

## **Projeto Decarboost**

Viabilização de investimentos na transição para uma sociedade  
de baixo carbono em países latino-americanos

Iniciativa Internacional do Clima – IKI

**Uma Estratégia de Descarbonização para  
uma Economia Brasileira de Zero Carbono Líquido em 2050:  
Instrumentos de Política e Planos Setoriais de Mitigação**

**Centro Clima / COPPE / UFRJ**

**Rio de Janeiro, 02 de fevereiro de 2023**

Supported by:



Federal Ministry  
for the Environment, Nature Conservation  
and Nuclear Safety

based on a decision of the German Bundestag

On behalf of:



Federal Ministry  
for the Environment, Nature Conservation  
and Nuclear Safety

of the Federal Republic of Germany

**Elaborado pela Equipe do Projeto Centro Clima / COPPE / UFRJ**

**Emilio Lèbre La Rovere** – Diretor de Projeto

**Carolina B. S. Dubeux** – Coordenador setorial

**William Wills** – Finanças

**Michele Cotta Walter, Carolina Dubeux & Giovanna Napolini** – AFOLU

**Marcio D'Agosto, Daniel Schmitz & George V. Goes** – Transporte

**Otto Hebeda, Bruna S. Guimarães & Luciana Contador** – Indústria

**Bruna S. Guimarães, Lisandra G. Mateus & Fernanda Westin** – Energia

**Isabela Mancio Lima, Saulo Machado Loureiro & Carolina Dubeux** – Resíduos

**Ruth Carola Cruzado Mittrany** – Gerente de Projetos

**Carmen Brandão Reis** – Apoio

## SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO DO ESTUDO .....	1
PARTE I – SUMÁRIO EXECUTIVO .....	3
1. Introdução ao Contexto Brasileiro: Informações Básicas .....	4
1.1. Política Climática do Brasil e compromissos com a UNFCCC e o Acordo de Paris.....	4
1.2. Planos Setoriais Brasileiros de Mitigação.....	5
2. Construção de Cenários .....	6
2.1. Estória Qualitativa.....	6
2.2. Pressupostos Quantitativos.....	7
3. Metodologia de Modelagem.....	15
4. Ações de Mitigação, Metas e Marcos por Setor.....	19
5. Visão Geral das Barreiras, Instrumentos Políticos Seleccionados e Oportunidades de Investimento.....	32
5.1. Abordagem Metodológica.....	32
5.2. Critérios para a Seleção das Ações de Mitigação .....	34
5.2.1. Custos de Mitigação .....	34
5.2.2. Sinergias e Compromissos com os Objetivos Não Climáticos do País .....	36
6. Requisitos de Investimento e Facilitadores Financeiros.....	39
7. Referências.....	45
Parte II PROPOSTA DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NO BRASIL -UMA CONDIÇÃO NECESSÁRIA PARA A TRANSIÇÃO.....	1
1. Introdução.....	1
2. Premissas Básicas .....	1
3. Custo-Efetividade do Instrumentos de Precificação.....	2
4. Instrumentos de Precificação de Carbono .....	2
5. Elementos de Desenho .....	4
6. Uso das Receitas.....	8
7. Ajustes nos Instrumentos Setoriais .....	10
8. Arranjos Institucionais .....	11
9. Considerações Finais.....	13
10. Referências.....	15
Anexo I – Emissões Totais e Níveis de Precificação de Carbono no Brasil Requeridos para o Cumprimento do Acordo de Paris em 2030 e em 2050 (Iniciativa Clima e Desenvolvimento).....	16

PARTE III PLANOS SETORIAIS DE MITIGAÇÃO .....	1
Plano de Mitigação de AFOLU .....	1
1. Apresentação do Setor .....	3
2. Objetivos .....	4
3. Ações de Mitigação.....	5
4. Instrumentos .....	9
5. Referências.....	15
Apêndice 1 – Proposta de Instrumento para Aumentar a Viabilidade das Concessões Florestais.....	17
Apêndice 2 – Oportunidades de Investimento .....	29
A2.1. Oportunidade de Investimento 1 – Restauração de Florestas Nativas nos biomas Amazônia e Mata Atlântica	29
A2.2. Oportunidade de Investimento 2 – Reflorestamento com Espécies Comerciais para Fornecimento de Biomassa para Produção de Pellets de Madeira, Briquetes e Cavacos .....	35
Plano de Mitigação de Transportes .....	1
1. Apresentação do Setor .....	4
2. Objetivos .....	7
3. Ações de Mitigação.....	7
4. Instrumentos .....	12
5. Referências.....	20
Apêndice 1 – Instrumentos Propostos .....	23
A1.1. Instrumento 1 – Novos itens à Política Nacional de Mobilidade Urbana .....	23
A1.2. Instrumento 2 – Linha de Financiamento para Ônibus Zero Emissão do Programa Refrota .....	27
Apêndice 2 – Oportunidades de Investimentos .....	34
A2.1. Oportunidade de Investimento I: Planejamento e Aquisição de Ônibus Elétricos a Bateria .....	34
A2.2. Oportunidade de Investimento II: Plano de Ação em Transporte de Carga Sustentável .....	45
Plano de Mitigação do Setor Industrial .....	1
1. Apresentação do Setor .....	4
2. Objetivos .....	5
3. Ações de Mitigação.....	6
4. Instrumentos .....	8
5. Referências.....	15
Apêndice 1 – Instrumento Proposto: Programa de Financiamento de Eficiência Energética para a Indústria....	17
Apêndice 2 – Oportunidades de Investimento .....	21

A2.1. Oportunidade de Investimento 1 – Eficiência Energética no Setor Industrial Brasileiro.....	21
A2.2. Oportunidade de Investimento 2 – Aproveitamento de Resíduos como Fonte Alternativa de Energia na Indústria Cimenteira .....	28
Plano de Mitigação de Energia .....	1
1. Apresentação do Setor .....	4
2. Objetivos .....	5
3. Ações de Mitigação.....	6
4. Instrumentos .....	12
5. Referências.....	29
Apêndice 1 – Instrumento Proposto para a Produção de Energia Offshore .....	31
Apêndice 2 – Oportunidade de Investimento – Geração de Energia Termelétrica Utilizando Biogás a Partir de Vinhaça e outros Resíduos da Produção de Etanol e Açúcar.....	34
Plano de Mitigação de Resíduos .....	1
1. Apresentação do Setor .....	3
2. Objetivos .....	5
3. Ações de Mitigação.....	6
4. Instrumentos .....	12
5. Programas e Projetos.....	20
6. Referências.....	25
Apêndice 1 – Uso de Biometano – o Caso do Rio de Janeiro .....	27
Apêndice 2 .....	30
A.2.1. Oportunidade de Investimento 1 – Coleta de Gás de Aterro e Destruição de Metano em <i>Flares</i> (Queimadores).....	30
A.2.2. Oportunidade de Investimento 2 – Produção de Biometano a partir de Resíduos Sólidos Urbanos e Substituição de Gás Natural por Biometano na Indústria.....	39

## FIGURAS – Parte I

Figura 1.	Diagrama de modelagem integrada para cenários do Brasil .....	18
Figura 2.	Emissões de GEE sob os cenários de políticas atuais (CPS) e de descarbonização profunda (DDS) (Mt CO <sub>2</sub> e) .....	30
Figura 3.	Emissões de GEE, CO <sub>2</sub> e não-CO <sub>2</sub> , nos cenários (Mt CO <sub>2</sub> e) .....	30
Figura 4.	Emissões de GEE x População x PIB (2010 =1) .....	31
Figura 5.	Intensidade de emissões per capita e por PIB .....	31
Figura 6.	Curva de custo de abatimento marginal 2021-2030 (ações de mitigação evitando pelo menos 5 Mt CO <sub>2</sub> e).....	35
Figura 7.	Curva de custo de abatimento marginal 2031-2040 (ações de mitigação evitando pelo menos 5 Mt CO <sub>2</sub> e).....	35
Figura 8.	Curva de custo de abatimento marginal 2041-2050 (ações de mitigação evitando pelo menos 5 Mt CO <sub>2</sub> e).....	36

## TABELAS – Parte I

Tabela 1.	Total de emissões brasileiras de GEE por setor, 2005-2050, nos cenários CPS (políticas atuais) e DDS (descarbonização profunda) (Mt CO <sub>2</sub> e).....	20
Tabela 2.	Emissões evitadas cumulativas (CPS-DDS) por ações de mitigação, por década (Mt CO <sub>2</sub> e) .....	21
Tabela 3.	Emissões evitadas cumulativas (CPS-DDS) por faixa de custo de ações de mitigação, por década (Mt CO <sub>2</sub> e) .....	23
Tabela 4.	Principais resultados macroeconômicos dos cenários .....	24
Tabela 5.	Renda disponível das famílias por cenário e por classe de renda, 2015-2050 .....	24
Tabela 6.	Sinergias com os objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS) .....	36
Tabela 7.	Requisitos adicionais de investimento em mitigação no DDS no Brasil em comparação com o CPS, por setor econômico, por década .....	43

## APRESENTAÇÃO DO ESTUDO

Este relatório apresenta a proposta de uma estratégia de descarbonização para o Brasil do Projeto DecarBoost "Viabilização de investimentos na transição para uma sociedade de baixo carbono em países da América Latina", coordenado pela SouthSouthNorth (SSN) e apoiado pela Iniciativa Internacional do Clima (IKI) do Ministério Federal do Meio Ambiente, Conservação da Natureza e Segurança Nuclear (BMU) da República Federal da Alemanha.

Elaborada pelo Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e Mudanças Climáticas (Centro Clima/COPPE/UFRJ), essa estratégia de descarbonização para a economia brasileira está alinhada ao objetivo geral do Acordo de Paris: chegar a emissões de GEE líquidas zero em 2050. Engloba ações de mitigação adicionais às políticas atuais, juntamente com as principais barreiras identificadas e os instrumentos mais relevantes que removeriam esses obstáculos. Estas barreiras, propostas políticas e alguns exemplos de oportunidades de investimento estão detalhados em cinco Planos Setoriais de Mitigação: AFOLU, Transportes, Indústria, Energia e Resíduos. A proposta de um sistema de precificação do carbono também é destacada como um facilitador fundamental dessa transição, como uma ferramenta de política econômica transversal que fornece um sinal ao mercado de um quadro estável de longo prazo para a descarbonização.

O caminho da transição baseia-se em exercícios de cenário anteriores realizados pelo Centro Clima com o envolvimento dos principais stakeholders, apresentando uma forte sinergia com o projeto Decarboost: o projeto DDP BIICS coordenado pelo IDDRI (La Rovere et al., 2021) e o projeto Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030, desenvolvido em colaboração com o Instituto Talanoa (Unterstell, La Rovere, et al. 2021). Os projetos desenvolveram dois cenários de emissão, um considerando políticas de mitigação em andamento e outro considerando ações adicionais de mitigação que levem a emissões líquidas zero até 2050. Esses cenários foram desenhados, avaliados e validados com a ajuda de especialistas técnicos representativos e lideranças políticas para propor uma NDC brasileira mais ambiciosa até 2030, em linha com o Acordo de Paris. Juntamente com o Decarboost - que melhorou significativamente a avaliação das barreiras ao cenário de descarbonização profunda (DDS) e respectivos instrumentos - estes projetos permitiram a seleção de ações de mitigação que compõem a estratégia de descarbonização apresentada neste relatório.

A Estratégia de Descarbonização pretende construir pontes entre investidores e recursos e contribuir para a transformação do mercado. Essa transformação pode ocorrer ampliando o nível de implantação das tecnologias disponíveis, destacando barreiras e a necessidade de instrumentos específicos. Além disso, as oportunidades de investimento ilustrativas selecionadas serão úteis para os agentes econômicos interessados na execução de projetos de mitigação e/ou na compensação das emissões, bem como valiosas para as instituições financeiras.

O Brasil ainda não entregou uma LTS/LEDS - Estratégia de Longo Prazo/Estratégia de Desenvolvimento de Baixas Emissões à UNFCCC, conforme solicitado a todos os signatários do Acordo de Paris. O presente relatório pretende dar uma contribuição para o debate que sua preparação enseja.



Este documento está organizado da seguinte forma:

- a primeira parte resume algumas informações básicas sobre o contexto brasileiro; o desenho dos cenários; a metodologia de modelagem; ações de mitigação, metas e marcos para os cinco principais setores emissores de GEE da economia brasileira: AFOLU, Transportes, Indústria, Energia e Resíduos; a visão geral das barreiras às ações de mitigação, os instrumentos para os superá-las e as oportunidades de investimento ilustrativas em cada setor; e os requisitos de investimento para o cenário de descarbonização profunda.
- em sequência, apresenta a proposta detalhada de um facilitador fundamental para alcançar uma meta em toda a economia de emissões líquidas zero de GEE até 2050: uma política de precificação do carbono.
- por fim, são propostos cinco planos setoriais de mitigação: Agricultura, Florestas e Uso do Solo (AFOLU), Transportes, Indústria, Oferta de Energia e Resíduos, detalhando as ações de mitigação, barreiras e instrumentos políticos para superá-los, e incluindo apêndices com propostas ilustrativas de instrumentos selecionados e oportunidades de investimento.

## PARTE I – SUMÁRIO EXECUTIVO

## 1. Introdução ao Contexto Brasileiro: Informações Básicas

### 1.1. Política Climática do Brasil e compromissos com a UNFCCC e o Acordo de Paris

O foco brasileiro nas mudanças climáticas teve início em 2007, quando o governo criou um comitê por meio do decreto federal 6.263 para elaborar um Plano Nacional de Mudança do Clima (Brasil, 2008). Esse comitê elaborou um documento no ano seguinte identificando medidas e oportunidades para mitigar as emissões de gases de efeito estufa no Brasil e medidas de adaptação aos impactos das mudanças climáticas (Brasil, 2008).

