualdade

Tamanho e nível de renda da população



Soberania

Garantias de segurança no abastecimento energético



Custo-efetividade

Custos de produção, efetividade na redução de emissões de GEE, e capacidade institucional



O QUE DIZ O ACORDO DE PARIS?

No artigo 2 do acordo de Paris de 2015, foi estabelecido que sua implementação será feita "de forma a refletir a equidade e o princípio das responsabilidades comuns, porém diferenciadas, e as respectivas capacidades, à luz das diversas circunstâncias nacionais".

ALTERNATIVAS PARA OS PAÍSES PRODUTORES DE O&G

Os países produtores de O&G precisam avançar na implementação de planos para mitigar o impacto socioeconômico da transição energética de baixo carbono. Esses planos podem contemplar as medidas seguintes:



Implementar estratégias para estender a longevidade da indústria reduzindo emissões de GEE (CCUS, gás natural, e produção de óleos com menor intensidade de carbono)



Adotar planos de diversificação econômica além de atividades produtivas intensivas em combustíveis fósseis e investimentos em PD&I



Apoiar trabalhadores do setor na reformulação de seus planos de carreira profissional



Executar planos de mitigação e de adaptação às mudanças climáticas

A IMPORTÂNCIA DA COOPERAÇÃO INTERNACIONAL PARA MITIGAR OS IMPACTOS DESSE FENÔMENO NOS PAÍSES PRODUTORES O&G MAIS FRÁGEIS

Os países industrializados e que tem uma maior participação nas emissões globais de GEE, podem coordenar ações programadas para satisfazer sua demanda por combustíveis fósseis a partir da compra desses recursos de países em desenvolvimento.

OS PLANOS DE COOPERAÇÃO PODEM INCLUIR:



Diversificação das fontes de abastecimento de O&G de países produtores confiáveis



Programas de fortalecimento institucional para a execução de políticas públicas com foco em energia e clima



Programas de compensação a países em desenvolvimento pela decisão de não monetizar suas reservas de O&G

OS BIOCOMBUSTÍVEIS E SUA IMPORTÂNCIA PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA BRASILEIRA

O QUE SÃO?

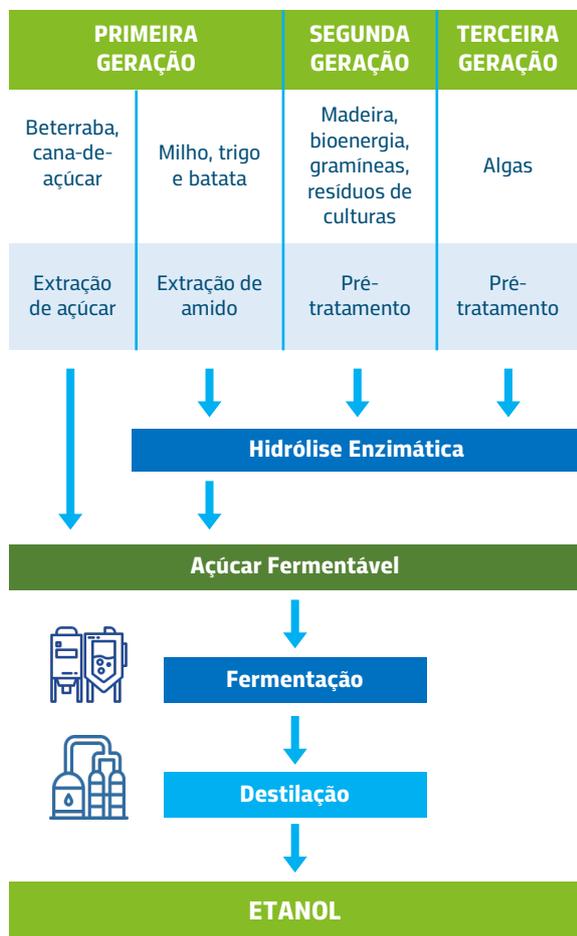
São uma categoria de combustíveis derivados de matérias-primas orgânicas, geralmente plantas ou produtos agrícolas, que podem ser usados para alimentar veículos, máquinas e usinas de energia, substituindo, de forma parcial ou total, combustíveis de origem fóssil (MME, 2023).

BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS

Representam uma categoria de combustíveis derivados de fontes vegetais ou animais que permanecem no estado líquido em condições normais de temperatura e pressão.

O **etanol** é uma substância química cuja produção ocorre principalmente pela fermentação de açúcares. É utilizado em motores de combustão interna com ignição por centelha (conhecido como ciclo Otto), sendo uma alternativa à gasolina (figura 1). Entre os tipos de etanol, encontram-se o anidro, o hidratado e de 2ª geração.

Figura 1. Caminhos esquemáticos da produção de etanol de primeira, segunda e terceira geração



Fonte: UF-IFAS, 2023.

O **etanol anidro** é um tipo de etanol que passou por um processo de desidratação, resultando em um teor de água extremamente baixo, geralmente inferior a 1%. Esse processo é realizado para tornar o etanol adequado para ser misturado com gasolina.

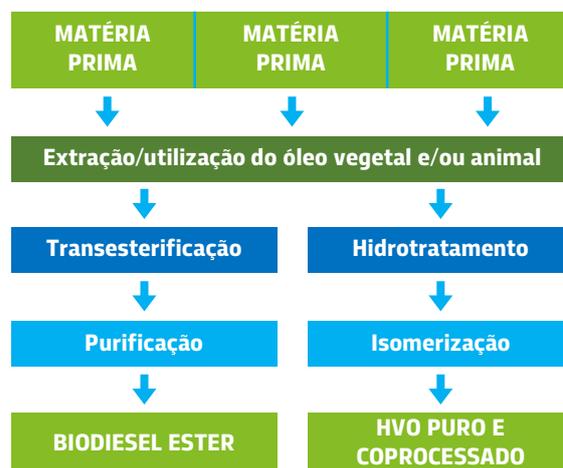
O **etanol hidratado** é uma forma de etanol que contém um teor de água em torno de 5% a 7% em peso. Esta categoria de etanol é utilizada diretamente como combustível em veículos flex.

O **etanol de 2ª geração** é produzido a partir da fermentação dos açúcares contidos no bagaço e palha da cana de açúcar ou outros resíduos agroflorestais, com ganho expressivo de produtividade na mesma área plantada, comparativamente ao etanol 1G.



O **biodiesel** é um tipo de biocombustível proveniente de biomassa renovável, destinado ao funcionamento de motores de combustão interna (ciclo diesel) que utilizam ignição por compressão ou, de acordo com as normativas vigentes, pode ser empregado na produção de outras formas de energia, com a capacidade de substituir, em parte ou por completo, os combustíveis derivados de recursos fósseis (figura 2).

Figura 2. Caminhos esquemáticos da produção de biocombustíveis para ciclo diesel



Fonte: UF-IFAS, 2023.

Existem distintas rotas tecnológicas para produção de biocombustíveis dos motores ciclo diesel (biodiesel no conceito da Lei nº 9478/97):

O **biodiesel éster** é um biocombustível produzido a partir da transesterificação e/ou esterificação de matérias graxas e de gorduras de origem vegetal ou animal. É um éster metílico que é transformado em biodiesel após passar por processos de purificação.

O **HVO ou Diesel Verde** é um combustível líquido de base 100% biológica, mas com a mesmas características do diesel fóssil. É fungível ao diesel fóssil, podendo ser misturado em qualquer proporção. Produzido pelo hidrotratamento do material biogênico pode usar as mesmas matérias primas que o biodiesel éster e ainda outras fontes como resíduos orgânicos.

A **parcela renovável do diesel de co-processamento (HVO)** é resultante de um método avançado de produção que envolve o uso simultâneo de óleos vegetais ou gorduras animais e frações de óleos minerais em um processo de co-reação química. Este processo é conduzido em refinarias de petróleo e utiliza unidades de hidrotratamento, adaptadas para incluir óleos vegetais ou gorduras animais no processo.

Outro biocombustível importante é o **Sustainable Aviation Fuel (SAF)**. É um combustível de aviação sustentável, obtido por fontes renováveis, a partir de diversas rotas tecnológicas já aprovadas pela ASTM, atendendo aos padrões de sustentabilidade.

O HVO e o SAF são biocombustíveis "drop-in", podendo ser incorporados diretamente em sistemas de abastecimento existentes, sem a necessidade de adaptações. Apesar de poderem ser produzidos separadamente, ambos os biocombustíveis devem ser incentivados, pois a produção conjunta leva a maior eficiência e conseqüentemente à redução de custos.