Os objetivos específicos do Plano são "(i) melhorar a eficiência de todos os setores econômicos; (ii) manter as energias renováveis em níveis elevados na matriz energética; (iii) estimular a participação dos biocombustíveis no sector dos transportes; (iv) alcançar o desmatamento ilegal zero; (v) eliminar a perda líquida de cobertura florestal; (vi) fortalecer ações voltadas para a redução da vulnerabilidade da população; e (vii) identificar os impactos ambientais causados pelas mudanças climáticas e promover a pesquisa científica (Brasil, 2008).

O Brasil assumiu seu primeiro compromisso de redução das emissões de GEE em 2009, ao apresentar suas NAMAs (sigla em inglês para Ações de Mitigação Nacionalmente Apropriadas) à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) como parte da Política Nacional sobre Mudanças Climáticas (PNMC) (Lei 12187/09, Brasil, 2009). Este compromisso voluntário visava reduzir as emissões entre 36,1% e 38,9% em relação a um cenário *business as usual* projetado, até 2020. Além da meta de mitigação, a PNMC exigiu que nove planos setoriais de mitigação fossem elaborados pelas instituições públicas responsáveis.

Em setembro de 2015, o Brasil apresentou sua pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada (iNDC) à UNFCCC, confirmada como a primeira NDC em 2016. A nova meta voluntária era para toda a economia e visava reduzir as emissões de GEE em 37% em 2025, com uma meta indicativa de 43% em 2030, em comparação com os níveis de emissões de 2005. O valor do ano-base foi o do Segundo Inventário Nacional. Apresentou igualmente os meios de execução no seu anexo.

Em dezembro de 2020, o governo brasileiro apresentou sua "nova primeira NDC" à UNFCCC. Este documento atualizou o valor de 2005 para 2,8 Gt CO<sub>2</sub>e, obtido no Terceiro Inventário Nacional, representando uma alteração substancial no valor utilizado na primeira versão do 2,1 Gt CO<sub>2</sub>e. Portanto, o limite absoluto de emissões de GEE em toda a economia aumentou em 2025 (de 1,3 para 1,8 Gt CO<sub>2</sub>e) e 2030 (de 1,2 para 1,6 Gt CO<sub>2</sub>e). Por outro lado, foi incluída uma meta indicativa para a neutralidade climática até 2060 (Brasil, 2020). Em abril de 2021, o presidente brasileiro anunciou o compromisso do país em alcançar a neutralidade climática até 2050 na Cúpula de Líderes Climáticos organizada pelo presidente dos EUA. Em novembro de 2021, durante a COP 26, o governo brasileiro anunciou a intenção de apresentar uma NDC atualizada, com o objetivo de reduzir, até 2030, 50% das emissões de GEE em relação ao ano de 2005, com o objetivo final de atingir emissões líquidas zero até 2050. Os números absolutos por trás da meta não foram publicados, e o governo indicou que os dados do 4º Inventário Nacional de Emissões seriam utilizados. O Brasil também assinou o Acordo Florestal para acabar com o desmatamento ilegal até 2028 e o Compromisso Global de Metano de reduzir coletivamente as emissões de

metano em 30% até 2030 (a partir dos níveis de 2020). Em abril de 2022, o país apresentou uma versão final da primeira NDC com o objetivo de reduzir as emissões em 37% em 2025 e 50% em 2030, indicando o objetivo de longo prazo de alcançar a neutralidade climática em 2050. O ano de 2005 manteve-se como referência, com novos valores a serem apurados no mesmo inventário nacional disponível apresentado à UNFCCC utilizado para a avaliação dos resultados da NDC. Interinamente, considerando os valores de 2,6 Gt CO<sub>2</sub>e de 2005 do Quarto Inventário Nacional, o relatório mais recente, as novas metas de emissão são de 1,6 Gt CO<sub>2</sub>e em 2025 e 1,3 Gt CO<sub>2</sub>e em 2030.<sup>1</sup>

Um marco regulatório crucial é o projeto de lei 258/2021, que propõe a criação do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE). Nesse mercado, alguns setores da economia têm metas obrigatórias para a redução das emissões de gases de efeito estufa: os agentes que emitem além do limite permitido devem comprar créditos de agentes que emitem aquém do limite, gerando assim créditos. O MBRE estava previsto na lei que instituiu a Política Nacional sobre Mudanças Climáticas (Lei 12.187/2009). Em maio de 2022, o Governo Federal publicou o decreto 11.075/2022, que é um primeiro passo para a regulamentação de um mercado interno de créditos de carbono, embora menos restritivo que o Projeto de Lei 258. O decreto pode ser um ponto de partida para a implementação de uma política de precificação de carbono no Brasil, já que o Projeto de Lei 258 permanece parado no Congresso.

## 1.2. Planos Setoriais Brasileiros de Mitigação

O Decreto 7390/2010 foi um passo no sentido de detalhar as metas de mitigação voluntária estabelecidas pelo governo ao regulamentar a PNMC (lei 12187/09). Estabelece as metas de mitigação até 2020, seguindo as NAMAs brasileiras, e planos setoriais para apoiar sua realização, conforme abaixo:

- Plano Decenal de Expansão de Energia;
- Plano de Ação para Prevenção e Controle do Desmatamento na Amazônia Legal - PPCDAm;
- Plano de Ação para Prevenção e Controle do Desmatamento e das Queimadas nos Cerrados - PPCerrado;
- Plano Setorial de Mitigação e de Adaptação às Mudanças Climáticas para a Consolidação de uma Economia de Baixa Emissão de Carbono na Agricultura - Plano ABC;
- Plano de Redução de Emissões no Setor Siderúrgico;
- Plano de Transporte e Mobilidade Urbana para Mitigar as Mudanças Climáticas - PSTM;
- Plano de Mitigação das Mudanças Climáticas para a Consolidação de uma Economia de Baixo Carbono na Indústria de Transformação;
- Plano de Mineração de Baixo Carbono (Plano MBC); e
- Plano de Saúde para Mitigação e Adaptação às Mudanças Climáticas.

---

<sup>1</sup> A maior dificuldade no cálculo do inventário anual de emissões de GEE reside na estimativa das emissões de AFOLU. Em particular, no subsector Alteração do Uso do Solo. As emissões causadas pelo desmatamento são muito importantes e difíceis de estimar, introduzindo uma complexidade única no mundo para a elaboração do inventário brasileiro.

Para o período 2020-2030, há um novo Plano ABC, o Plano Setorial de Adaptação às Mudanças Climáticas e Baixas Emissões de Carbono na Agricultura 2020-2030 (ABC+). Possui um conjunto de medidas de mitigação e uma diretriz estratégica para fomentar a ciência e a inovação, visando auxiliar a tomada de decisão sobre ações que potencialmente reduzam as emissões de GEE.

O decreto 11.075/2022, acima mencionado, além de ser uma tentativa de regulação do mercado de carbono, também prevê a elaboração de planos setoriais de mitigação para implementar as ações necessárias para atingir a meta de neutralidade climática da NDC. Para isso, os planos setoriais a serem aprovados por um Comitê Interministerial sobre Mudanças Climáticas e Crescimento Verde, composto por ministérios setoriais e sob a liderança do Ministério do Meio Ambiente e do Ministério da Economia, estabelecerão metas de redução gradual de emissões, mensuráveis e verificáveis, considerando as especificidades dos agentes setoriais.

## 2. Construção de Cenários

### 2.1. Estória Qualitativa

O exercício simula dois cenários de emissões de GEE no Brasil até 2050. Ele fornece uma estrutura para analisar indicadores setoriais e de toda a economia de um caminho de descarbonização alinhado com o objetivo geral do Acordo de Paris. O Cenário de Políticas Atuais (CPS, sigla em inglês) segue a tendência das ações de mitigação em andamento. Suas emissões são de 1,68 Gt CO<sub>2</sub>e em 2030, sem aumento na ambição entre 2030 e 2050. O Cenário de Descarbonização Profunda (DDS, sigla em inglês) atinge 0,95 Gt CO<sub>2</sub>e em 2030, indo além da meta da NDC e segue uma trajetória de emissões de GEE compatível com o objetivo global de 1,5°C, alcançando emissões líquidas zero em 2050.<sup>2</sup>

- **Principais facilitadores globais da descarbonização profunda da economia brasileira**

A implementação do DDS no Brasil pressupõe que o mundo está fortemente comprometido em cumprir a meta de 1,5°C do Acordo de Paris e pelo menos os países do G-20 também estão no caminho para a neutralidade de carbono até 2050 (ou 2060 para a China e um pouco mais tarde para a Índia). A oferta de financiamento internacional para investimento e inovação cresce ao longo do período, permitindo que a produtividade do trabalho nos países em desenvolvimento cresça mais rapidamente e promova educação, saúde e infraestrutura de boa qualidade. Existe um melhor acesso ao financiamento de baixo custo (em condições acessíveis) para permitir investimentos em infraestruturas de baixo carbono nos países em desenvolvimento, em consonância com a neutralidade de carbono global e fluxos de investimento robustos do Anexo I para os países não incluídos no Anexo I em mitigação e inovação. O progresso técnico continua em energias renováveis, mobilidade elétrica, eficiência energética, H<sub>2</sub>, CCS e processos industriais altamente emissores (aço verde, cimento, etc.).

---

<sup>2</sup> Novos valores já ajustados pelo projeto Climate and Development Initiative (Unterstell, La Rovere et al., 2021). As alterações são insignificantes.

A cooperação internacional e os mecanismos de comércio apoiam a meta brasileira de desmatamento líquido zero. A adoção da precificação do carbono pela maioria dos países favorece produtos de baixo carbono no comércio e nas finanças. Os mercados voluntários de carbono ajudam o desenvolvimento de um mercado de carbono latino-americano. Há uma abertura de comércio para produtos de baixo carbono com mecanismos comerciais preferenciais que exigem rastreabilidade e comprovação de origem das exportações de produtos agrícolas e florestais que possam contribuir para o controle do desmatamento no Brasil.

Os esforços de pesquisa e desenvolvimento alcançam avanços em biocombustíveis de 2ª e 3ª geração, baterias elétricas e processos industriais verdes (aço, cimento, etc.), mas no Brasil, o DDS é baseado apenas na implantação de tecnologias já disponíveis.

- **Facilitadores domésticos**

O DDS fornece uma estratégia para a retomada do desenvolvimento econômico e social, com uma transição justa para a neutralidade climática do país em 2050. O cenário considera um aumento considerável da produtividade, uma política cambial ativa e o uso das receitas de exportação de petróleo para educação, saúde e importação de bens de capital.

Baseia-se também em duas políticas climáticas:

- Redução radical do desmatamento e aumento dos sumidouros de CO<sub>2</sub>;
- Precificação do Carbono, aplicada às emissões de GEE provenientes do uso de combustíveis fósseis e processos industriais e uso de produtos (IPPU):
  - ✓ Mercado de licenças negociáveis de emissão provenientes da utilização de energia fóssil e de processos/produtos (IPPU) para o setor industrial; e imposto sobre o carbono sobre as emissões resultantes da utilização de combustíveis fósseis noutros setores da economia;
  - ✓ A precificação do carbono é neutra do ponto de vista fiscal, com a reciclagem de 100% de suas receitas voltando para a economia; é usada para reduzir os encargos trabalhistas, criar empregos e financiar transferências sociais para as famílias mais vulneráveis, protegendo seu poder de compra;
  - ✓ Adoção em todos os setores da economia de ações de mitigação compatíveis com o preço do carbono em cada período (medidas mais baratas entram primeiro), proporcionando marcos econômicos e setoriais de um caminho de emissões de GEE para a descarbonização até 2050.

## 2.2. Pressupostos Quantitativos

### ❖ **Economia**

O tamanho da população aumenta de 210 milhões em 2019 para cerca de 233 milhões em 2050. Nesse período, a parcela da população urbana cresce de 86% para 89%. Após a forte desaceleração da economia de 2015 a 2020 devido à crise político-econômica e à pandemia de COVID-19, a recuperação econômica brasileira começa

em 2021: as taxas médias anuais de crescimento do PIB seriam de 2,26% de 2021 a 2030; 2,25% de 2031 a 2040; e 2% de 2041 a 2050 (com crescimento linear assumido a cada década). Após o recuo de 2015-2020, a redução das desigualdades de renda é retomada novamente, mas mais lentamente do que no período 2000-2015. Prevê-se que o tamanho das famílias diminua lentamente, enquanto o rendimento disponível das famílias em % do PIB aumente. O comércio se torna mais importante para o Brasil durante o período do cenário, e os impostos de importação e o protecionismo são reduzidos, seguindo a tendência global. Uma política ativa deve ser implementada para manter uma taxa de câmbio estável em 5,15 R\$/USD (2020). O preço do carbono aumenta linearmente, atingindo 19,0 USD / t CO<sub>2e</sub> em 2030 e 49,3 USD / t CO<sub>2e</sub> em 2050.

### ❖ **Agricultura, Florestas e Uso do Solo (AFOLU)**

A agricultura é um motor essencial do crescimento econômico brasileiro. A produção cresceu rapidamente nas últimas décadas, impulsionada pela crescente demanda global e avanços tecnológicos. Mudanças nas práticas de manejo da lavoura e expansão da área colhida permitiram que o Brasil se tornasse um dos principais exportadores de soja, carne bovina e celulose.

Tanto o CPS quanto o DDS assumem uma continuidade das tendências históricas nas preferências alimentares. As preocupações ambientais nos países desenvolvidos levam a um menor consumo de animais, dando preferência a alimentos ricos em micronutrientes e vitaminas, como frutas e vegetais. Por outro lado, os alimentos básicos (como os carboidratos) continuam a desempenhar um papel essencial nas preferências alimentares em países de baixa e média renda. O consumo global de carne per capita tende a aumentar devido à renda e ao crescimento populacional, especialmente nos países asiáticos e latino-americanos. Os níveis de consumo nas regiões desenvolvidas já são elevados. A demanda por carne aumenta à medida que se torna mais acessível nos países em desenvolvimento.