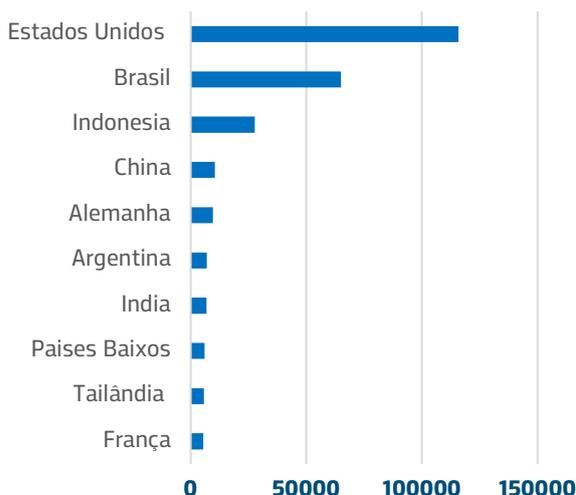
PANORAMA INTERNACIONAL DOS BIOCMBUSTÍVEIS

A produção global de biocombustíveis cresceu de forma constante na última década, superando a faixa dos 308.435 metros cúbicos por dia (m³/d) em 2022. Do total produzido em 2022, mais de 90% são convencionais (AIE, 2022).

Os Estados Unidos são o maior produtor mundial de biocombustíveis, responsável por 115.743 m³/d (38%), seguido pelo Brasil com 65.026 m³/d (21,5%) e Indonésia com 27.664 m³/d (9,15%) (BP, 2023) (Gráfico 1).

Gráfico 1. Principais países produtores de biocombustíveis em 2022

Em milhares de metros cúbicos (m³) por dia



Fonte: BP Statistical Review, 2023.

IMPORTÂNCIA DOS BIOCMBUSTÍVEIS NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Os biocombustíveis são uma alternativa importante para contribuir na descarbonização do setor de transporte. Isso se deve ao fato de que eles possuem uma combustão mais limpa e emitem até 80% menos gases de efeito estufa (GEE) em comparação com as fontes fósseis, ao longo de seu ciclo de vida (ÚNICA, 2020).

De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE) em 2022, a demanda mundial por biocombustíveis líquidos deve aumentar em todos os cenários projetados. No cenário otimista, chamado Net Zero Emissions (NZE), a agência estima que essa demanda pode chegar a 906.229 m³/d até 2030.

Entretanto, ainda existem desafios a serem superados para tornar o desenvolvimento e a difusão competitiva dessas opções tecnológicas ambientalmente eficientes, escaláveis e acessíveis em comparação aos combustíveis fósseis:



Estabilidade regulatória para incentivar os investimentos de longo prazo na expansão da produção.



Incentivos aos projetos de PD&I, visando o desenvolvimento de soluções tecnológicas competitivas.



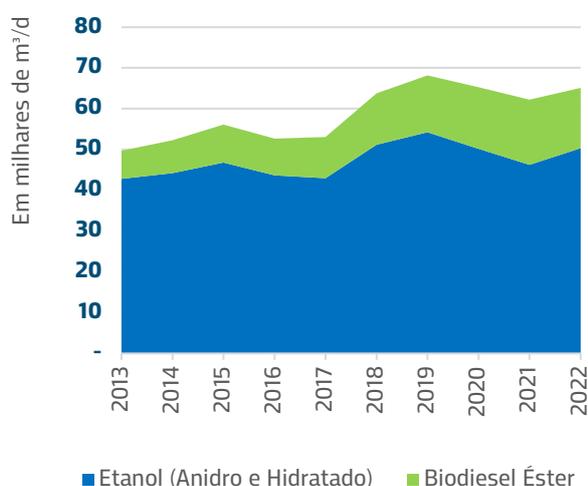
Disponibilidade de matérias-primas sustentáveis em quantidade suficiente.

A INDÚSTRIA BRASILEIRA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

O Brasil possui uma longa tradição na implementação de políticas públicas e de articulação com o setor privado para impulsionar o desenvolvimento dos biocombustíveis.

Na atualidade, o país possui uma indústria de biocombustíveis consolidada com uma ampla variedade de agentes operando ao longo da cadeia produtiva. O perfil da produção é concentrado em etanol anidro e hidratado e biodiesel, com 360 e 59 unidades produtoras, respectivamente (Gráfico 2).

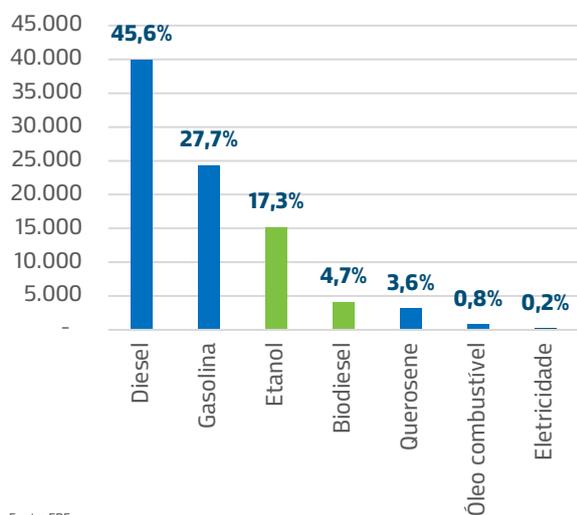
Gráfico 2. **Evolução da produção de etanol e biodiesel no Brasil (2013-2022)**



Fonte: BP Statistical Review, 2023.

Em 2022, o etanol e o biodiesel responderam por 22% da demanda de energia no setor de transporte (Gráfico 3).

Gráfico 3. **Consumo final de energia no setor de transporte (2022, mil toneladas equivalentes de petróleo)**



Fonte: EPE.

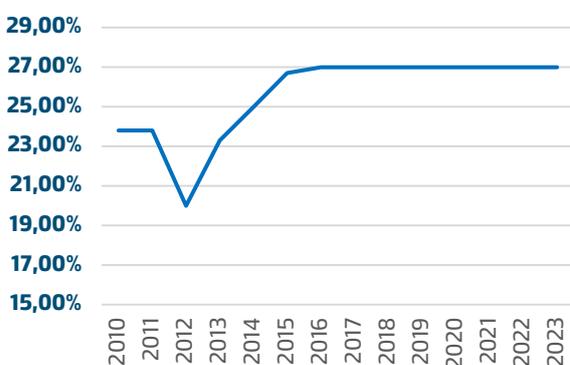
PILARES DA POLÍTICA PÚBLICA DE BIOCOMBUSTÍVEIS NO BRASIL

As políticas públicas de incentivo à produção e uso de biocombustíveis no Brasil podem ser segmentadas em três eixos: mandato compulsório, RenovaBio e alíquotas tributárias diferenciadas entre os combustíveis fósseis e os biocombustíveis.

O **Mandato Compulsório** tem o objetivo de incentivar o aumento da participação dos biocombustíveis na matriz de transporte desde o século XX.

A mistura de etanol anidro à gasolina A tem sido realizada desde o século passado, evoluindo ao longo do tempo e, desde 2015, estipulada em 27% (gráfico 4)

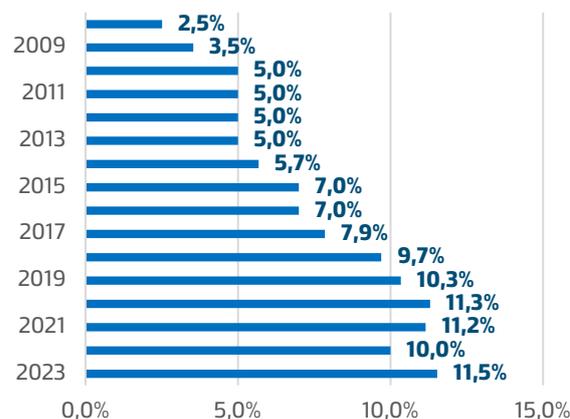
Gráfico 4. **Percentual médio de etanol anidro em gasolina (2000-2023)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No caso do diesel, a adição obrigatória e gradual de biodiesel éster ao óleo diesel A começou em 2008. Desde então, os mandatos de mistura foram aumentando de 2% para os atuais 12% (Gráfico 5).

Gráfico 5. **Média anual de mistura realizada de biodiesel (2008-2023)**



Fonte: elaboração própria a partir de dados da EPE e CNPE.
(* 2023 valores estimados).

A definição de biodiesel estabelecida na lei nº 9478/97 é mais ampla que a regulação da ANP (focada apenas na rota de transesterificação).

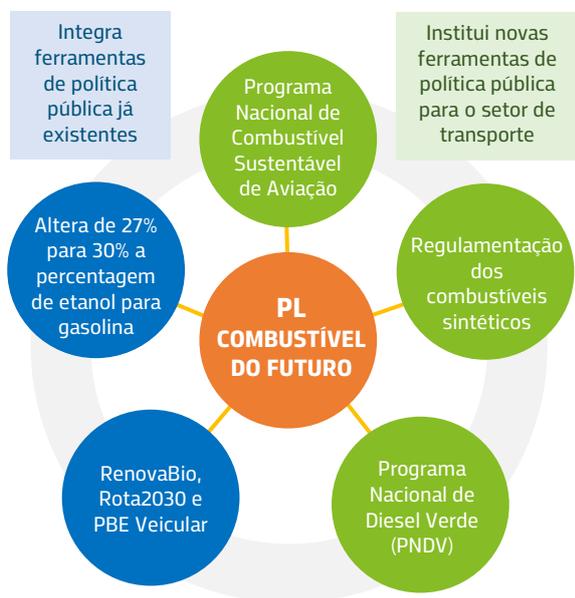
O IBP é, portanto, a favor da harmonização das definições de biodiesel, conforme estabelecida na lei, que diz *"biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão"*.