O setor AFOLU é a principal fonte de emissões de gases de efeito estufa (GEE) no Brasil. Portanto, ações de mitigação nesse setor são fundamentais para que o Brasil alcance a neutralidade climática em 2050.

No DDS, a produção agrícola aumenta significativamente, mas as emissões de GEE são mantidas quase as mesmas de 2020, em 2050. Há um crescimento expressivo da produção agrícola, enquanto a área agrícola aumenta moderadamente devido aos altos ganhos de produtividade. Em 2020-2030, a produção total aumenta 22% e entre 2030-2050, 47%. A área ocupada pelas culturas aumenta 5% até 2030 e 6% em 2030-2050, atingindo 75 Mha em 2050 (sem considerar a área de segunda safra). A produção de carne bovina cresce 67%, atingindo 18,3 milhões de TEC, em 2050, com um rebanho total de 200 milhões de cabeças. O tamanho do rebanho bovino diminui em 7% ao longo do tempo devido a ganhos de produtividade, e é criado em 105 Mha de pastagens (uma redução de 36%).

A intensificação da pecuária é a medida com maior potencial de mitigação. A recuperação adicional de 60 Mha de pastagens degradadas associada ao aumento da produtividade do rebanho bovino reduz as emissões da fermentação entérica em 6% em 2020-2050. Nesse cenário, a taxa de lotação passa de 1,31 cabeça/ha para 1,96 até 2050. A adoção de tecnologias agrícolas de baixo carbono como o sistema de plantio direto e a fixação biológica de

nitrogênio, recomendadas pelo Plano de Agricultura de Baixo Carbono (Plano ABC), aumenta junto com a soja e outras culturas.

A redução do desmatamento é fundamental para que o Brasil atinja a neutralidade climática. A área anual desmatada em 2020 no bioma Amazônia mais que dobrou em relação a 2012 e foi 44% maior do que em 2018 (INPE, 2022). Os esforços para conter o desmatamento são retomados em 2023, dada a possibilidade de mudança nas políticas governamentais e o aumento da pressão internacional sobre as cadeias agrícolas associadas ao desmatamento. As políticas de controle do desmatamento propiciam uma redução de 10% no desmatamento entre 2023-2025.

O desmatamento ilegal zero no bioma Amazônia é alcançado em 2050. As emissões do desmatamento totalizam 71 Mt CO<sub>2e</sub> em 2050, correspondendo a uma redução de 93% em relação a 2020. As Áreas Protegidas (unidades de conservação e terras indígenas) removem 487 Mt CO<sub>2e</sub> em 2050 (24% a mais do que em 2020), graças à adição de 53 Mha de florestas públicas não destinadas registradas no Serviço Florestal Brasileiro aos 276 Mha protegidas hoje.

Promover o reflorestamento e a restauração de 30 Mha com espécies nativas em áreas públicas e privadas também é relevante pois contribui para remover cerca de 417 Mt CO<sub>2e</sub> até 2050, e é uma medida alinhada com a Primeira NDC do Brasil (NDC submetida a UNFCCC em 2016/arquivada), com o Desafio de Bonn (Bonn Challenge, 2011) e com o Plano Nacional de Recuperação da Vegetação Nativa (Planaveg, 2017). Esta medida de mitigação é um desafio e vai além da área considerada na meta da NDC 2016 (12 Mha até 2030). No entanto, isso pode ser possível com o apoio do governo, fundos internacionais, programas de pagamento por serviços ambientais e compensações florestais permitidas através do sistema de cap-and-trade imposto à Indústria.

Florestas plantadas de rápido crescimento (eucalipto e pinus) são importantes na remoção de carbono. Elas incluem florestas homogêneas e sistemas de integração lavoura-pecuária-floresta. A superfície das florestas plantadas chega a 13 Mha em 2030 e 19,5 Mha em 2050. Esta área atende à demanda de todos os setores: energia (carvão vegetal e lenha), indústria (celulose e papel, madeira serrada, compensado, painéis e outros) e produção de pellets para exportação.

No DDS, as emissões líquidas do setor AFOLU atingem valores negativos (-537 Mt CO<sub>2e</sub>), permitindo que o país alcance a neutralidade de carbono em 2050.

No CPS, a produção agrícola cresce mais do que no DDS (24% em 2020-2030 e 50% entre 2030 e 2050), resultante da maior demanda por biocombustíveis no CPS devido a uma frota com mais veículos de combustão interna e menos veículos elétricos do que no DDS. A área de cultivo agrícola aumenta 4,5% até 2030 e 7% no período 2030-2050, atingindo 76 Mha (sem a área de cultivos de segunda safra). A produção de carne bovina cresce 69%, atingindo 18,5 milhões de TEC em 2050, com um rebanho 23% maior, atingindo 263 milhões de cabeças e uma área de pastagem de 171 Mha (aumento de 4%).

A recuperação de pastagens no CPS equivale à metade do DDS. 30 Mha são recuperados até 2050, atingindo uma taxa de lotação de 1,54 cabeça/ha em 2050. As emissões da fermentação entérica crescem 23% entre 2020 e 2050. A taxa de penetração de tecnologias de baixo carbono, como o sistema de plantio direto e a fixação biológica



de nitrogênio, limita-se ao aumento da área plantada de soja. As emissões do setor agrícola aumentam 23% em 2050 em comparação com 2020.

Assim como no DDS, a área desmatada anualmente cresce até 2023 e diminui 10% entre 2023-2025. No entanto, a área anual desmatada simulada para 2025 (1,98 Mha) é mantida no período 2026-2050. O desmatamento desta área emite aproximadamente 1.024 Mt CO<sub>2</sub>eq por ano. Considerando o desinteresse do governo anterior em ampliar as áreas de proteção ambiental, bem como alocar recursos humanos e financeiros para sua gestão, o CPS não prevê a criação ou expansão de áreas protegidas entre 2021-2050, mantendo-se o nível de 2020 constante até 2050 (279 Mha). Esta área remove 391 Mt CO<sub>2</sub>eq em 2050.

Embora mais modestamente do que no DDS, o reflorestamento e a restauração de 3 Mha com espécies nativas em áreas públicas e privadas removem 55 Mt CO<sub>2</sub>eq até 2050. É equivalente a 25% da área considerada na primeira NDC para 2030 (12 Mha) (NDC submetida à UNFCCC em 2016/arquivada). A área de florestas plantadas com espécies de pinus e eucalipto cresce 60% entre 2020-2050, totalizando 13,5 Mha.

No CPS, as emissões líquidas da AFOLU totalizam 1.073 Mt CO<sub>2</sub>eq em 2050, um aumento de 13% em relação a 2020. Desse total, 60% vêm da agricultura e 40% da mudança do uso da terra e da silvicultura.

O setor agrícola brasileiro pode se tornar ainda mais competitivo globalmente se aumentar a produtividade de forma eficiente e sustentável. As pressões internacionais sobre o controle das cadeias agrícolas associadas à degradação e ao desmatamento contribuem para tornar o DDS viável. Os países que não se comprometerem a reduzir as emissões de GEE e controlar o desmatamento enfrentarão barreiras de mercado que dificultarão as exportações. As cadeias de soja, carne bovina e florestal são exemplos desse contexto que se aplica ao Brasil.

Programas de financiamento internacionais e nacionais com foco em mudanças climáticas, agricultura sustentável e meio ambiente ajudariam a tornar o caminho do DDS viável. Entre eles estão: Fundo Verde para o Clima, Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF), Fundo para Países Menos Desenvolvidos (LDCF - GEF), Fundo Especial para Mudanças Climáticas (SCCF - GEF), Fundo de Adaptação (AF) e Fundo Amazônia.

O plano de mitigação de AFOLU fornece mais pormenores sobre estes elementos.

## ❖ **Transporte**

Os cenários de transportes incorporam diferentes visões do futuro da mobilidade de passageiros e cargas no Brasil. O CPS representa a continuação dos atuais incentivos para os biocombustíveis e a eficiência energética, mas sem aumento da ambição após 2030. O DDS expande e diversifica o mercado de biocombustíveis, exigindo outras medidas, como aceleração da eletrificação da frota de veículos e expansão da infraestrutura de transporte em áreas-chave.

Globalmente, o DDS exige uma redução contínua na relação entre o preço da bateria e a densidade de energia. Os veículos totalmente autônomos continuam sendo um nicho de mercado, restrito a economias desenvolvidas ou testes piloto em países emergentes. O Óleo Vegetal Hidrotratado (HVO) se torna uma importante fonte de energia nas refinarias de petróleo, aproveitando a cadeia de distribuição de combustíveis fósseis líquidos.

Programas internacionais de financiamento focados em políticas e infraestrutura sustentáveis se tornam comuns entre os principais agentes financeiros.

Em ambos os cenários, a sociedade vivencia novas configurações de mobilidade ligadas ao envelhecimento populacional, teleatividades, novas tecnologias e mudanças estruturais. As cidades são planejadas para aumentar a integração e descentralizar as atividades para reduzir os tempos de deslocamento e o congestionamento. As principais áreas metropolitanas se concentram em modos de alta eficiência e transporte ativo, criando ambientes mais acessíveis aos pedestres. As teleatividades levam a mudanças no padrão de transporte de passageiros e cargas. Em áreas não metropolitanas, os sistemas de transporte mantêm o padrão histórico de crescimento e ordenação.

No DDS, os consumidores escolhem tecnologias mais eficientes e ecológicas, estimulando a penetração da eletromobilidade e dos biocombustíveis. O Brasil investe cada vez mais em infraestrutura de recarga e condições básicas para veículos elétricos, como normas e regulamentações, financiamento e novos modelos de negócio. Ao contrário do CPS, os novos fabricantes locais de caminhões elétricos, ônibus e componentes automotivos mudam o padrão da indústria, reduzindo o impacto da desvalorização da moeda local nas importações. A eletrificação da frota de ônibus e as medidas de priorização induzem a população a aumentar o uso do transporte público, reduzindo a necessidade de possuir um veículo particular. Os incentivos financeiros para desenvolver uma indústria nacional de bioenergia avançada expandem a oferta e a variedade de biocombustíveis, por exemplo, bioquerosene, bio-óleo e HVO.

Não haverá registro de automóveis com motores de combustão interna (MCI) a partir de 2045. Ao mesmo tempo, a penetração no mercado de veículos elétricos é ainda mais acelerada em comparação com o CPS. Em 2050, quase metade do estoque de automóveis será composto por híbridos (HEV), híbridos plug-in (PHEV) e veículos elétricos a bateria (BEV). Assim, a frota circulante de automóveis atingirá 76 milhões, com uma taxa de motorização inferior à observada no CPS (326 contra 456 carros por 1.000 habitantes). A mobilidade privada (pkm/cap) representará uma participação de 41% nesse cenário. A eletricidade atingirá 11% do total de energia consumida no transporte de passageiros, enquanto os biocombustíveis líquidos representarão 52%. Como resultado, as emissões de GEE cairão 52%, atingindo 49 Mt CO<sub>2</sub>e.

Ainda considerando o DDS, as ferrovias de carga a diesel são gradualmente modernizadas e eletrificadas por meio de aditivos contratuais em suas respectivas concessões. Os marcos regulatórios aumentam a produtividade nos transportes ferroviários e aquáticos. A logística sustentável e os programas de certificação aumentam a eficiência no transporte rodoviário. O redesenho das redes de transporte com foco em modos de alta capacidade equilibra razoavelmente a divisão modal do transporte de cargas brasileiro. Em 2050, o transporte rodoviário representará 42% da atividade de transporte (tkm) e o ferroviário e o aquaviário representarão 35% e 22%, respectivamente.

BEV, HEV e PHEV constituirão aproximadamente um terço do estoque de veículos de carga, concentrado nos transportes urbanos. Apesar dos avanços, a energia elétrica será responsável por apenas 3,4% da energia consumida no transporte de carga. Por sua vez, os biocombustíveis representarão 35%. Essas ações decorrem da priorização estratégica da eletrificação do transporte de passageiros, alocando o excedente de oferta de combustível líquido ao transporte de carga. As emissões de GEE cairão 32%, atingindo 62 Mt CO<sub>2</sub>e.

No CPS, a indústria de biocombustíveis está restrita ao biodiesel e ao etanol hidratado. Os incentivos à eletromobilidade são limitados a experimentos em áreas metropolitanas. O fim das vendas de carros de combustão interna deverá ocorrer apenas em 2050, quando o estoque total de carros atingir 106 milhões. A mobilidade privada representará uma participação de 50%, superior à do DDS. Essa participação decorre de uma menor proporção de transporte público e não motorizado, haja vista que menos investimentos são esperados. A eletricidade não é representativa neste cenário, chegando a apenas 4% do total de energia consumida no transporte de passageiros em 2050. No entanto, os biocombustíveis representarão 38% no mesmo ano. As emissões de GEE do transporte de passageiros aumentarão 25%, atingindo 126 Mt CO<sub>2</sub>e.

As ferrovias de carga continuam a ter apenas locomotivas diesel-elétricas. As atividades de transporte ferroviário e aquático crescem a níveis inferiores ao seu potencial. Em 2050, o transporte rodoviário representará 48% da atividade de transporte (tkm). BEV, HEV e PHEV atingirão 20% da frota de veículos de carga. A eletricidade será menos intensa em relação ao DDS, representando apenas 0,2% da energia consumida no transporte de carga até 2050. Os biocombustíveis líquidos representarão 18%. As emissões do transporte de mercadorias aumentarão 18%, atingindo 112 Mt CO<sub>2</sub>e.

Maiores detalhes desses elementos são fornecidos no Plano de Mitigação de Transporte.

#### ❖ **Indústria**

A indústria brasileira representou 26% do PIB nacional em 2019 (CNI, 2022). Esta participação diminuiu nos últimos 30 anos devido a sucessivas crises. No entanto, presume-se que o crescimento industrial seja reiniciado. De 2020 a 2050, a taxa média de crescimento anual do valor agregado das indústrias de cimento, ferro e aço e química atinge 2,6%, 1,9% e 1,7%, respectivamente.

As emissões setoriais da indústria correspondem a cerca de 11% (165 Mt CO<sub>2</sub>e) do total do país, em 2020, sendo que metade provém dos três setores acima mencionados. No CPS, assumindo o mesmo desempenho das atuais políticas e medidas de mitigação, as emissões de GEE atingem 267 Mt CO<sub>2</sub>e em 2050, 40% do consumo de energia e 60% da IPPU.

No DDS, a implementação de medidas de mitigação bem conhecidas no setor industrial reduz 34% de suas emissões de GEE em 2050, comparando com o CPS. Não são assumidos novos processos industriais nem tecnologias de mitigação. As ações de mitigação incluem: aceleração substancial da melhoria da eficiência energética, permitindo reduções na intensidade energética das indústrias variando entre 13 e 25% entre 2020-2050, dependendo do ramo industrial; troca de combustível para as energias renováveis, incluindo o aumento da utilização de carvão vegetal para a produção de gusa e de madeira e resíduos em fornos de cimento; e aumento do uso de cinzas e escória para substituir o clínquer na mistura de cimento. A substituição total dos HFCs por gases de baixo poder de aquecimento global (GWP, sigla em inglês) estaria perto da conclusão (redução de 96% de suas emissões) até 2050, em relação a 2020. Como resultado, as emissões de DDS atingem 176 Mt CO<sub>2</sub>e em 2050, com as indústrias intensivas em energia respondendo por 87% dessas emissões.

O plano de mitigação da indústria apresenta maiores detalhes.

### ❖ **Oferta de Energia**

Em ambos os cenários, a produção *offshore* de petróleo e gás a partir da camada pré-sal aumenta de forma constante. Após a forte redução do preço do petróleo devido à crise do COVID-19 (de 66 USD / barril em 2019 para 23 USD / barril em 2020) e o aumento dos preços do petróleo e do gás devido à guerra da Ucrânia, assumiu-se que os preços do petróleo atinjam 50 USD / barril em 2025 e variem em torno desse nível médio ao longo do período 2025-2050. Sob esses pressupostos, o aumento das participações da produção brasileira de petróleo é direcionado para as exportações, uma vez que os custos de produção permanecem baixos e competitivos no mercado mundial. No DDS, essa participação é maior, pois o consumo doméstico de petróleo e gás é 25% menor do que no CPS (em 2050), o que também permite controlar as emissões de GEE das refinarias e as emissões fugitivas.

As emissões totais da oferta de energia em 2050 são de 93 Mt CO<sub>2</sub>e no CPS e 52 Mt CO<sub>2</sub>e no DDS. No cenário CPS, as emissões relacionadas com a oferta total de energia diminuem até 2025 (devido à redução da utilização de centrais elétricas a combustíveis fósseis) e crescem ligeiramente em 2030 (principalmente devido ao autoconsumo e às emissões fugitivas). As emissões da geração de energia mostram pouco crescimento, atingindo o pico por volta de 2035 e depois diminuindo ligeiramente até 2050. No cenário DDS, as emissões relacionadas à oferta de energia diminuem (devido à redução do uso de usinas térmicas fósseis e à ausência de subsídios para geração térmica a carvão, além de medidas para reduzir a intensidade de carbono no refino e E&P). A tendência de expansão da geração de energia do Brasil já é baseada em fontes renováveis e, portanto, tem menores emissões de GEE do que a maioria dos outros países. Em ambos os cenários, as emissões de GEE da geração de eletricidade diminuem passando de 49 Mt CO<sub>2</sub>e em 2020 para 16 Mt CO<sub>2</sub>e no CPS e 2 Mt CO<sub>2</sub>e no DDS, em 2050.

O consumo de eletricidade cresce mais rapidamente do que o consumo geral de energia, mas os ganhos de eficiência no uso final permitem um menor crescimento do DDS. No CPS, o consumo de eletricidade cresce quase 80% de 2020 a 2050, atingindo 972 TWh (terawatt-hora), mas no DDS, o seu crescimento está limitado a 934 TWh (aumento de 73%), apesar de um aumento de 31 TWh na sua utilização nos transportes, graças a uma redução do consumo de 64 TWh no setor industrial, em comparação com o CPS.

No DDS, a geração de eletricidade brasileira atinge quase emissões líquidas zero até 2050. Em ambos os cenários, a energia hídrica, eólica e fotovoltaica são as principais fontes para expansão da oferta. Após 2040, quando o potencial hidrelétrico brasileiro estará quase totalmente explorado, a biomassa substituirá seu papel e complementarará as contribuições eólicas e solares. Em 2050, a capacidade instalada necessária de energia hidrelétrica será de 147 GW em ambos os cenários. A capacidade eólica *onshore* atinge 41 GW no CPS e 41GW no DDS, enquanto os sistemas fotovoltaicos representam 64 GW no CPS e 63 GW no DDS. A biomassa atinge 31 GW no CPS e 32 GW no DDS. O gás natural é restrito ao CPS com 11 GW e o eólico *offshore* ao DDS com 3 GW.

Além disso, as antigas usinas termelétricas são desativadas e substituídas por usinas renováveis (eólica, solar fotovoltaica e biomassa) devido aos seus custos mais baixos em ambos os cenários. No entanto, no CPS, o gás natural ainda desempenha um papel importante na geração de energia despachável. Por outro lado, no DDS,

grandes capacidades renováveis intermitentes são desenvolvidas usando cada vez mais a geração de energia hidrelétrica para garantir a flexibilidade da operação da rede.

A precificação global do carbono e o rápido desenvolvimento tecnológico em tecnologias de energia renovável (principalmente baterias, energia solar e eólica) são os principais facilitadores internacionais do DDS. Um imposto interno sobre o carbono pode reduzir a competitividade da produção de energia a partir do gás natural, ao passo que as melhorias tecnológicas e o desenvolvimento da experiência internacional podem permitir a competitividade das energias renováveis.

O plano de mitigação da energia fornece informações mais detalhadas sobre estes elementos.

### ❖ **Resíduos**

Ambos os cenários consideram que as metas da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) e do Plano Nacional de Saneamento (PNSB) são cumpridas quanto à ampliação da cobertura do serviço.

Em relação aos resíduos sólidos, o percentual de resíduos coletados aumenta de 92% hoje para 100% em 2035 em ambos os cenários. No DDS, a disposição adequada em aterro diminui de 57% para 29% em 2050 devido à adoção de outros tipos de tratamento, enquanto no CPS, chega a 61%.

No DDS, a taxa de captura de biogás e destruição de metano em aterros sanitários atinge 25% do biogás produzido em 2050. Assim como nos países desenvolvidos, são introduzidas usinas térmicas e biológicas, atingindo 20% e 6% do total de resíduos gerados, respectivamente. A taxa de reciclagem passa de 2% para 25% também em 2050.

No CPS, apenas a disposição em aterro é a opção tecnológica considerada, com a captura de biogás e a destruição de metano permanecendo a uma taxa de 12% durante todo o período. A taxa de reciclagem permanece em torno de 2%.

A coleta e o tratamento de esgoto em ETEs (estações de tratamento de efluentes) variam de acordo com os cenários. No DDS, a taxa passa de 42% para 96% considerando todas as águas residuais geradas, em 2050, com as estações de tratamento anaeróbio aumentando de 20% para 35% desse volume em 2050. No CPS, a taxa de coleta e tratamento chega a 50%, com o tratamento anaeróbio chegando a 24%. Considerando o metano gerado nessas plantas, no DDS, a taxa de destruição de metano passa de 33% para 43% em 2050, enquanto na CPS, permanece em 33%.

Em 2050, as emissões de GEE no DDS atingem 86 Mt CO<sub>2</sub>e, cerca de 50% menos do que o CPS, que aumenta até 169 Mt CO<sub>2</sub>e, o que significa 170% a mais do que as emissões de 2020 no setor de resíduos.

A extensão substancial dos serviços de saneamento para melhorar o atual déficit de infraestrutura pode aumentar significativamente as emissões, a menos que as tecnologias de captura e queima de biogás sejam massivamente introduzidas.

As emissões acumuladas de GEE evitadas neste setor são de cerca de 2 bilhões de toneladas de CO<sub>2</sub>e. As novas tecnologias serão rentáveis graças aos esquemas globais de precificação do carbono que levam ao comércio

internacional de créditos de carbono e aos fluxos financeiros necessários para atender aos requisitos de financiamento para esses investimentos.

O plano de mitigação de resíduos fornece informações mais detalhadas sobre estes elementos.

### 3. Metodologia de Modelagem<sup>3</sup>

Para simular os cenários, utilizamos uma modelagem que integra um conjunto de seis modelos setoriais a um modelo macroeconômico de equilíbrio geral (CGE) específico para o Brasil. Os modelos setoriais são: quatro modelos de demanda de energia (transportes, indústria, edificações e agricultura), um modelo para AFOLU e um modelo de oferta de energia (MATRIZ). Finalmente, um modelo de resíduos completa as estimativas.

As estimativas para a demanda de energia exigem dados semelhantes, como dados demográficos (população) e macroeconômicos (PIB, PIB setorial), bem como níveis de atividade e intensidade energética, de modo a fornecer resultados comparáveis (por exemplo, demanda final de energia em toneladas de óleo equivalente e emissões de GEE). No entanto, podem diferir amplamente em termos de especificação setorial, nível de detalhe e disponibilidade de outros dados.

O modelo 'Transport-Energy-Emissions Multi-Tier Analysis' (TEMA - Análise multinível de emissões de energia de transporte) é utilizado para calcular o uso de energia no setor de transportes brasileiro. O modelo foi desenvolvido por Gonçalves et al. (2019) e aplicado em estudos como Goes et al. (2020a; 2020b) e Gonçalves et al. (2020). Os cenários são projetados simulando a aplicação de políticas climáticas, tendências de mercado e comportamento do usuário que melhor representam as transformações da sociedade ao longo dos anos. Os dados macroeconômicos são utilizados para projetar a atividade de transporte (e a repartição modal) e a consequente utilização de energia bem como as emissões de GEE. No TEMA, o transporte rodoviário é o modo com o mais alto nível de detalhe, considerando 31 tecnologias que incluem categorias de veículos (por exemplo, carros, ônibus, caminhões) e *powertrains* (por exemplo, motores de combustão interna, veículos elétricos movidos a bateria, veículos híbridos, etc.). Os setores ferroviário, aéreo, aquático e de dutos são modelados de forma mais agregada devido à falta de dados em termos de tecnologia. Nesse caso, a abordagem "Activity-Structure-Intensity-Fuel" (ASI, Atividade-Estrutura-Intensidade-Combustível) é utilizada para calcular a utilização de energia e as emissões de GEE.

A abordagem ASIF também é aplicada para estimar o consumo de energia e as emissões de GEE do setor industrial brasileiro desagregado em onze segmentos: (i) Ferro e Aço, (ii) Ferroligas, (iii) Cimento, (iv) Indústria química, (v) Metais não ferrosos, (vi) Papel e Celulose, (vii) Alimentos e Bebidas, (viii) Têxtil, (ix) Mineração e pelletização, (x) Cerâmica, e (xi) Outras Indústrias. A estimativa das emissões de GEE é dividida em duas: (i) emissões do consumo de energia e (ii) emissões de processos industriais e uso de produtos (IPPU). No geral, os processos industriais que emitem GEE são a produção de metais, cimento e outros produtos minerais e produtos

---

<sup>3</sup> Este é um extrato de Wills, et al. 2021, com algumas atualizações.

químicos. As emissões de utilização do produto abrangem as emissões de HFC para refrigeração e as emissões de SF<sub>6</sub> de equipamentos de transporte e distribuição de eletricidade.

As emissões de GEE da demanda de energia de edifícios (residencial, comercial e administração pública) e da agricultura são estimadas considerando as tendências históricas na evolução da demanda de energia e hipóteses do CPS até 2050, de acordo com diferentes fatores. No setor residencial, a demanda de energia responde à demografia e à renda per capita. Nos setores de serviços e da agricultura é impulsionada pelo crescimento setorial do PIB. Dado que não são simuladas mudanças tecnológicas, este cálculo é suficientemente detalhado para fornecer as estimativas globais da demanda setorial de energia. Eventuais diferenças entre os cenários CPS e DDS refletem apenas pequenas mudanças na renda per capita e na participação do PIB na agricultura e nos serviços.

Além do desmatamento, a modelagem AFOLU estima os níveis de atividade futura por correlação com as taxas de crescimento do PIB. Os níveis de atividade são ajustados para atender à demanda por produtos agrícolas de outros setores (etanol, biodiesel e florestas plantadas homogêneas) e exportações, conforme definido pelo modelo CGE. Os pressupostos sobre os ganhos de produtividade são retirados da literatura pertinente e a maioria das estimativas de emissões é calculada de acordo com a metodologia do inventário nacional. Também é simulada a adoção de práticas de mitigação de baixo carbono na agricultura, conforme prescrito no Plano Nacional de Agricultura de Baixo Carbono - Plano ABC (recuperação de pastagens, fixação biológica de nitrogênio, sistemas de integração lavoura-pecuária-floresta e plantio direto). A simulação da produção e da área agrícola inclui soja, milho, cana-de-açúcar e um grupo de 14 culturas (algodão, amendoim, arroz, aveia, centeio, cevada, ervilha, fava, feijão, girassol, mamona, sorgo, trigo e triticale) e carne bovina. As taxas de desmatamento não são diretamente ligadas ao PIB, são definidas com base no julgamento de especialistas. Assim como a taxa de desmatamento, as terras a serem destinadas a unidades de conservação e as terras indígenas são determinadas de forma exógena. A área destinada à restauração de florestas nativas varia de acordo com os cenários.