Dessa forma, garante-se um conceito mais amplo, não sendo exclusivo à rota de transesterificação, indicada na RANP 45/2014 (Brasil, 1997; ANP, 2014)

O PROGRAMA COMBUSTÍVEL DO FUTURO

Resultado de um trabalho de discussões com a sociedade, o governo federal encaminhou recentemente ao Congresso o PL "Combustível do Futuro", PL 4516/23, com o objetivo de avançar na agenda de descarbonização do setor de transporte no país (figura 3).

Figura 3. Pilares do PL Combustível do Futuro



Fonte: elaboração própria do IBP.

Os *"e-fuels"* são uma categoria de combustíveis sintéticos produzidos através da captura de dióxido de carbono (CO₂) da atmosfera e da utilização de energia elétrica renovável para realizar a síntese química, normalmente utilizando hidrogênio.

O **RenovaBio**, instituído a partir da lei nº 13.576 de 2017, tem como objetivo expandir a produção de biocombustíveis, alinhando-se com os compromissos de redução de emissões de GEE, assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris.

O Programa utiliza como principal ferramenta a definição de metas anuais de redução das emissões de carbono para o setor de combustíveis. Isso tem o propósito de estimular a produção e a utilização de biocombustíveis no panorama de transportes do país. (ANP, 2023).

Por fim, a **diferenciação de alíquota tributária** entre os biocombustíveis e os combustíveis fósseis confere um diferencial competitivo tributário entre os produtos.



O PL integra o RenovaBio, o Programa Rota 2030 e o Programa Brasileiro de Etiquetagem, utilizando a Avaliação do Ciclo de Vida do combustível para estimar as emissões de GEE.



Institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação, incentivando o uso de Combustível Sustentável de Aviação (SAF), além de outras medidas para a descarbonização deste setor (mandato de descarbonização).



Institui o Programa Nacional do Diesel Verde (PNDV), que prevê mandatos de mistura gradativa biodiesel hidrotratado, como forma de incentivo ao investimento necessário à sua produção e descarbonização do setor de transporte rodoviário.



Propõe o aumento dos limites de mistura de etanol anidro à gasolina, elevando o teor mínimo para 22% e máximo em 30%.



Regulamenta o uso de combustíveis sintéticos, chamados de "e-Fuels".

CONHEÇA MAIS
SOBRE OS
BIOCOMBUSTÍVEIS



TECNOLOGIAS DE CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO (CCUS) E SUA IMPORTÂNCIA PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO BRASIL



O QUE SÃO?

As tecnologias de Captura, Uso e Armazenamento de Carbono (em inglês, CCUS) são ferramentas adotadas nos sistemas produtivos para capturar dióxido de carbono (CO₂), armazená-lo de forma segura em reservatórios geológicos (offshore ou onshore), ou ainda em tanques para reutilizá-lo como insumo para a fabricação de outros produtos. Essas tecnologias podem capturar até 90% do CO₂ emitido de distintas fontes, tais como a utilização de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade e aquelas decorrentes de processos industriais e de setores hard to abate (produção de cimento, aço, fertilizantes, entre outros). As tecnologias de CCUS também permitem remover emissões de CO₂ que já se encontram na atmosfera através de sistemas de captura e armazenamento direto de ar (em inglês, DACCS) ou sistemas de bioenergia com captura e armazenamento (em inglês, BECCS).

COMO FUNCIONA?

Os sistemas de CCUS possuem quatro etapas principais: **captura**, **transporte**, **armazenamento e utilização**. Durante a **captura**, o CO₂ é separado dos outros gases nas grandes instalações industriais ou diretamente na atmosfera. A captura pode ocorrer de três formas: (i) pré-combustão; (ii) pós-combustão; e (iii) combustão oxí-combustível. Nos sistemas de pré-combustão, os combustíveis fósseis são submetidos a processos de gasificação ou reforma, permitindo convertê-los em uma mistura de gás carbônico e hidrogênio. Assim, o hidrogênio é extraído e pode ser utilizado como gerador de calor ou energia livre de CO₂.

Figura 1. Etapas dos sistemas de CCUS

Nos métodos de captura pós-combustão, o CO₂ é capturado da exaustão dos sistemas de combustão e é absorvido em um solvente antes da remoção e a compressão dos elementos poluentes. O CO₂ também pode ser separado através da utilização de filtros por membrana de alta pressão ou por processos de separação criogênica. Por último, existe a combustão oxí-combustível, a qual consiste na queima de combustível junto com o oxigênio no lugar do ar, permitindo que o gás resultante seja constituído de vapor de água e gás carbônico.

Uma vez capturado e separado, o CO₂ precisa ser comprimido para seu **transporte**. Para isso, é necessário incrementar a pressão do CO₂ de forma que possa se comportar como um líquido. Nessas condições, o CO₂ é transportado em grandes quantidades através dutos, e, em alguns casos, por navios.

Após seu transporte, vem a fase de **armazenamento** que pode ser permanente ou temporária. Nos casos de armazenamento permanente, o CO₂ é injetado em formações rochosas localizadas no subsolo ou em reservatórios de petróleo no mar, onde fica armazenado de forma segura e permanente. Possíveis locais de armazenamento de carbono incluem aquíferos salinos, reservatórios depletados ou poços onshore abertos especificamente para essa finalidade, como é o caso dos BECCS.

Já o armazenamento temporário, pode ocorrer em reservatórios acima da superfície atendendo especificações mínimas aptas para garantir a segurança perante a possibilidade vazamentos. Esses casos se aplicam para situações em que CO₂ pode ser reutilizado e comercializado.



Apesar de o armazenamento ser a alternativa mais escolhida para destinar o CO₂ capturado, também é possível ocorrer sua **utilização**. Atualmente, o CO₂ já é utilizado com parte das técnicas de recuperação avançada de reservatórios de hidrocarbonetos, como insumo para a geração de energia e aquecimento de espaços e para o desenvolvimento de produtos de valor comercial nos setores de alimentação, petroquímica, de materiais de construção, entre outros. Nesse quesito, os estudos voltados à busca por novas formas de utilização desses gases em processos industriais continuam evoluindo, motivado pelo interesse das empresas em avançar em suas metas de mitigação de forma custo-efetiva.

IMPORTÂNCIA DAS TECNOLOGIAS DE CCUS NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

As tecnologias de CCUS são apontadas como uma das ferramentas necessárias entre as opções tecnológicas disponíveis para atingir as metas de redução de emissões até 2050. Essa importância é considerada como fundamental para mitigar as emissões de GEE em setores hard to abate e para a remoção do CO₂ que já se encontra na atmosfera.

De acordo com dados da Agência Internacional da Energia (AIE) (2022), atualmente existem 35 instalações de CCUS em operações com uma capacidade de captura de 45 Mt CO₂/ano. Contudo, no cenário net zero (NZE) construído pela agência internacional, estima-se que a capacidade de captura deve aumentar para 1.2 Gt CO₂/ano em 2030 e para 6.2 Gt CO₂/ano em 2050 para evitar o aumento das temperaturas da terra em níveis superiores a 2 graus quando comparado com níveis pré-industriais (gráfico 1).

“ De acordo com dados da Agência Internacional da Energia (AIE) (2022), atualmente existem 35 instalações de CCUS em operações com uma capacidade de captura de 45 Mt CO₂/ano.

”

¹ 2022. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.

² O Cenário Net Zero Emissions by 2050 (NZE), é um cenário normativo da IEA que estima os esforços que é necessário implementar no setor de energia para alcançar emissões líquidas zero de CO₂ até 2050.

Gráfico 1. Projeções de aumento da instalação de tecnologias de CCUS no cenário NZE

Em milhões de toneladas de CO₂



- Captura direta de ar
- Oferta de outros combustíveis
- Produção de hidrogênio
- Produção de biocombustíveis
- Indústria
- Bioenergia
- Gás natural
- Carvão

Fonte: elaboração própria a partir de dados da AIE (2022) ¹.

Não obstante, a difusão das tecnologias de CCUS na escala necessária para atingir as projeções do cenário NZE², o mais otimista da AIE, ainda precisa superar alguns desafios. Esses desafios estão associados aos riscos econômicos que envolve o desenvolvimento de grandes projetos de infraestrutura em ambientes regulatórios com entraves para viabilizar investimentos e permitir a geração de novos negócios.

A difusão dessas tecnologias de CCUS precisa estar inserida em ambientes regulatórios capazes de gerar segurança jurídica aos agentes, além de permitir a implantação e ganho de escala comercialmente viável para a indústria. Nessa ordem, o marco regulatório dessas atividades deve fornecer condições para permitir uma organização da indústria com estruturas de governança capazes de reduzir os riscos técnicos e econômicos para as empresas.