Por fim, o modelo MATRIZ (CEPEL, 2020) representa o sistema energético brasileiro e detalha os setores de oferta de energia elétrica e refino de petróleo. O MATRIZ é um modelo de programação linear *bottom-up* para o planejamento de sistemas energéticos de médio a longo prazo, semelhante ao MESSAGE e ao TIMES (IEA-ETSAP, 2020; IIASA, 2020).<sup>4</sup> Uma função objetiva minimiza o valor presente do custo total de investimento e operação do sistema para suprir a demanda final exógena de energia com base na disponibilidade de recursos, escolhendo a melhor configuração para expansão de capacidade e oferta de energia no horizonte avaliado. As cadeias de energia são representadas pela ligação de níveis de energia primários, secundários, finais e úteis. Uma mistura de diferentes tecnologias representa conversões de energia e extrações de recursos. Quatro subsistemas operacionais respondem pela complexidade do setor elétrico brasileiro. Além disso, cada período da análise é detalhado em quatro estações, cada uma contendo dois níveis de demanda de energia: pico e fora de pico. Esse nível de especificação é essencial para a segurança energética, garantindo que o sistema atenda às demandas sazonais e horo-sazonais e à geração de energia, bem como a períodos potenciais de hidrologia crítica. O MATRIZ calcula

---

<sup>4</sup> MESSAGE e TIMES são ambos modelos *bottom up* de oferta de energia que usam programação linear para produzir um sistema de energia de menor custo, otimizado de acordo com uma série de restrições do usuário, geralmente em horizontes de tempo de médio a longo prazo.

as emissões de GEE de forma endógena. Uma penalidade é simulada na função objetivo especificamente para as tecnologias de combustíveis fósseis para representar a precificação do carbono.

Os modelos setoriais alimentam o IMACLIM-BR, um modelo de equilíbrio geral capaz de simular os efeitos macroeconômicos e sociais das políticas climáticas e da precificação de carbono no Brasil, (Wills et al., 2021; Gherzi, 2015; Hourcade et al., 2006).<sup>5</sup> É um modelo de simulação dinâmica que retrata o crescimento econômico anual resultante de pressupostos sobre disponibilidade de mão de obra e produtividade do trabalho. Além dessas especificações centrais e para aumentar a relevância empírica, de forma semelhante às versões de outros países, o IMACLIM-BR se desvia do padrão CGE neoclássico por meio de quatro características principais, criando assim um modelo CGE híbrido para o Brasil<sup>6</sup>.

Em primeiro lugar, o IMACLIM-BR é calibrado com base em dados híbridos originais que conciliam as contas nacionais com o balanço energético e os preços verificados no ano base. Os dados de 2015 recentemente atualizados assumem a forma de uma Matriz de Contabilidade Social de 19 setores apoiada por contas satélites de seis fluxos de commodities energéticas consistentes com os preços documentados do mercado de energia específicos de agentes. A contabilidade híbrida tem uma influência significativa na análise macroeconômica por meio da reavaliação das participações de custo da energia nas funções de produção por meio das parcelas orçamentárias de energia para as famílias e da desagregação do consumo de energia entre setores e agentes (Combet et al., 2014; Le Treut, 2017).<sup>7</sup>

Em segundo lugar, o IMACLIM-BR traça caminhos de crescimento sob restrição de fluxos de energia a preços específicos do agente e requisitos de capital para oferta de energia e uso final de energia (Gherzi, 2015). Isso aloca parte do valor agregado para despesas de energia sob restrição e parte das dotações de fatores primários para volumes de oferta de energia restritos. Essas restrições de volumes, custos e preços pesam sobre o crescimento econômico.

Em terceiro lugar, o IMACLIM-BR simula um crescimento subótimo baseando-se em trajetórias de investimento exógenas em vez de otimização intertemporal e considerando mercados não energéticos imperfeitos através da subutilização de capital e trabalho. No mercado de trabalho, a inércia dos salários reais impede o pleno emprego, ou seja, simula a taxa de desemprego por meio de uma "curva salarial" (Blanchflower e Oswald, 2005). A taxa de utilização do capital é uma variável exógena que efetivamente aumenta o estoque de capital disponível. A trajetória da mobilização da capacidade ociosa é calibrada de modo a ser compatível com a reabsorção gradual do desemprego em condições de BAU (para o nosso cenário BAU, ver abaixo). É comum a todos os cenários.

<sup>5</sup> O IMACLIM existe em uma versão multirregional global (Crassous et al., 2006; Sassi et al., 2010) e em um número crescente de versões de países (Hourcade et al., 2010; Testamentos, 2013; Schers et al., 2015; Le Treut, 2017; De Laet, 2017; Gupta et al., 2019, 2020; Soummane et al., 2020; Le Treut et al., 2021). Ver <http://www.centre-cired.fr/en/imaclim-network/imaclim-network-en/>.

<sup>6</sup> Por uma questão de transparência e para facilitar a expansão para novas economias, o IMACLIM, incluindo sua versão brasileira IMACLIM-BR, agora tem acesso aberto e hospedada no Github (Le Treut et al., 2019). Além disso, Le Treut (2020) apresenta as equações genéricas das versões nacionais do IMACLIM. Todas as especificações nele contidas aplicam-se ao IMACLIM-BR, salvo especificação em contrário nos parágrafos seguintes.

<sup>7</sup> Os 19 setores são: carvão, petróleo e derivados excluindo diesel, gás natural, biocombustíveis, diesel, eletricidade, silvicultura, pecuária, outra agricultura, cimento, ferro e aço, metais não ferrosos, produtos químicos, laticínios e produtos à base de carne, outras indústrias alimentícias, papel e celulose, outras indústrias, transportes e outras atividades. Os setores foram agregados a partir da matriz híbrida de 40 setores publicada em Grottera et al. (2021).



Por fim, o IMACLIM-BR se desvia ainda mais do paradigma neoclássico ao considerar o fechamento da poupança externa, ou seja, da balança comercial, para acomodar a dinâmica exógena do investimento e da poupança das famílias e o balanço orçamentário público resultante de alíquotas exógenas de impostos e dos gastos públicos (em proporção do PIB). Essa escolha de fechamento destina-se a representar a política monetária efetivamente adaptando a poupança externa para alinhar a poupança total com os requisitos de investimento (Taylor e Lysy, 1979).

O acoplamento entre os modelos *bottom-up* e o IMACLIM-BR é realizado por meio de uma troca de informações e dados chaves, de forma interativa, notadamente para atividade econômica setorial, intensidades e custos de energia, energia comercializada e custos de capital (Figura 1).

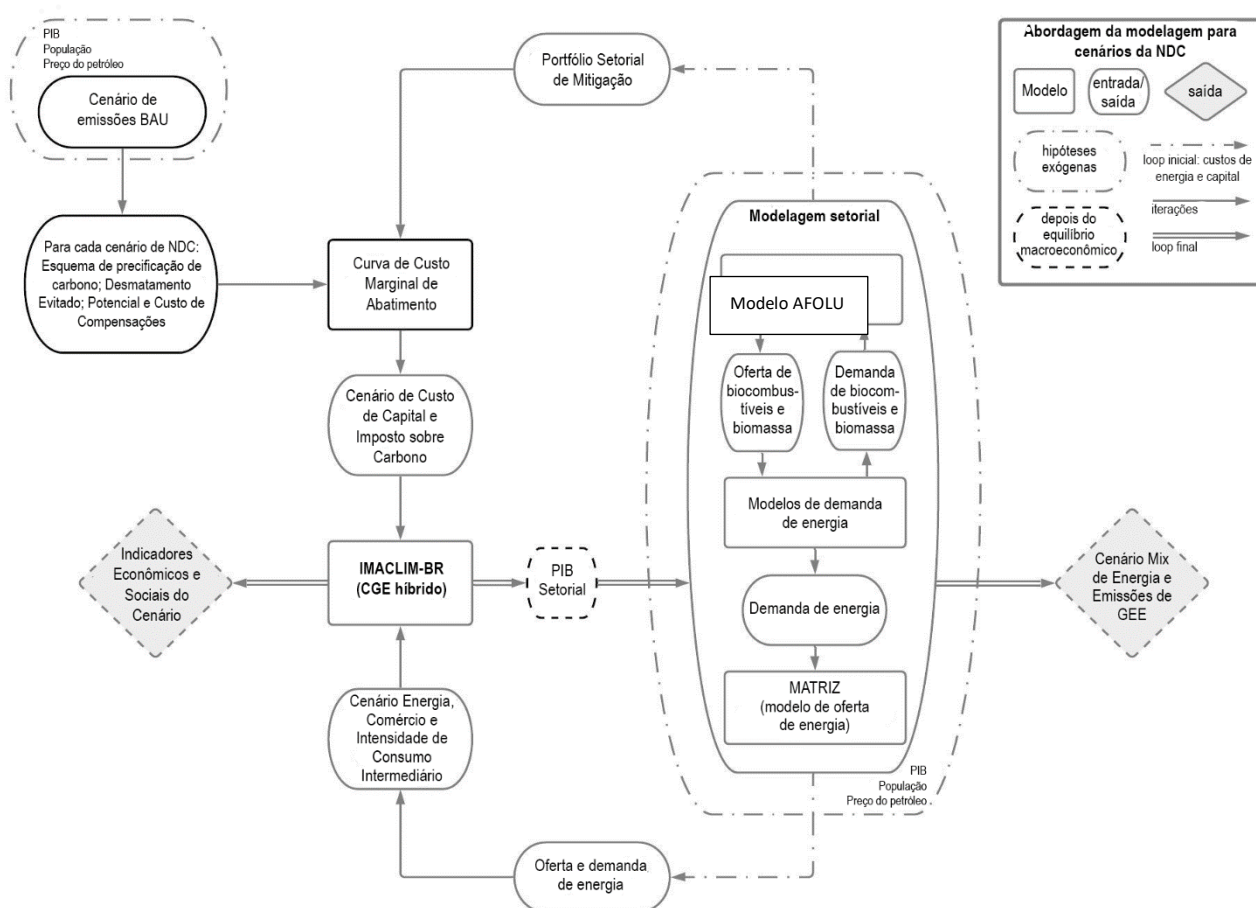


Figura 1. Diagrama de modelagem integrada para cenários do Brasil

Fonte: Adaptado de Wills et al. (2021)

O preço do carbono aumenta linearmente dentro de cada década, e auxiliou na definição de quais medidas de mitigação devem ser simuladas pelos modelos setoriais que informaram o IMACLIM-BR sobre a oferta e

demanda de energia e o total de investimentos necessários em mitigação. Esta troca de informações permite estimar os custos de mitigação e a demanda/oferta de energia por modelos setoriais e ser coerentes com a demanda de capital e os coeficientes de energia e tecnologia do modelo CGE. Após garantir o equilíbrio macroeconômico, além dos indicadores econômicos e sociais, o IMACLIM-BR disponibiliza novos níveis de atividade por setor, iniciando novamente o processo de iteração para calcular a demanda e oferta total de energia e o preço de equilíbrio do carbono.

Reduzir as emissões do desmatamento requer a retomada das políticas de comando e controle, já que a maioria delas resulta de atividades ilegais (Wills et al, 2021; Grottera et al., 2022).<sup>8</sup>

#### 4. Ações de Mitigação, Metas e Marcos por Setor<sup>9</sup>

Nos cenários, as emissões de GEE atingem -87 Mt CO<sub>2</sub>e no DDS e 1868 no CPS até 2050. A Tabela 1 apresenta os números por setor.

A maior parte das reduções de emissões de GEE vem da mudança do uso da terra e florestas. Em comparação com o CPS, em 2050, as emissões de DDS do desmatamento são 93% menores, uma redução de 967 Mt CO<sub>2</sub>e. Além disso, as remoções de carbono aumentam 87%, o equivalente a 531 Mt CO<sub>2</sub>e, graças ao aumento das áreas florestais e protegidas (terras indígenas e unidades de conservação). Os transportes são o segundo setor mais relevante, com uma redução de emissões de 129 Mt CO<sub>2</sub>e (54%), seguido do setor dos resíduos com uma redução de 83 Mt CO<sub>2</sub>e (49%), e das atividades pecuárias com 116 Mt CO<sub>2</sub>e (22%). Finalmente, na indústria, a redução é de 91 Mt CO<sub>2</sub>e (34%), e na oferta de energia somada a outros setores de consumo de energia é de 41 Mt CO<sub>2</sub>e (35%). A única atividade com um ligeiro aumento nas emissões é o cultivo, com 4 Mt CO<sub>2</sub>e (3%) a mais no DDS devido a um crescimento expressivo na produção, apesar da área agrícola aumentar moderadamente devido a altos ganhos de produtividade.

No DDS, apenas dois setores têm emissões de GEE mais altas em 2050 do que no ano-base de 2020: as atividades de cultivo aumentam as emissões em 29% e a indústria em 7%. Nestes casos, sob a suposição de que não há grandes avanços ou tecnologias disruptivas, a melhoria tecnológica atual é insuficiente para compensar os níveis de produção mais elevados.

---

<sup>8</sup> Carolina Grottera, Giovanna Ferrazzo Napolini, Emilio Lèbre La Rovere, Daniel Neves Schmitz Gonçalves, Tainan de Farias Nogueira, Otto Hebeda, Carolina Burle Schmidt Dubeux, George Vasconcelos Goes, Marcelo Melo Ramalho Moreira, Gabriela Mota da Cruz, Claudio Joaquim Martagão Gesteira, William Wills, Gabriel Malta Castro, Márcio de Almeida D'Agosto, Gaëlle Le Treut, Sergio Henrique Ferreira da Cunha, Julien Lefèvre. Implicações da política energética dos cenários de precificação de carbono para a implementação da NDC brasileira, Política Energética, Volume 160, 2022, 112664, versão impressa ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112664>.

<sup>9</sup> Esta seção é um extrato do relatório DDPBIIICS atualizado pela Climate and Development Initiative (Unterstell e La Rovere, et al., 2021)

**Tabela 1.** Total de emissões brasileiras de GEE por setor, 2005-2050, nos cenários CPS (políticas atuais) e DDS (descarbonização profunda) (Mt CO<sub>2</sub>e)

MtCO <sub>2</sub> e	Cenário	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Mudança de Uso do Solo (MUT) – emissões brutas	CPS	2.258	933	932	1034	1.039	1.039	1.039	1.039
	DDS					1.039	624	204	72
Remoções (MUT, Floresta, Áreas Protegidas e Outros)	CPS	-678	-675	-562	-608	-591	-573	-593	-610
	DDS					-683	-747	-882	-1.141
Agricultura	CPS	127	143	157	92	93	97	101	115
	DDS					91	99	106	119
Pecuária	CPS	393	395	399	432	450	466	485	529
	DDS					442	453	444	413
Transporte	CPS	139	174	206	175	195	209	220	240
	DDS					181	166	138	111
Indústria (Energia + IPPU)	CPS	141	162	167	165	176	194	231	267
	DDS					164	169	175	176
Energia (Oferta + Residencial e Serviços)	CPS	115	128	182	124	111	126	116	118
	DDS					96	93	86	77
Resíduos	CPS	67	74	84	99	110	121	143	169
	DDS					102	102	93	86
Total	CPS	2.562	1.336	1.564	1.511	1.584	1.679	1.742	1.868
	DDS					1.432	957	364	-87

Fonte: 2005-2015 a partir de Brasil (2020); estimativas dos autores para 2020-2050 (Unterstell, La Rovere et al., 2021)<sup>10</sup>

- Contribuição setorial para a mitigação

No DDS, além do enorme esforço para conter o desmatamento e aumentar as remoções, a política de precificação do carbono fornece as ações complementares de mitigação em outros setores necessárias para atingir emissões líquidas zero em 2050. A Tabela 2 apresenta as emissões acumuladas de GEE evitadas por década (Mt CO<sub>2</sub>e).

<sup>10</sup> Unterstell e La Rovere et al., (2021). Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030

**Tabela 2.** Emissões evitadas cumulativas (CPS-DDS) por ações de mitigação, por década (Mt CO<sub>2</sub>e)

Emissões evitadas cumulativas por década (Mt CO <sub>2</sub> e)	Décadas		
	2021 – 2030	2031 – 2040	2041 – 2050
<b>Ações de mitigação total</b>	<b>2.584</b>	<b>9.720</b>	<b>14.548</b>
<b>Política de Precificação de Carbono</b>	<b>1.188</b>	<b>2.809</b>	<b>5.358</b>
<b>AFOLU</b>	<b>785</b>	<b>1.483</b>	<b>3.281</b>
Restauração de florestas nativas em áreas públicas (por meio de concessão governamental)	57	302	1.291
Restauração de mata nativa em áreas privadas (compensações)	181	322	572
Florestas plantadas (sistemas lavoura-pecuária-floresta integrados e florestas homogêneas)	275	244	275
Agricultura	70	76	38
Pecuária (restauração de pastagens degradadas, intensificação, outros)	202	538	1.105
<b>Transporte (carga e passageiro)</b>	<b>239</b>	<b>639</b>	<b>1.064</b>
Troca de modal	65	169	271
Eletromobilidade	125	346	520
Biocombustíveis	48	124	273
<b>Indústria</b>	<b>139</b>	<b>387</b>	<b>694</b>
Indústrias energo-intensivas	99	257	451
Indústria leve (resto da indústria)	40	129	243
<b>Oferta de Energia</b>	<b>25</b>	<b>300</b>	<b>319</b>
Geração de eletricidade	8	112	100
Autoconsumo e emissões fugitivas	17	188	219
<b>Outras políticas de mitigação</b>	<b>1.396</b>	<b>6.911</b>	<b>9.190</b>
<b>AFOLU</b>	<b>1.290</b>	<b>6.531</b>	<b>8.458</b>
Redução da taxa anual de desmatamento + aumento de unidades de conservação, terras indígenas e outras áreas protegidas	1.290	6.531	8.458
<b>Resíduos</b>	<b>106</b>	<b>380</b>	<b>732</b>

Fonte: Baseado em La Rovere et al. (2021) e Unterstell, La Rovere et al. (2021) com ajustes de atualização

As políticas de comando e controle combinadas com a restrição do acesso de agricultores e pecuaristas a créditos públicos (sujeitos à conformidade com as leis e regulamentos ambientais) são responsáveis por 65% do total cumulativo de reduções de emissões de GEE até 2050 por meio da redução acentuada da taxa anual de desmatamento. O registro de 2004-2012 já demonstrou o potencial destas medidas se puderem ser novamente adotadas com êxito. As medidas de comando e controle permitem também aumentar a captura de carbono, aumentando o número e a superfície das áreas de conservação (por exemplo, áreas de preservação permanente, demarcação de terras indígenas e outras reservas legais).

A política de precificação do carbono pode fornecer 35% do total de emissões acumuladas evitadas até 2050 em diferentes setores: AFOLU (59%), Transportes (21%), Indústria (13%) e Oferta de energia (7%). A

restauração da vegetação nativa em áreas públicas e privadas tem um potencial de redução significativo e custos mais baixos do que em outros setores. Permite a remoção de 1650 Mt CO<sub>2</sub>e até 2050, quando a restauração da vegetação nativa atinge 30,18 milhões de ha. As áreas privadas apresentam custos mais atrativos do que as áreas públicas (5,3 versus 12,9 USD/t CO<sub>2</sub>e em 2021, 6,1 versus 21,3 em 2031 e 6,8 versus 23,5 em 2041). Considerando a aplicação do Código Florestal, as áreas privadas geram maiores emissões evitadas cumulativas nos períodos 2021-2030 (181 versus 57 Mt CO<sub>2</sub>e) e 2031-2040 (322 versus 302 Mt CO<sub>2</sub>e) do que as áreas públicas. No entanto, na última década, a maior parte das remoções vem de áreas públicas, graças a uma melhor relação custo-benefício. Assim, sua contribuição para as emissões cumulativas evitadas de GEE ao longo do período 2020-2050 alcança 1.650 contra 1.075 Mt CO<sub>2</sub>e de áreas privadas.

A análise dos custos de mitigação indica a trajetória dos preços do carbono. Os custos de uma determinada opção de mitigação podem variar ao longo das três décadas devido ao aumento das economias de escala e variações nos pressupostos de custo (por exemplo, diminuição dos custos para veículos elétricos e eletricidade renovável). A Tabela 3 apresenta as emissões evitadas acumuladas de cada década por faixa de custo de mitigação (USD/t CO<sub>2</sub>e).

Uma parte significativa das emissões evitadas pode ser obtida a custos negativos. Por exemplo, as trocas de modais no setor do transporte de mercadorias (por exemplo, de rodoviário para ferroviário e aquaviário), uma vasta gama de medidas de eficiência energética na indústria e práticas agrícolas sustentáveis (por exemplo, sistemas de plantio direto, fixação biológica de nitrogênio) podem ser implementadas a custos negativos até 2050. Na última década, essa participação foi reduzida para 13%.

Um caminho para emissões líquidas zero de GEE em 2050 pode ser alcançado com um preço de carbono de 19,0, 34,1 e 49,3 USD/t CO<sub>2</sub>e, respectivamente, em cada década (taxa de câmbio de 2020). AFOLU continua a ser o setor-chave, uma vez que apresenta o maior potencial de mitigação, com um baixo custo por emissão de GEE evitada. As medidas de eficiência energética na indústria e a eletromobilidade no transporte de passageiros também fazem contribuições relevantes. A carteira de ações de mitigação identificada apresenta um declínio significativo nos retornos marginais após 26,6 USD/t CO<sub>2</sub>e. Portanto, uma trajetória muito mais econômica dos preços do carbono (como 19,0, 22,8 e 26,6 USD/t CO<sub>2</sub>e em cada década, por exemplo) pode fornecer uma meta ambiciosa de mitigação em 2050, não garantindo, mas se aproximando da neutralidade climática, pois forneceria 100%, 87% e 94% das emissões acumuladas evitadas no DDS em cada década. Isso se deve principalmente à hipótese de utilização apenas das tecnologias disponíveis. Ele ilustra o vasto potencial de mitigação pronto para ser aproveitado a baixos custos no Brasil, mesmo antes da implantação de novas tecnologias disruptivas que devem entrar em operação até 2050.

**Tabela 3.** Emissões evitadas cumulativas (CPS-DDS) por faixa de custo de ações de mitigação, por década (Mt CO<sub>2</sub>e)

Faixas de custo da ação de mitigação (USD / t CO <sub>2</sub> e)	2021 – 2030		2031 – 2040		2041 – 2050	
	Mt CO <sub>2</sub> e	% Mt CO <sub>2</sub> e / período	Mt CO <sub>2</sub> e	% Mt CO <sub>2</sub> e / período	Mt CO <sub>2</sub> e	% Mt CO <sub>2</sub> e / período
até 3,8	365	36%	1.060	40%	1.647	32%
até 7,6	659	65%	1.613	62%	2.236	43%
até 11,4	659	65%	1.613	62%	3.299	63%
até 15,2	963	95%	1.619	62%	3.299	63%
até 19,0	1,013	100%	1.619	62%	3.299	63%
até 22,8			2.282	87%	3.308	63%
até 26,6			2.309	88%	4.916	94%
até 30,4			2.319	89%	4.916	94%
até 34,2			2.618	100%	4.916	94%
até 49,3					5.254	100%

- Implicações macroeconômicas e sociais do cenário de mitigação

O DDS permite alcançar a neutralidade de carbono, mantendo resultados de desenvolvimento econômico e social ligeiramente melhores do que o CPS. Ao longo do período até 2050, o PIB e o PIB per capita são ligeiramente mais elevados, a taxa de desemprego é ligeiramente inferior e o rendimento disponível médio para a classe de rendimento familiar mais pobre é ligeiramente superior ao CPS. As Tabelas 4 e 5 comparam os resultados macroeconômicos e sociais dos dois cenários.

**Tabela 4.** Principais resultados macroeconômicos dos cenários

Cenário	2015	2020	CPS (2030)	CPS (2050)	DDS (2030)	DDS (2050)
População	203	212	225	233	225	233
PIB (Bilhões 2020 USD)*	1.438	1.405	1.810	2.692	1.814	2.695
Varição do PIB em relação ao CPS	-	-	-	-	0,3%	0,1%
PIB per capita (Mil 2020 USD)	7,07	6,64	8,05	11,56	8,07	11,57
Balança Comercial (% do PIB)	-0,4%	-1,0%	-0,4%	-0,2%	-0,5%	-0,9%
Taxa de desemprego (%)	9,5%	7,6%	6,9%	7,4%	6,8%	7,2%
Índice de preços em relação ao CPS (CPS=1)	-	-	-	-	1,01	1,04
Total das emissões líquidas (Mt CO <sub>2</sub> e)	1.564	1.511	1.679	1.868	957	-87
Emissões per capita (t CO <sub>2</sub> e)	7,70	7,13	7,46	8,02	4,25	-0,37
Preço do carbono (2020 USD/t CO <sub>2</sub> e)	-	-	-	-	19,0	49,3
Receitas de precificação de carbono (Bilhões 2020 USD)	-	-	-	-	16,0	43,0

\* taxa de câmbio: 5,15 R\$/USD (2020).

Fonte: com base em La Rovere, et al. (2021) e Unterstell, La Rovere et al. (2021)

**Tabela 5.** Renda disponível das famílias por cenário e por classe de renda, 2015-2050

Cenário	2015	2020	CPS (2030)	CPS (2050)	.DDS (2030)	.DDS (2050)
Renda Disponível HH1 (2015=1) (20% mais pobres das famílias)	1,00	1,05	1,45	2,43	1,46	2,46
Renda Disponível HH2 (2015=1) (40% dos domicílios)	1,00	1,04	1,38	2,16	1,38	2,17
Renda Disponível HH3 (2015=1) (30% dos domicílios)	1,00	1,01	1,29	1,92	1,29	1,93
Renda Disponível HH4 (2015=1) (10% mais ricos das famílias)	1,00	0,98	1,22	1,79	1,23	1,80
Renda Disponível HH1 (em relação ao CPS)	-	-	-	-	0,3%	1,15%
Renda Disponível HH2 (em relação ao CPS)	-	-	-	-	0,07%	0,35%
Renda Disponível HH3 (em relação ao CPS)	-	-	-	-	-0,01%	-0,08%
Renda Disponível HH4 (em relação ao CPS)	-	-	-	-	-0,06%	-0,28%

Fonte: com base em La Rovere, et al. (2021) e Unterstell, La Rovere et al. (2021)

A política de precificação do carbono conduz a níveis de preços internos mais elevados, contribuindo para a deterioração dos termos de troca e afetando os resultados da balança comercial. A relação déficit da balança comercial/PIB é mais elevada no DDS do que no CPS, ao longo do período até 2050, embora inferior à de 2020 (mas superior à de 2015).

A reciclagem inteligente das receitas da precificação de carbono pode ser socialmente amigável. As receitas de carbono são distribuídas de volta para a economia, mantendo a evolução da capacidade líquida de financiamento do governo idêntica nos cenários CMA e REF, sob as seguintes regras: (i) parte das receitas de carbono é transferida de volta do governo para as famílias para neutralizar o efeito do preço do carbono sobre poder de compra; (ii) o

restante das receitas de carbono é usado para reduzir os encargos trabalhistas. Este último reduz as distorções na economia e é fundamental para criar mais 150 mil empregos no DDS em comparação com o CPS. Esses empregos são criados principalmente nos setores de serviços, transporte, florestas e biocombustíveis. O preço do carbono penaliza os setores intensivos em carbono em uma proporção mais alta, e a reciclagem das receitas de carbono favorece setores mais intensivos em mão-de-obra e classes domésticas mais pobres.