Nesse sentido, a organização de clusters entre empresas geograficamente próximas tem permitido viabilizar a introdução de tecnologias de CCUS, por meio da execução de projetos conjuntos, permitindo o compartilhamento da infraestrutura, a redução dos riscos e consequentemente a redução dos custos via ganhos de escala.

O PROJETO DE LEI (PL) N 1.425/2022

Adicionalmente, a regulação das atividades associadas à instalação de sistemas de CCUS precisa estar integrada dentro de um pacote de políticas públicas mais amplo com os incentivos adequados para estimular os agentes econômicos a contribuir no cumprimento das metas de mitigação. Nesse quesito, essas tecnologias podem ser incluídas entre as opções passíveis de incentivos, tais como financiamento, isenções fiscais ou como forma de obter de créditos válidos em mercados de carbono. Na atualidade já existem exemplos da adoção desse tipo de medidas. Entre os destaques, encontra-se o benefício tributário por carbono armazenado em vigor nos Estados Unidos (*Internal Revenue Code [IRC] Section 45Q*) e o financiamento do governo norueguês de 80% do investimento da primeira fase do hub de CCUS "*Northern Lights*".

IMPORTÂNCIA DAS TECNOLOGIAS DE CCUS PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA DE O&G

A implantação de sistemas de CCUS constitui uma grande oportunidade para a indústria brasileira de O&G, considerando a ampla expertise nas atividades de separação, transporte e reinjeção de CO₂ (utilizado em larga escala nos reservatórios do pré-sal para a recuperação avançada de óleo) e pelo conhecimento da geologia do país. O aproveitamento dessas oportunidades pode contribuir na redução de GEE por parte dessas empresas em suas próprias operações (plataformas, refinarias, termoelétricas e unidades de tratamento de gás natural), se convertendo em potencial usuário em larga escala dessa tecnologia. Também há a possibilidade de utilizar a infraestrutura de gasodutos existentes das instalações de superfície e submarinas e dos reservatórios depletados, o que também se configura como uma oportunidade para redução de custos e consequente viabilização da indústria de CCUS no Brasil.

Em um reconhecimento desse potencial, nos últimos anos a Petrobras tem incorporado essa tecnologia entre as opções para avançar em seus planos de redução de emissões até 2050 e para o desenvolvimento de novos negócios. Devido as características dos recursos em alguns campos do pré-sal, nos quais o gás natural precisa ser separado do CO₂, a empresa teve que desenvolver soluções tecnológicas para viabilizar essa separação e reinjetar o CO₂ no reservatório e evitar ventilá-lo na atmosfera.

³ 2022. Petrobras. <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/novo-plano-estrategico-2023-2027-preve-investimentos-de-us-78-bilhoes-nos-proximos-cinco-anos.htm>.

⁴ 2022. Presidência da República. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/decreto/D11075.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%2011.075%2C%20DE%2019,21%20de%20mar%C3%A7o%20de%202022.



Na atualidade, a Petrobras possui o maior programa de captura, uso e armazenamento geológico de CO₂ em operação no mundo e o primeiro a ser implementado em águas ultra profundas. Localizados nos campos do Pré-sal, os sistemas têm capacidade processar 7 Mt CO₂/ano (9,3% da capacidade mundial total em 2022). Entre 2008, ano da primeira implementação de um sistema de CCUS pela empresa, e setembro de 2021, a Petrobras já reinjetou 28,1 Mt CO₂, e espera chegar até as 80 Mt CO₂ até 2025³.

Nos últimos anos, o Brasil também realizou avanços em matéria de política climática com o potencial de incentivar a adoção de tecnologias de CCUS. Em 2021, as metas de redução de emissões de GEE no Brasil foram atualizadas. Durante 2022, o governo federal publicou o decreto 11.075, no qual estabeleceu os procedimentos para preparação de planos setoriais de mitigação da mudança climática e o estabelecimento de um sistema nacional de redução de emissões de GEE⁴.

A consolidação de uma indústria de CCUS robusta no país é um dos caminhos para a indústria de O&G e de outros setores relevantes da economia brasileira para avançar na transição energética de baixo carbono. Portanto, considerando a crescente necessidade de acelerar os esforços nacionais de redução de emissões de GEE, assim como a importância atribuída às tecnologias de CCUS para contribuir nos planos de mitigação de países e empresas, o estabelecimento de um marco regulatório com os incentivos adequados é fundamental para estimular o desenvolvimento dessa indústria no Brasil.

Conheça o posicionamento do IBP sobre Transição Energética, acessando o link: <https://www.ibp.org.br/posicionamentos/>.

COMO FUNCIONA?

A energia eólica já é bastante conhecida por ser uma fonte de energia renovável obtida a partir da força dos ventos. Os aerogeradores são estruturas que contam com pás semelhantes às de um moinho que são movimentadas pelo vento girando um rotor ligado a um gerador que produz energia elétrica. No caso das eólicas *offshore*, o princípio é o mesmo, porém com a diferença de que os aerogeradores ficam localizados no mar, onde os ventos tendem a alcançar maior constância e velocidade já que não há a presença de obstáculos como montanhas ou construções.

A eletricidade gerada no ambiente *offshore* é transmitida por meio de cabos submarinos até subestações e centros de distribuição localizados em terra e é então enviada às unidades consumidoras por meio das redes de distribuição. Avanços tecnológicos recentes associados à busca pela descarbonização vêm impulsionando o desenvolvimento dessa fonte que vem crescendo em ritmo acelerado mundo afora e se consolidando como uma importante alternativa para impulsionar a transição energética.



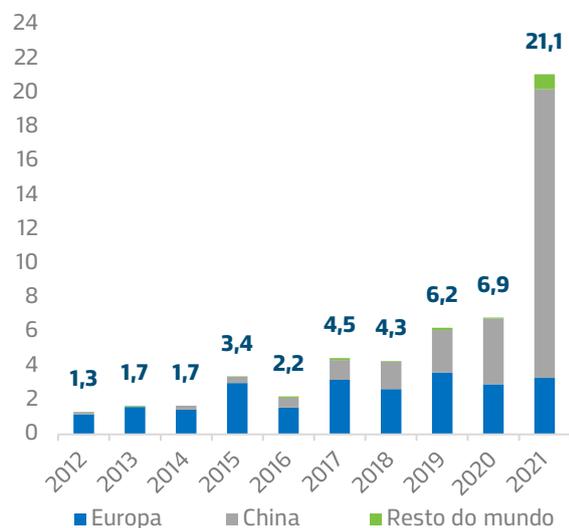
COMO FUNCIONA UM PARQUE EÓLICO OFFSHORE?

(*) Algumas tecnologias utilizam geradores de baixa velocidade acoplados diretamente no eixo lento.

AS EÓLICAS OFFSHORE NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

O ano de 2021 foi especialmente marcante para a energia eólica *offshore*. Dados do *Global Wind Energy Council* (GWEC, na sigla em inglês) indicam que em 2021 foram conectados à rede 21,1 GW de eólica *offshore* em todo o mundo, o equivalente a três vezes mais que em 2020, configurando um recorde para essa fonte. Com isso, a capacidade global aumentou para 56 GW. A China foi o país que mais se destacou no ano, concentrando cerca de 80% das novas instalações no último ano (16,9 GW)¹. A Figura 2 mostra a evolução das novas instalações da fonte eólica *offshore* nos últimos anos, com destaque para a participação da China.

Figura 2: Novas instalações de eólicas *offshore* 2012-2021, Gigawatts (GW)



Fonte: Global Wind Energy Council, 2022

Além dos compromissos de sustentabilidade que vêm sendo definidos por um número cada vez maior de países, o conflito entre Rússia e Ucrânia configurou um novo impulso às fontes renováveis em função da volatilidade verificada nos preços dos combustíveis fósseis, além dos temores em relação à segurança energética e à dependência da Europa em relação aos energéticos fornecidos pela Rússia.

No continente europeu, o mais afetado pelo conflito entre Rússia e Ucrânia, a IEA estima que a fonte eólica deve ganhar grande destaque ao longo das próximas décadas superando 50% de participação na geração total até 2050, considerando seus cenários mais otimistas de difusão de fontes renováveis². Essa tendência também pode ser observada especificamente no caso das eólicas *offshore*. A projeção do GWEC para esta fonte nos próximos anos indica um expressivo crescimento, com grande destaque para o continente europeu, como mostra a Figura 3.

Figura 3: Projeção de adição de novas instalações de eólicas *offshore* 2021-2031, Megawatt (MW)



Fonte: Global Wind Energy Council, 2022

Desta forma, as projeções indicam que, nos próximos anos, as eólicas *offshore* irão desempenhar papel-chave no contexto da transição energética. Neste cenário, países como o Brasil que possuem grande potencial para o desenvolvimento dessa fonte tem condições de assumir posição estratégica neste mercado, sobretudo se houver o aproveitamento das sinergias existentes entre setores como o de petróleo e gás natural.

ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL

O Brasil possui mais de 20 GW em capacidade instalada³ de energia eólica, o que equivale a cerca de 13% da sua matriz elétrica. Com 7.367 km de costa e 3,5 milhões km² de espaço marítimo, o país possui condições de ser um agente promissor na geração eólica também em ambiente *offshore*, contribuindo para a consolidação da sua posição como um dos líderes em transição energética⁴. O potencial brasileiro já vem despertando a atenção de investidores. Dados do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) indicam que há cerca de 177 GW em projetos de eólica *offshore* com processo de licenciamento ambiental aberto no órgão⁵.

¹ 2022, GWEC. Global Offshore Wind Report 2022.

² 2022, International Energy Agency. World Energy Outlook 2022.

³ A capacidade instalada representa a quantidade máxima de potência que uma unidade geradora ou um conjunto delas pode fornecer ao sistema quando operando em plena capacidade.

⁴ 2022, BRASIL. <https://www.gov.br/pt-br/noticias/meio-ambiente-e-clima/2022/11/eolica-offshore-e-a-aposta-do-brasil-para-consolidar-a-transicao-energetica>

⁵ 2022, IBAMA. http://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/2022-12-07_Usinas_eolicas_offshore_ibama.pdf



Ainda com relação às particularidades do Brasil, outro importante aspecto diz respeito ao potencial do país para produção e exportação do hidrogênio verde, ou seja, aquele que é produzido por meio de fontes renováveis. Isso se explica em função da privilegiada posição logística de seus portos em relação aos países europeus. Com isso, aumenta a necessidade de o Brasil ampliar sua produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Assim, a demanda pelo hidrogênio verde que tende a ganhar força nas próximas décadas pode configurar mais um importante vetor para o desenvolvimento da fonte eólica *offshore* no Brasil.

Do ponto de vista regulatório, o país teve avanços importantes. No início de 2022, o Governo Federal editou decreto contendo as principais diretrizes para a exploração dos projetos eólicos *offshore* no Brasil. Também foi aprovado pelo Senado no ano passado o PL 576/2021 que regula o aproveitamento de potencial energético *offshore*. No aspecto ambiental, o IBAMA lançou um Termo de Referência para projetos eólicos *offshore*, o que também é uma sinalização importante.

Contudo, ainda há discussões envolvendo a consolidação de um marco regulatório para a energia eólica *offshore*. Caberá à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a contratação das áreas marítimas para geração de energia e a agência postergou para 2024 a continuidade da regulação dessa fonte. Não há, portanto, uma previsão clara sobre a realização dos primeiros leilões para a fonte, o que traz incertezas que ainda prejudicam o ambiente de negócios para os investidores.

Vale destacar também a necessidade do aumento da competitividade da eólica *offshore* no Brasil na atração de investimentos internacionais frente a outros países que já estão mais avançados em seus arcabouços regulatórios, tendo como prioridades:

- O processo licitatório como o único modelo que oferece segurança jurídica aos desenvolvedores para a cessão de uso da área marítima;
- A qualificação dos interessados para a participação do processo licitatório, garantindo que o proponente tenha capacidade técnica, econômica e financeira de desenvolver a área sugerida;
- O critério de julgamento do leilão para outorga das áreas, limitado ao maior valor oferecido para pagamento pela ocupação/retenção da área.

Há também outras questões como, por exemplo, o desenvolvimento de uma cadeia local de suprimentos que seja capaz de fornecer os bens e serviços necessários, além de gargalos logísticos que demandam investimentos em infraestrutura portuária e em reforços nas linhas de transmissão, o que está associado a alternativas de financiamento adequadas.

CONTRIBUIÇÕES DO SETOR DE O&G

O setor de O&G vem se mostrando como um importante parceiro para o desenvolvimento da fonte eólica *offshore*, sobretudo nos aspectos tecnológico e regulatório. O Plano Decenal de Expansão 2031 (PDE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por exemplo, avalia que "a expertise do setor petrolífero na instalação de estruturas, logística e operações no ambiente marinho poderá beneficiar o desenvolvimento da eólica *offshore*". Isso se explica pela existência de semelhanças importantes entre os desafios que são enfrentados pelo setor de O&G e pela indústria eólica *offshore*.

O conhecimento do tipo de ambiente, as instalações em bases flutuantes e a adequação de materiais e de técnicas são alguns dos exemplos de sinergias existentes entre esses dois setores. A ampla expertise no ambiente marítimo detida pelo setor de O&G pode se configurar como uma importante forma de se reduzir despesas e aproveitar conhecimentos, sobretudo com relação à construção e operação de ativos nesse ambiente. Além disso, vale destacar que o aperfeiçoamento de tecnologias e a redução dos seus custos dependem de recursos de engenharia, de gerenciamento de grandes projetos e ainda da capacidade de mobilização de grandes volumes de capital, aspectos que podem ser associados à indústria de O&G.

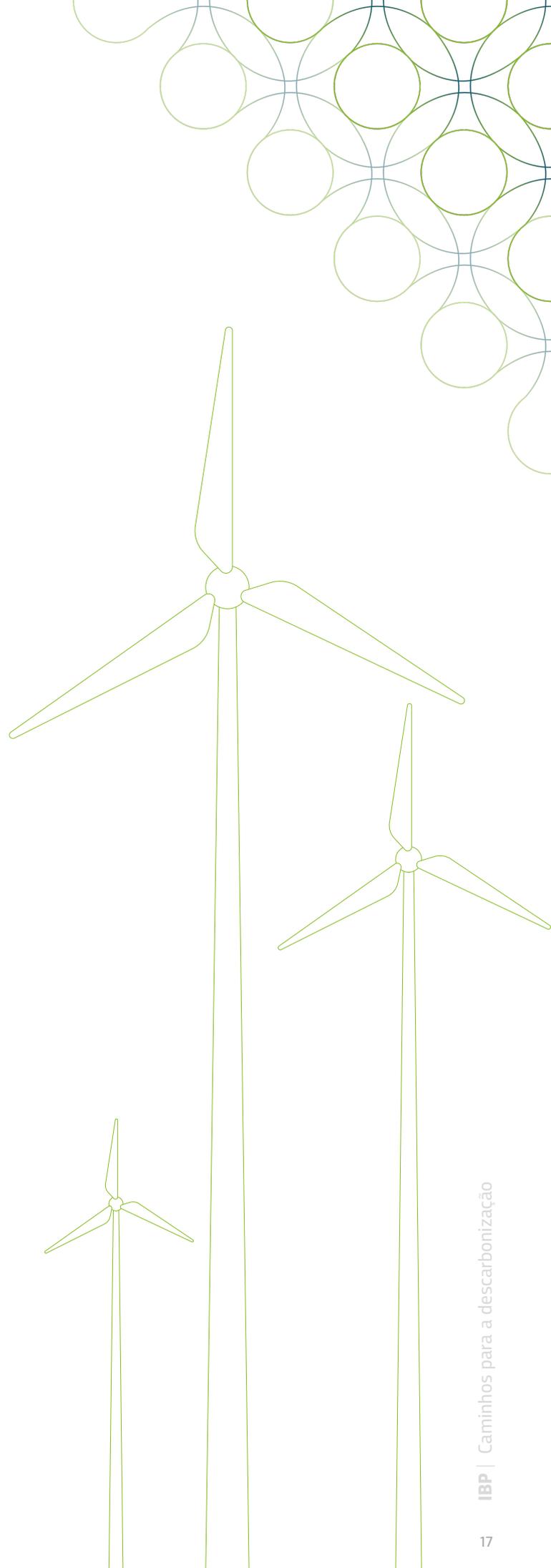
Do ponto de vista das discussões regulatórias e ambientais, também podem ser identificadas contribuições importantes do setor de O&G. O processo de licenciamento ambiental para o setor petrolífero já é bastante maduro, de modo que os dados e conhecimentos utilizados podem ser amplamente reutilizados pelo setor de eólicas *offshore*, incluindo o relacionamento com comunidades e espécies afetadas. Há também oportunidades importantes para interação entre os dois setores por meio do aprimoramento da regulação para descomissionamento de campos petrolíferos, o que pode incluir também uma avaliação para eventual reutilização do campo para a atividade eólica *offshore*⁶.

A cooperação entre os dois setores também pode proporcionar ganhos para as atividades de logística, operação e manutenção. É possível, por exemplo, o compartilhamento de ativos de manutenção, embarcações e ainda de estruturas portuárias e seu manejo⁷. Buscando aproveitar esse tipo de sinergia, grandes empresas do setor de O&G já vem mapeando e adaptando soluções existentes para o segmento de energias renováveis, com grande destaque para as tecnologias *offshore*. As sinergias existentes explicam o fato de diversas empresas de O&G considerarem o investimento nas eólicas *offshore* como parte de sua estratégia de descarbonização e diversificação de portfólio.

No Brasil também podem ser observadas iniciativas envolvendo esses setores de forma conjunta. É o caso, por exemplo, do Acordo de Cooperação Técnica assinado em 2022 entre o Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás (IBP) e a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) que criou um Grupo de Trabalho específico sobre eólicas *offshore* para tratar de temas como: regulação, cadeia de valor, Pesquisa & Desenvolvimento (P&D), financiamento, segurança e meio ambiente. Assim, a difusão da fonte eólica *offshore* envolve um caminho que pode ser pavimentado com uma importante contribuição da indústria de O&G.