Os níveis mais elevados de emprego e salário no DDS melhoram a distribuição de renda. O impacto positivo nos níveis de renda das famílias é particularmente relevante nos grupos HH1 e HH2 (60% da base), que dependem mais da renda do trabalho. O HH1 (os 20% de domicílios mais pobres, a maioria dos quais estava abaixo da linha de extrema pobreza no ano base) se beneficia ainda mais do cenário DDS devido às transferências diretas das receitas de carbono coletadas do governo.

O DDS permite a neutralização das emissões de GEE em 2050, ao mesmo tempo em que mitiga os efeitos adversos da tributação do carbono nas famílias pobres. Os ganhos de renda disponível no DDS são significativos em comparação com o CPS, graças a níveis mais altos de atividade, menores encargos trabalhistas e maiores transferências do governo, que se refletem em mais empregos e maior renda. O DDS também é progressivo na distribuição de renda ao longo do período até 2050, já que as classes de renda mais baixas apresentam maior crescimento da renda disponível do que as mais ricas e um aumento mais rápido do que no CPS.

- Políticas e ações prioritárias de curto prazo no caminho para o zero líquido em 2050

As prioridades para o curto prazo derivadas da análise de cenários são:

- ✓ Retomar as políticas bem-sucedidas adotadas no passado recente (2004-2012) para reduzir drasticamente as taxas anuais de desmatamento (comando e controle e instrumentos econômicos).
- ✓ Desenvolver mecanismos financeiros inteligentes para promover o financiamento de oportunidades de investimento, principalmente na restauração da cobertura florestal e infraestrutura de baixo carbono.
- ✓ Precificação do carbono: fornecer um sinal estável e de longo prazo para induzir os agentes econômicos a escolher tecnologias de baixo carbono por meio de um esquema de *cap-and-trade* bem estruturado para a indústria e uma taxa de carbono em outros setores.
- ✓ Contar com o setor AFOLU para reduzir e capturar a maior parcela de emissões na primeira metade do século para se aproximar da meta líquida zero até 2050 ajuda a reduzir os custos gerais para o Brasil e fornece tempo suficiente para que as tecnologias disruptivas sejam economicamente viáveis.

No setor de AFOLU, políticas e ações focadas na redução do desmatamento e no aumento dos sumidouros de carbono são fundamentais no Brasil. Infelizmente, o governo que se encerrou em 2022 interrompeu várias políticas ambientais bem-sucedidas; portanto, as taxas anuais de desmatamento aumentaram nos últimos anos. A



retomada das estratégias de comando e controle – monitoramento, fiscalização, cobrança de multas e aplicação de embargos – que já são conhecidas e eficazes na redução do desmatamento, é considerada uma prioridade de curto prazo. Outras políticas e ações efetivas são: promover a articulação e a integração entre os diversos órgãos governamentais; regularização ambiental e fundiária; concessão florestal em terras públicas não designadas para qualquer uso específico; ampliação das áreas de conservação sob a categoria de unidades de conservação e demarcação de terras indígenas.

No setor agropecuário, políticas e ações efetivas estão associadas ao condicionamento de empréstimos públicos em condições favoráveis a agricultores e pecuaristas ao cumprimento do Código Florestal e das normas ambientais (Cadastro Ambiental Rural – CAR); monitoramento da origem dos produtos agrícolas (rastreadabilidade) e restrição à comercialização de produtos associados ao desmatamento; e mecanismos financeiros para promover práticas agrícolas de baixo carbono, incluindo assistência técnica e extensão rural.

No transporte, as reduções mais rápidas de emissões de GEE no curto prazo podem ser alcançadas acelerando-se o programa **RenovaBio** com metas maiores para as vendas de biocombustíveis e atualizando-se regularmente as metas de eficiência energética para motores de combustão interna. Isso inclui um maior incentivo público aos biocombustíveis de segunda geração, particularmente **HVO**, cada vez mais adicionado às misturas de biodiesel-diesel. A introdução da taxa de carbono sobre a gasolina e o diesel também é necessária. Além disso, é necessário implantar um conjunto complementar de instrumentos de política para priorizar o transporte público. Isso significa aumentar os subsídios e as isenções fiscais aos sistemas de transporte público de massa para melhorar a capacidade do setor de lidar com a incerteza e a instabilidade econômica pós-pandemia. A concepção e implementação de novos modelos de negócio associados à penetração dos carros elétricos pode ajudar a recuperar e melhorar o serviço de transporte rodoviário urbano (altamente impactado pela pandemia). Além disso, o desenvolvimento e a aprovação de normas e regulamentos, combinados com campanhas de educação e conscientização, são necessários para o crescimento do mercado de veículos elétricos (principalmente nas áreas metropolitanas).

O apoio financeiro ao investimento em tecnologias de baixo carbono através de mecanismos de crédito e isenções fiscais são prioridades de curto prazo para a indústria. A transição para uma indústria menos intensiva em carbono deve ser apoiada por investimentos significativos e uma mudança na atual estrutura financeira que não favorece as tecnologias de baixo carbono. O acesso a produtos financeiros e isenções fiscais para esses tipos de investimento é necessário para torná-los mais rentáveis. Além disso, um sistema de *cap-and-trade* para redução de emissões de GEE na indústria, permitindo compensações da AFOLU até um limite, é fundamental para ajudar a descarbonizar o setor. A precificação do carbono melhora a competitividade e os benefícios às empresas que assumem a liderança.

No que diz respeito à oferta de energia, é fundamental manter a política energética nacional orientada para explorar o potencial de implantação de energias renováveis. Um esquema de precificação do carbono incentivará o uso e a produção de biocombustíveis e evitará o aumento da capacidade de geração de energia termelétrica a combustíveis fósseis. O gás natural é um combustível de transição para uma transformação sustentável do sistema energético, enquanto devem ser aplicados incentivos para acelerar o descomissionamento da geração a carvão. A

eliminação gradual dos subsídios aos combustíveis fósseis, que não ajudam os pobres e dificultam os esforços em matéria de energias renováveis e de eficiência energética, é também uma medida fundamental. A reforma dos subsídios aos combustíveis fósseis deve ser acompanhada de um apoio transitório direcionado e limitado no tempo para indústrias, comunidades, regiões e consumidores vulneráveis. Os incentivos à geração distribuída de energia solar fotovoltaica têm de ser mantidos durante algum tempo (os subsídios e as isenções fiscais só seriam totalmente retirados em 2045).

No setor dos resíduos, é fundamental conceber e implementar incentivos e regulamentos adequados para promover a captura e queima do biogás e a sua utilização como combustível. Promover a capacitação dos municípios e incentivar parcerias para desenvolver um portfólio de oportunidades de investimento também é fundamental. O aumento das taxas de reciclagem pode ser alcançado através de uma regulamentação mais rigorosa e de sinais de mercado corretos para incentivar a reinserção de materiais de sucata e resíduos pós-consumo no ciclo económico.

- Principais facilitadores e aceleradores internacionais de transições domésticas

As principais condições internacionais que tornam o DDS plausível no Brasil são:

- ✓ Forte esforço internacional para cumprir o Acordo de Paris, com a maioria dos países adotando a precificação do carbono.
- ✓ Apoio substancial dos países do Anexo I para promover fluxos financeiros direcionados para ações de mitigação em países não incluídos no Anexo I, incluindo tanto os instrumentos de financiamento climático no âmbito da UNFCCC (GCF, SDM) como as iniciativas financeiras internacionais para canalizar capital privado para investimentos de baixo carbono.
- ✓ Os preços internacionais do petróleo permitem que a produção doméstica de petróleo *offshore* do pré-sal seja competitiva.
- ✓ Mecanismos comerciais preferenciais com impostos mais baixos que incentivem as importações de produtos de baixo carbono (por exemplo, aço verde) pelos países do Anexo I e exijam rastreabilidade e prova de origem das exportações de produtos agrícolas e florestais (contribuindo para o controle do desmatamento no Brasil).

**AFOLU:** Imposto de ajuste de fronteira de acordo com as pegadas de carbono e incentivos de mercado para produtos agrícolas e florestais com rastreabilidade e prova de origem podem ajudar a controlar o desmatamento no Brasil. A crescente demanda internacional por pellets de madeira pode ajudar o Brasil a plantar florestas para exportação maciça. O consumo global de carne per capita aumentará, e o Brasil continuará sendo um importante ator global no fornecimento de carne bovina. A demanda continuará aumentando à medida que a carne se tornar mais acessível nos países em desenvolvimento e menos desenvolvidos. O crescimento económico global, especialmente em países asiáticos e latino-americanos com grandes classes médias, favorecerá o crescimento da demanda por carne, mesmo com um declínio na demanda dos países desenvolvidos.

**Transportes:** A consciencialização global e os interesses locais (decisores políticos e potenciais investidores) convergirão, tornando a mobilidade elétrica a bateria a principal mudança tecnológica no setor dos transportes, em detrimento, por exemplo, dos veículos a célula de combustível, dos híbridos não plug-in e dos convencionais equipados com motores de combustão interna. O fim da produção de veículos de passageiros com motores de combustão interna em larga escala ocorrerá primeiro nos países exportadores líderes. Ao mesmo tempo, a relação entre preço e densidade energética das baterias continuará em declínio, atingindo a paridade de preço de compra em relação aos veículos convencionais no Brasil entre 2035 e 2040. O ritmo lento em comparação com os principais atores globais se deve à ausência de fabricantes e fornecedores locais de veículos elétricos e a uma moeda instável. As principais rotas que conectam as áreas metropolitanas regionais e nacionais entre os países fornecerão estações de carregamento para médias e longas distâncias. Os problemas relacionados à interoperabilidade entre estações geridas por diferentes operadores e a segunda vida útil das baterias de veículos elétricos não serão representativos. Os biocombustíveis *drop-in* serão fundamentais ao considerar soluções não elétricas em todos os países, sendo alocadas sobretudo ao transporte de carga de longa distância.

**Indústria:** A precificação global de carbono e a implantação de tecnologias de baixo carbono ajudam a indústria nacional a embarcar em um caminho de descarbonização. Os preços globais do carbono tornarão os produtos menos intensivos em carbono mais competitivos, recompensando os pioneiros que investem em tecnologias de baixo carbono. Novos processos industriais econômicos reduzirão a pegada de carbono do cimento e do aço. Os custos de investimento são um dos principais obstáculos para o setor. Tecnologias como a redução direta do minério de ferro usando hidrogênio são caras para a indústria brasileira. A consolidação de novas tecnologias e a diminuição de custos serão fundamentais para ajudar na descarbonização do setor industrial.

**Oferta de energia:** Pesquisa, desenvolvimento e transferência de tecnologia mais eficazes e financiamento internacional de investimento de longo prazo são os principais facilitadores para a descarbonização no setor. A disponibilidade de tecnologias custo-efetivas de gás natural para substituir o carvão e os derivados de petróleo na indústria (por exemplo, redução direta do minério de ferro para a fabricação de aço), bem como para a geração de energia com baixo fator de carga (para complementar fontes de energia intermitentes, como geração eólica e solar) ajudará a evitar o *lock-in* de carbono (se o gás natural for canalizado para a geração de energia de carga na base). Os preços internacionais do petróleo permitirão que a produção doméstica de petróleo *offshore* do pré-sal seja competitiva. Isso proporcionará a oportunidade de ampliar o uso da renda do petróleo para a melhoria da educação e da saúde no país. A reciclagem das receitas de preços de carbono para reduzir os impostos sobre o trabalho e reduzir os custos de capital incentivará a criação de empregos e o investimento em infraestrutura de baixo carbono, melhorando a produtividade econômica geral.

**Resíduos:** Os fluxos financeiros internacionais, tanto através do artigo 6.º do Acordo de Paris como dos mercados voluntários de carbono, podem aumentar significativamente os investimentos na captura e queima de biogás. A promoção da utilização do biogás como fonte de energia (por exemplo, como biometano) e a transferência de tecnologia de outras soluções ambientalmente adequadas podem ajudar a mitigação neste setor.

- Resumo das principais conclusões

- ✓ O DDS é apenas um entre muitos caminhos para o Brasil alcançar a neutralidade climática até 2050.
- ✓ Pressuposto subjacente: utilização apenas das tecnologias disponíveis; enorme potencial de mitigação a baixos custos no Brasil mesmo antes da implantação de *breakthroughs* tecnológicos.
- ✓ A redução acentuada da taxa anual de desmatamento e a restauração da vegetação nativa em áreas públicas e privadas têm um potencial de redução significativo e custos mais baixos do que as ações de mitigação em outros setores.
- ✓ Um caminho para emissões líquidas zero de GEE em 2050 pode ser alcançado com um preço de carbono de 19,0, 34,1 e 49,3 USD / t CO<sub>2</sub>e, respectivamente, em cada década.
- ✓ Esta via de precificação do carbono permite estabelecer metas e marcos setoriais de mitigação consistentes com uma meta de emissões líquidas zero de GEE em toda a economia em 2050, abrindo caminho para a criação de um esquema de *cap-and-trade* para o setor industrial e planos de mitigação setoriais.
- ✓ O DDS permite alcançar a neutralidade de carbono e, ao mesmo tempo, alcançar resultados de desenvolvimento econômico e social ligeiramente melhores do que o CPS (graças a uma reciclagem inteligente das receitas de precificação de carbono).