⁶ 2019. Carvalho, Livia. A POTENCIAL SINERGIA ENTRE A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E A GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: O CASO DO BRASIL. http://www.ppe.ufrrj.br/images/publica/C3%A7%C3%B5es/mestrado/Livia_Paiva_d_e_Carvalho_MESTRADO_2019.pdf

⁷ 2019. Carvalho, Livia. A POTENCIAL SINERGIA ENTRE A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E A GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: O CASO DO BRASIL. http://www.ppe.ufrrj.br/images/publica/C3%A7%C3%B5es/mestrado/Livia_Paiva_d_e_Carvalho_MESTRADO_2019.pdf



A CLÁUSULA DE PD&I NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL: UM INDUTOR DE INOVAÇÃO NA ECONOMIA BRASILEIRA



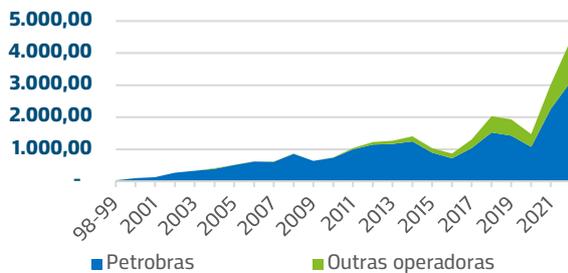
O QUE É A CLÁUSULA DE PD&I?

Estabelecida nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, a cláusula determina que as empresas petrolíferas devem realizar investimentos equivalentes a 1% da receita bruta em atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I).

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é responsável pela definição dos critérios para a distribuição dos recursos, em conformidade com o estabelecido em cada contrato específico (concessão, partilha da produção e cessão onerosa) e na Resolução nº 918/2023.

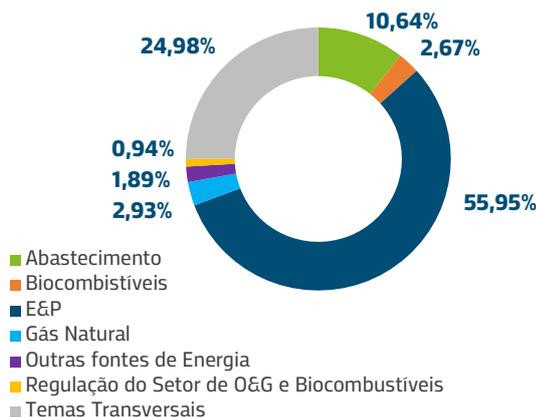
O objetivo dessa medida é garantir uma fonte permanente de recursos para estimular a Ciência, Tecnologia e Inovação (CT&I) no setor de óleo e gás (O&G) brasileiro. Desde o ano de 1998, quando foram estabelecidas as primeiras regulamentações sobre as obrigações em PD&I, foram canalizados investimentos superiores a R\$ 26 bilhões.

Volumes das obrigações em PD&I geradas por ano (1998-2022, em milhões de R\$)

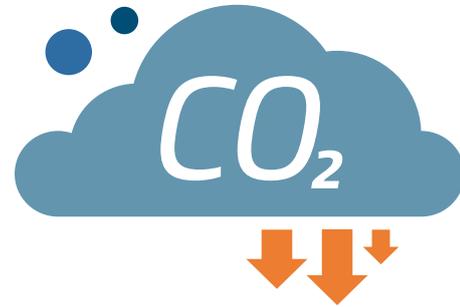


Fonte: Painel Dinâmico de Obrigações de Investimentos (Obrigação Total) da ANP.

Distribuição dos projetos de PD&I autorizados por área (2017-2022)



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP (2022).



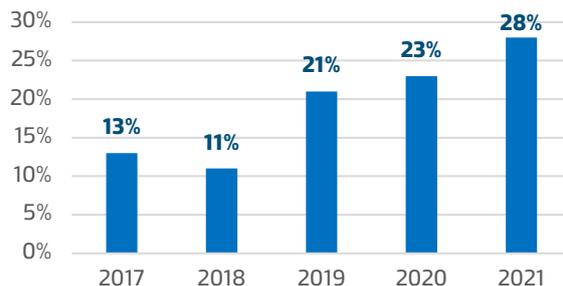
AUMENTO DO INVESTIMENTO EM TECNOLOGIAS DISRUPTIVAS E DE BAIXO CARBONO

Conforme as empresas do setor de O&G assumem compromissos mais ambiciosos de mitigação do impacto de suas operações sobre o meio ambiente e a diversificação de seus planos de negócios no contexto da transição energética, os valores desembolsados em projetos de PD&I tendem a ser direcionados, cada vez mais, para atividades que convergem com a transição energética.

Temáticas financiadas com recursos da Cláusula de PD&I associadas a tecnologias de descarbonização:

- Captura, armazenamento e utilização de carbono (CCUS).
- Tecnologias de emissões negativas.
- Conversão de CO₂ a hidrocarbonetos.
- Tecnologias para produção de biocombustíveis.
- Uso de Nanotecnologia para recuperação de áreas degradadas da Amazônia.
- Etanol a partir do Agave no Brasil.
- Uso de tecnologias operadas remotamente e autônomas.
- Caracterização por imagem e eficiência de retirada de derramamentos.

Proporção dos projetos financiados em transformação digital, energias renováveis e descarbonização



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, 2023.

RELEVÂNCIA DA CLÁUSULA DE PD&I NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA:



Contribui com o desenvolvimento de capacidade tecnológica em setores portadores de futuro das indústrias de Energia



Constitui uma fonte de recursos necessária para viabilizar a descarbonização do setor e a transição energética brasileira.



O aproveitamento do potencial energético renovável brasileiro é a chave para garantir uma transição energética justa.

IMPACTOS DA CLÁUSULA DE PD&I NO SISTEMA NACIONAL DA CT&I E FORMAÇÃO DE RECURSOS HUMANOS

Os recursos da Cláusula de PD&I têm sido fundamentais para viabilizar a capacitação dos quadros técnicos requeridos pela indústria de O&G e outros setores da economia nacional, além de reduzir a lacuna no acesso a oportunidades de educação.



Mais de **170** instituições credenciadas para receber os recursos e mais de **1000** unidades de pesquisa

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP (2022).

Resultados destacáveis:



Aprimoramento das condições de infraestrutura para a realização de projetos de pesquisa científica e tecnológica mais sofisticados.



Experiências de integração universidade-empresa com resultados tangíveis em termos de desenvolvimento de soluções tecnológicas para a indústria de O&G.



Financiamento de projetos em distintas regiões da geografia brasileira, incentivando o desenvolvimento regional.



Programa de Qualificação Profissional do PROMINP (2004-2015): mais de **90 mil** pessoas capacitadas em **175** categorias de profissionais.
Fonte: PROMINP (2015).



Programa de Capacitação de Recursos Humanos da ANP (PRH-ANP):

- Período 1999-2015: **8.290**.
- Período 2020-outubro de 2021: **1.147**.

Fonte: ANP (2021).



Investimentos da Cláusula de PD&I destinados à capacitação de recursos humanos (2012-2021): **R\$ 215,8 milhões**. Fonte: ANP (2021).

Exemplos de infraestrutura laboratorial financiada com a Cláusula de PD&I:



Belém, PA



Recife, PE



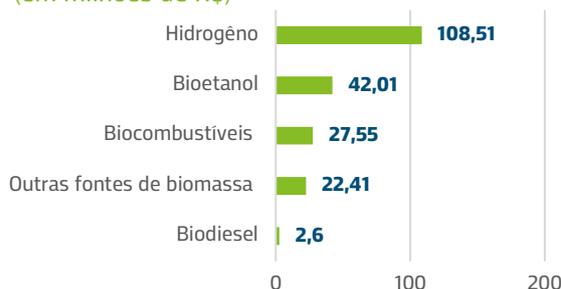
Natal, RN



Salvador, BA

Recursos da Cláusula de PD&I investidos em tecnologias selecionadas durante 2022

(em milhões de R\$)



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, 2023.

PROJETOS DESTAQUES COM USO DA CLÁUSULA DE PD&I

Os desafios impostos pelas condições geológicas, meteorológicas e oceanográficas das áreas onde se encontram os reservatórios de petróleo e gás natural offshore no Brasil levaram as empresas petrolíferas a desenvolver capacidades tecnológicas específicas para poder viabilizar as atividades de produção nessas áreas.

Nesse sentido, os recursos da Cláusula de PD&I têm sido alocados visando ao desenvolvimento de expertise tecnológica em setores mais além das áreas de conhecimento tradicionais.

AMAZÔNIA AZUL

Sob a direção do Centro de Pesquisa da Marinha do Brasil, os recursos apoiam iniciativas que envolvem pesquisa e monitoramento da biodiversidade e dos recursos marinhos na região da Amazônia Azul, área marítima brasileira.



ACELERADOR DE PARTÍCULAS (SIRIUS)

O projeto é um acelerador de partículas de última geração, desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Luz Síncrotron (LNLS), que permite a análise de materiais em nível atômico e molecular, impulsionando a pesquisa científica e tecnológica em diversas áreas.



SEPARADOR DE CO₂ NO FUNDO DO OCEANO (HISEP)

Desenvolvida pela Petrobras, a tecnologia de separação em alta pressão (HISEP) é uma solução que permite que o gás que sai do reservatório seja separado e reinjetado a partir de um sistema localizado no leito marítimo. Com essa tecnologia, a produção do campo é ampliada, além de permitir uma menor emissão de gases de efeito estufa para cada barril de óleo produzido e menores custos de produção.



SUPERCOMPUTADORES (CS21)

Os supercomputadores de alta performance têm permitido a realização de simulações computacionais avançadas, contribuindo para o desenvolvimento de modelos mais precisos na área de O&G e em outras áreas de pesquisa. Destacamos o supercomputador do Centro de Supercomputação para Inovação Industrial do SENAI CIMATEC (CS21), em Salvador - Bahia.



O INVESTIMENTO EM PD&I NA INDÚSTRIA DE O&G É UM INDUTOR DE INOVAÇÃO NA ECONOMIA BRASILEIRA

As tecnologias desenvolvidas pela indústria de O&G impactam de forma positiva em outros setores da economia brasileira, gerando inovação, competitividade, emprego e renda no país.

TECNOLOGIAS DESENVOLVIDAS PELA INDÚSTRIA DE O&G E QUE SÃO UTILIZADAS EM OUTROS SETORES DA ECONOMIA



ABASTECIMENTO DE ÁGUA

Planta de tratamento

O processo de dessalinização da água do mar para injeção em reservatórios, através de osmose reversa, é empregado na produção de água potável para consumo.



OCEANOGRAFIA

Veículo submarino com operação remota

Tecnologia utilizada e constantemente aprimorada na indústria petrolífera, também é empregada para avaliar melhor a fauna e a flora marinha em localizações inóspitas.



SAÚDE

Interpretações de modelos de fluxo de reservatório

Ferramentas e modelos matemáticos feitos para a análise de reservatórios têm sido usados para melhorar as interpretações de ressonâncias magnéticas e investigar a propagação de tumores no corpo humano.



ENERGIAS RENOVÁVEIS

Parques eólicos offshore flutuantes

A partir do modelo desenvolvido para as plataformas, a estrutura de parques eólicos pode ser montada perto da costa, para posterior deslocamento e ancoragem em águas mais profundas, onde o vento é mais forte e menos variável.



CCUS

Armazenamento geológico de CO₂

A injeção de CO₂ e outros gases é uma atividade frequentemente utilizada pelas empresas de O&G como parte das técnicas de recuperação avançada de petróleo.

INSEGURANÇA JURÍDICA APÓS O CERTAME COMPETITIVO:



Alterar as condições no meio do processo macularia todo o processo do leilão, além de violar o ato jurídico perfeito do contrato.



Mesmo que se faça algum tipo de alteração na lei, a cláusula contratual não permite que haja desvio de finalidade. Tal dispositivo só seria válido para novos contratos, caso esses o prevejam.

NA VISÃO DO IBP:

Qualquer alteração na configuração da regulação da Cláusula de PD&I deve ser cuidadosamente avaliada e discutida, considerando os impactos tanto para as empresas do setor quanto para o desenvolvimento tecnológico e econômico do país. É fundamental garantir que as mudanças propostas não comprometam a capacidade de inovação e o avanço tecnológico do setor de O&G brasileiro, evitando desvios de finalidade que possam prejudicar os benefícios alcançados até o momento.

CONCLUSÕES

Durante as duas décadas de implementação, a Cláusula de PD&I tem se convertido em uma fonte de recursos fundamental para o fortalecimento do sistema nacional de CT&I, gerando benefícios para o setor de O&G e a sociedade em geral.

Os recursos canalizados por meio da Cláusula de PD&I têm sido vitais para viabilizar o desenvolvimento tecnológico do setor de O&G, com desdobramentos positivos em outros setores da economia.

A Cláusula de PD&I tem sido uma fonte de recursos fundamental para financiar a capacitação dos quadros técnicos requeridos pela indústria de O&G e outros setores da economia brasileira.

Os recursos da Cláusula de PD&I são essenciais para viabilizar o desenvolvimento de soluções tecnológicas necessárias para garantir que o Brasil possa atingir suas metas de redução de emissões, assim como aproveitar as oportunidades que se abrem com o avanço do processo de transição para uma economia de baixo carbono.

Mudanças no modelo estabelecido devem ser cuidadosamente avaliadas e discutidas, considerando os impactos tanto para as empresas do setor quanto para o desenvolvimento tecnológico e econômico do país.



O QUE É A PRECIFICAÇÃO DE CARBONO?

O conceito de precificação se baseia nos princípios do mercado financeiro, como um instrumento econômico, onde, quem emite gases do efeito estufa (GEE) deve internalizar o custo que está gerando para a sociedade como um todo.

O QUE SÃO OS MERCADOS DE CARBONO?

Os mercados de carbono podem ser voluntários ou mandatórios (regulados)

VOLUNTÁRIOS

Demanda voluntária para o cumprimento de meta individual, corporativa ou nacional por um determinado período de tempo, através de compensações com créditos de carbono



Oferta voluntária de créditos gerados por meio de projetos ou iniciativas que reduzem ou removem emissões de GEE

MANDATÓRIOS (REGULADOS)

Governo ou autoridade regulatória define metas de redução de emissões de GEE para determinado setor, região ou país

Agentes que conseguem reduzir suas emissões de GEE abaixo das metas podem vender seus créditos excedentes



Os que não conseguem cumprir, compram esses créditos para compensar suas emissões de GEE

PRINCIPAIS MECANISMOS DOS MERCADOS REGULADOS



O sistema **cap and trade** define quantidade máxima de emissões agregadas de GEE que os agentes regulados podem emitir (cap), e são gerados direitos de emissão (permissões) em montante equivalente. Os agentes regulados avaliam as oportunidades de comércio de acordo com o preço de mercado (trade).



O sistema de **tributação** que determina uma alíquota a ser paga por tonelada de CO₂ equivalente emitida. Os agentes econômicos possuem liberdade para definir o quanto irão emitir, devendo arcar com os custos. Nesse caso também é estabelecido pelo governo um limite de emissões (cap).



Os **sistemas de comércio de certificados de performance** no qual os agentes têm a obrigação legal de atingir um determinado nível de eficiência, ou seja, envolve certificados de performance e não de permissões.

CRÉDITOS DE CARBONO?



Agentes interessados desenvolvem projetos de mitigação ou remoção de emissões de GEE e podem emitir créditos que são verificados por uma terceira parte.



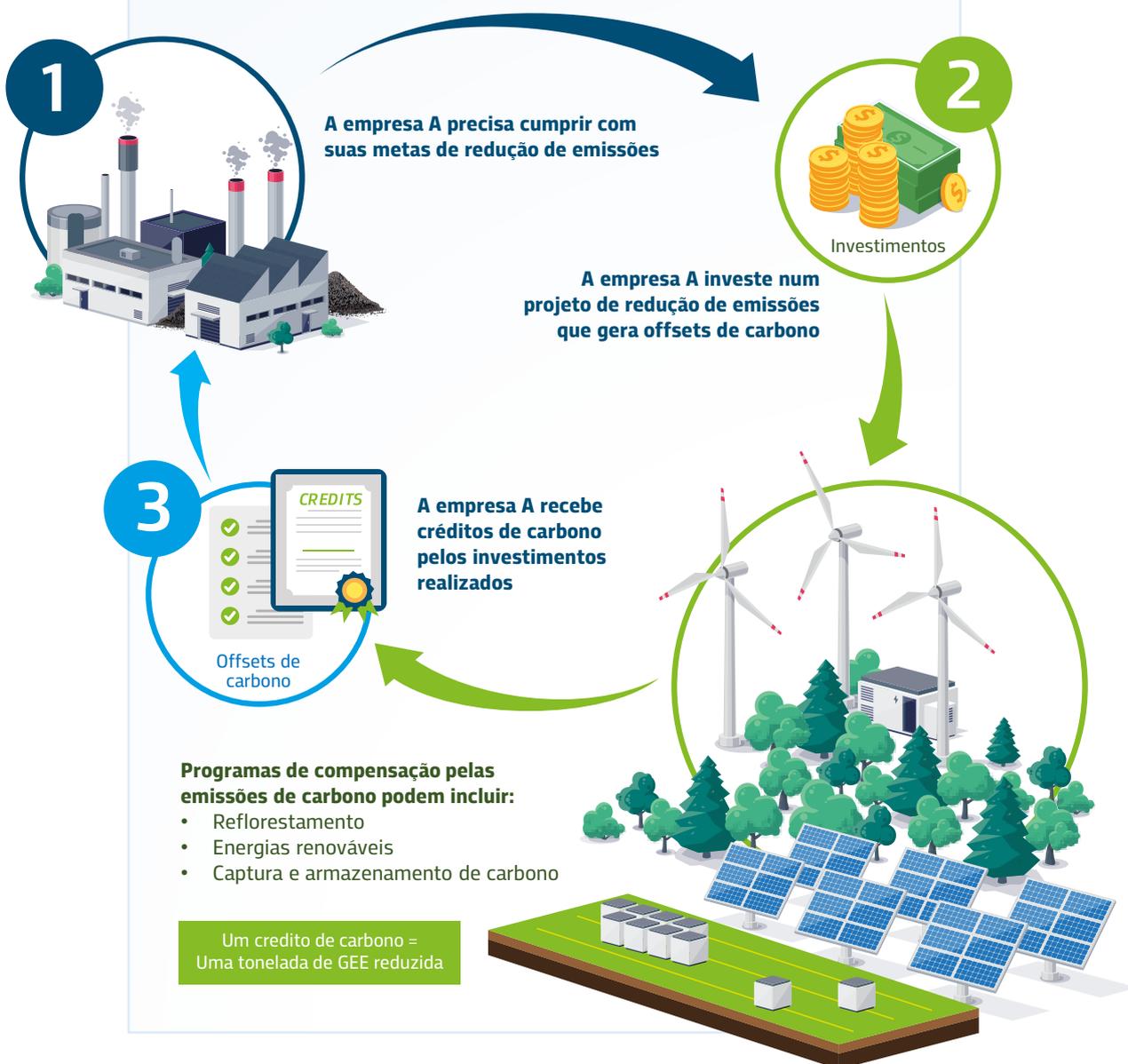
Os créditos são vendidos para compensar suas emissões, seja por uma meta voluntária, seja em um sistema com obrigações regulatórias



Para indústrias *hard-to-abate*, os créditos de carbono são uma alternativa para a compensação ou neutralização.

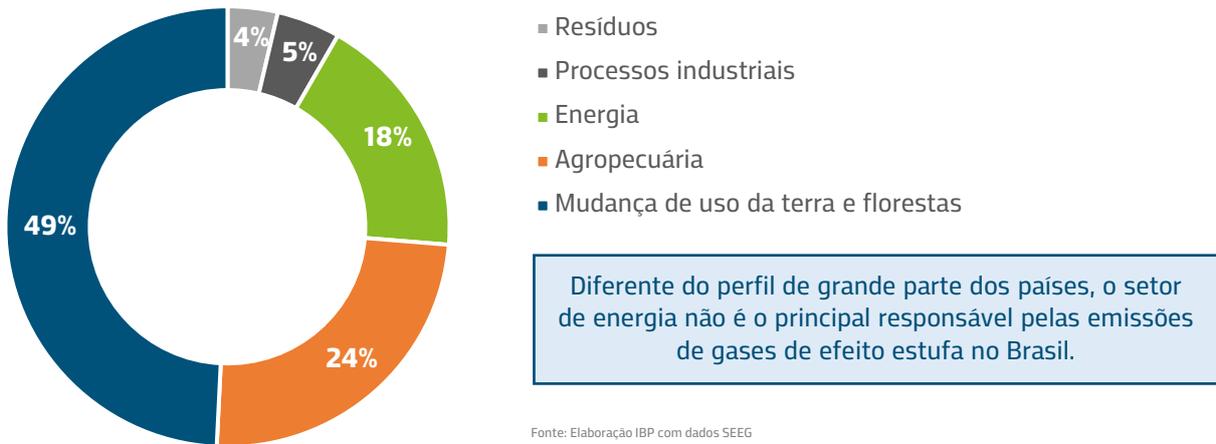
O QUE SÃO OS OFFSETS?

Offsets nos mercados de carbono referem-se a unidades de redução de emissões que são geradas por projetos que contribuem para a diminuição ou remoção de GEEs da atmosfera.



EMISSÕES TOTAIS DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO BRASIL

2021, CO2e(t) GWP-AR6



METAS DE REDUÇÃO DAS EMISSÕES NO BRASIL*

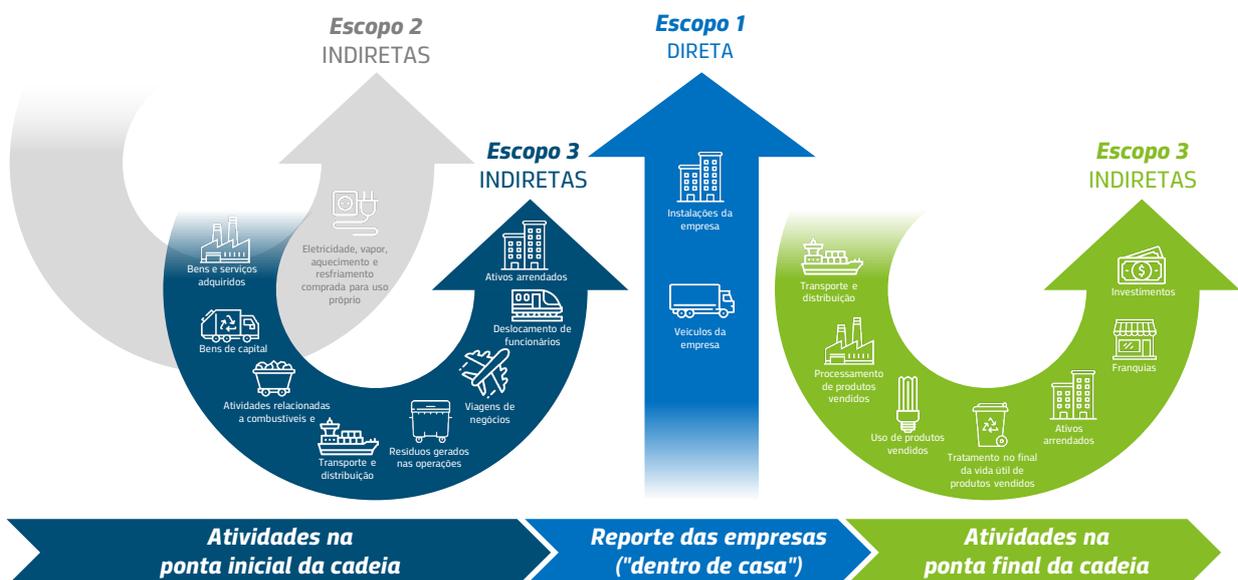
A implementação de um mercado de carbono regulado em escala nacional, com normas claras e alinhado com outras iniciativas de precificação dos GEE, é uma alternativa para incentivar o aumento dos investimentos necessários para atingir as metas nacionais de redução de emissões.



* Dados anunciados pelo MMA em setembro de 2023.

ESCOPOS DE EMISSÃO (GHG PROTOCOL)

- **ESCOPO 1:** Emissões de GEE diretas (sob o controle da organização/país/sistema)
- **ESCOPO 2:** Emissões de GEE indiretas relacionadas ao consumo de energia elétrica/vapor
- **ESCOPO 3:** Emissões de GEE indiretas presentes na cadeia de valor (i.e fornecedores, clientes, viagens de negócios)



Fonte: GHG Protocol, 2022.

O IBP APOIA

Apesar do setor energético não ser o principal emissor de GEE no país, o IBP entende a importância da implementação de um mercado de carbono no Brasil, sendo assim o IBP apoia:

- Uma política de mercado de carbono ampla – que considere o conjunto da economia (economy-wide) - e alinhada ao cumprimento da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do Brasil.
- A implementação gradual, flexível e não retroativa de um instrumento de comando e controle até o limite que não comprometa a economia do país nem a economicidade do projeto em detrimento de outras alternativas mais viáveis.
- Deve-se estabelecer uma política robusta de Monitoramento, Relato e Verificação (MRV) de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) previamente à implementação dos mercados de carbono.
- Adoção de uma política única de precificação de carbono para o setor, que considere a existência do Renovabio (mercado regulado).

**Confira o
posicionamento
na íntegra**



CONECTAR TODA A INDÚSTRIA PARA IR CADA VEZ MAIS LONGE.
ISSO GERA ENERGIA.

Presidência/CEO do IBP:

Roberto Furian Ardenghy

Diretora Executiva

Corporativa:

Claudia Rabello

Diretor Executivo de E&P:

Julio Moreira

Diretora Executiva de

Gás Natural:

Sylvie D'Apote

Diretora Executiva de

Downstream:

Valéria Amoroso Lima

Gerência de Análises Técnicas do Setor de Óleo e Gás:

Isabella Costa

William Vitto

Vinicius Daudt

Gerência de Comunicação e Relacionamento com Associados:

Flavia da Justa

Tatiana Campos

Vanessa Rangel

Demy Gonçalves

Alexandre Romão

Carolina Souza



/ibpbr



@ibpbr



@ibpbr



/ibp_br



/ibpbr

IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

Av. Almirante Barroso, 52 - 21º e 26º andares - RJ - Tel.: (21) 2112-9000

ibp.org.br | relacionamento@ibp.org.br