- Visualização dos resultados do país

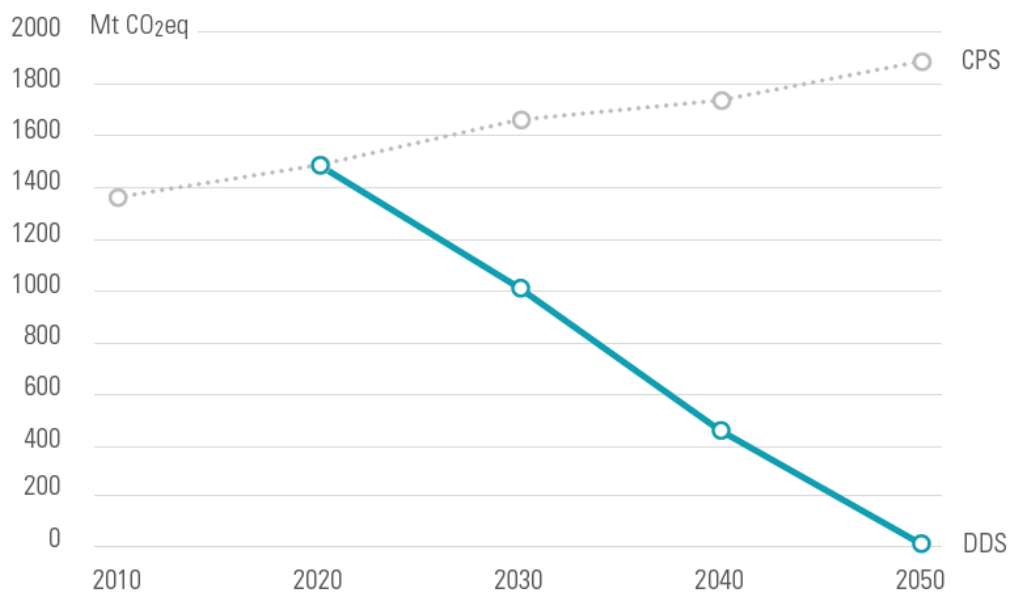


Figura 2. Emissões de GEE sob os cenários de políticas atuais (CPS) e de descarbonização profunda (DDS) (Mt CO<sub>2</sub>e)

Fonte: La Rovere, et al. (2021)

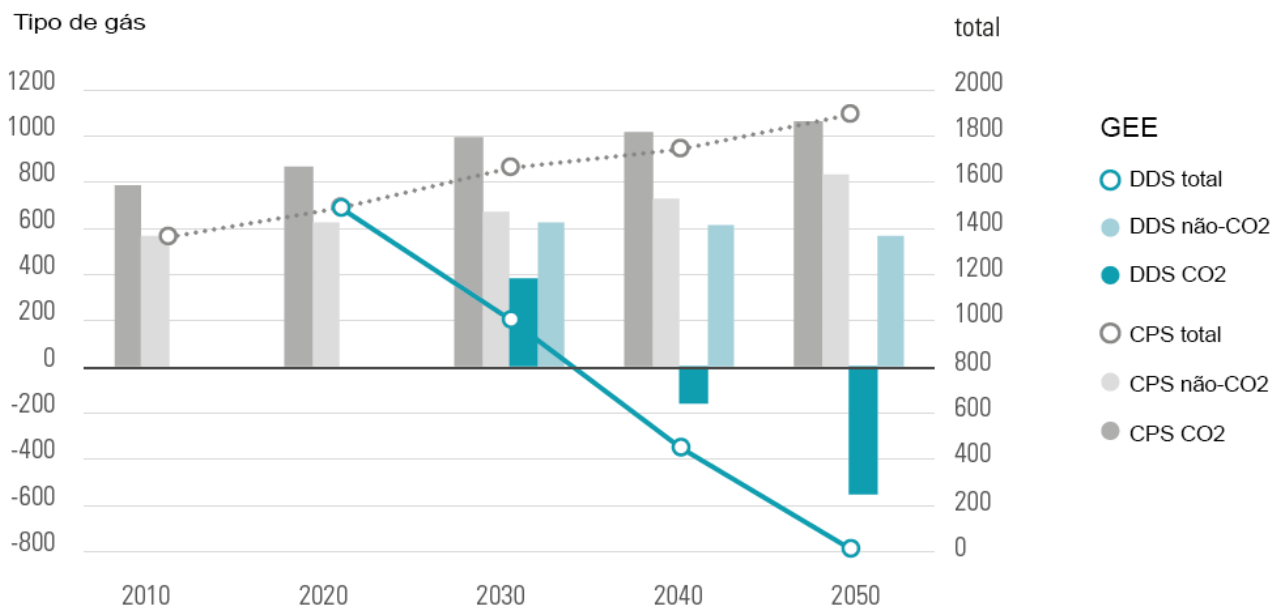


Figura 3. Emissões de GEE, CO<sub>2</sub> e não-CO<sub>2</sub>, nos cenários (Mt CO<sub>2</sub>e)

Fonte: La Rovere, et al. (2021)

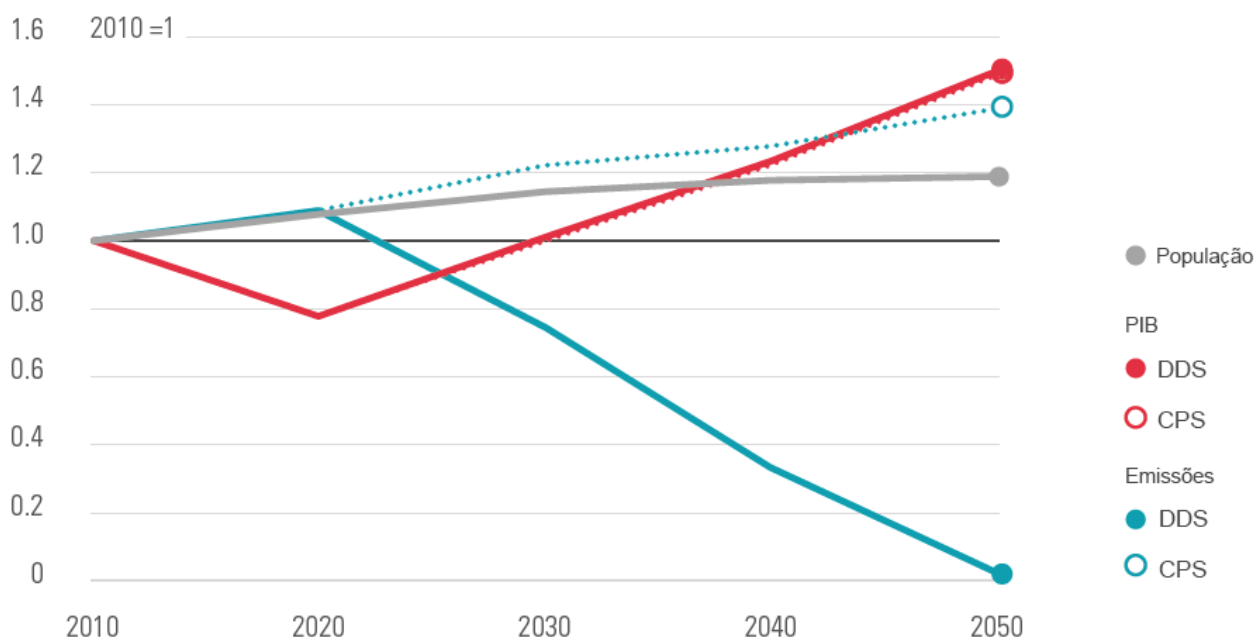


Figura 4. Emissões de GEE x População x PIB (2010 =1)

Fonte: La Rovere, et al. (2021)

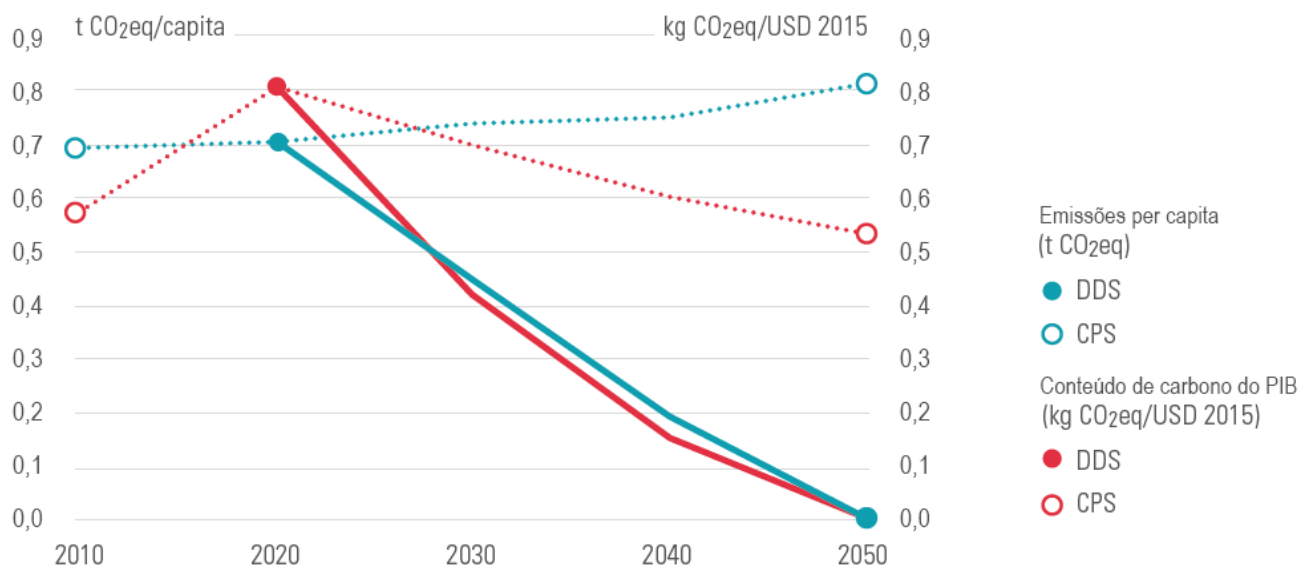


Figura 5. Intensidade de emissões per capita e por PIB

Fonte: La Rovere, et al. (2021)

Nota: O indicador da direita usa USD de 2015.

## 5. Visão Geral das Barreiras, Instrumentos Políticos Seleccionados e Oportunidades de Investimento

### 5.1. Abordagem Metodológica

O processo de elaboração dos planos de mitigação setorial apresentados no presente relatório incluiu vários diálogos multilaterais (organismos governamentais, sector empresarial, comunidade científica e ONGs) para cada sector, cujo *feedback* é incorporado ao longo do desenvolvimento do estudo. Essa interação da equipe técnica com os *stakeholders* contribui para a validação e maior concretude dos resultados, além de ajudar a reduzir as incertezas quanto aos riscos políticos envolvidos nas opções, contribuindo para aumentar a conscientização dos investidores sobre alguns nichos de oportunidades para investir em ações de mitigação no Brasil, foco deste relatório.

As ações de mitigação enfrentam muitas barreiras para atrair investimentos em um país em desenvolvimento como o Brasil. As barreiras mais fundamentais são herdadas do processo histórico que levou à inserção do Brasil na economia global como país periférico. Eles são geralmente conhecidos como os "riscos políticos" do país (instabilidade política; condições macroeconômicas; risco cambial (flutuações da taxa de câmbio); risco de inflação; dívida pública; dívida externa; flutuação das taxas de juros; insegurança legal, entre outros).

O Plano de Mitigação aborda os obstáculos a nível microeconômico, identificando ou desenvolvendo instrumentos e mecanismos financeiros adequados e propostas de alteração de políticas. Diferentes barreiras para as ações de mitigação são encontradas juntamente com as etapas do ciclo de planejamento e implementação, desde a concepção até a redução real das emissões de GEE em comparação com uma linha de base.

A metodologia geral aplicada na elaboração de cada Plano Setorial inclui:

- Revisão de literatura;
- Revisão de estudos de mitigação nacionais anteriores e exercícios de cenários de baixo carbono (La Rovere et al, 2018);<sup>11</sup>
- Identificação das ações de mitigação mais relevantes em cada setor, com base na identificação e seleção prévias dos principais obstáculos que afetam o seu desempenho e dos instrumentos para superar esses obstáculos;
- Verificação e apresentação do estado atual das ações de mitigação;
- Mapeamento de stakeholders e realização do processo de consulta de especialistas através de telefone, e-mail, reuniões virtuais, roteiros de entrevistas semiestruturadas e estruturadas, diálogos *multistakeholders* organizados pelo Centro Clima no âmbito de projetos sinérgicos (Projeto ACT DDP e Projeto Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030);
- Coleta e tratamento das respostas ao processo de consulta; e

---

<sup>11</sup> La Rovere et al., 2018.

- Detalhamento de oportunidades de investimento pré-selecionadas.

A aplicação deste quadro metodológico baseou-se no julgamento de especialistas da equipe do Centro Clima e na validação dos *stakeholders* consultados. A experiência anterior com a quantificação de diferentes vias de emissão de GEE para cumprir as metas brasileiras no âmbito do Acordo de Paris, com o envolvimento de vários *stakeholders* nas equipes de construção de cenários (SBT- *Scenario Building Team*), foi particularmente valiosa. Em vários estudos realizados desde 2014 (ver <http://www.centroclima.coppe.ufrj.br/index.php/br/estudos-e-projetos/encerrados>), os cenários de descarbonização profunda foram comparados com os cenários de políticas atuais. A avaliação de desempenho das políticas, planos e programas de mitigação atualmente em andamento foi necessária para projetar cenários de referência de emissões de GEE no futuro. A análise de tendências passadas e atuais tem permitido avaliar a lacuna entre as metas de mitigação e os resultados, indicando a falta de efetividade das atuais ações de mitigação causada por diferentes barreiras à sua implementação. Os principais *stakeholders* já estiveram envolvidos em estudos anteriores do Centro Clima no âmbito das equipes de construção de cenários (SBT) e foram novamente consultados no âmbito deste projeto ao longo de 2020 e 2021, a fim de atualizar a análise e validar a priorização de barreiras – propostas de políticas – oportunidades de investimento de acordo com dois critérios fundamentais: mérito e viabilidade.

A metodologia para uma abordagem orientada para as partes interessadas inclui as seguintes etapas principais:

- Apresentar, discutir, obter *feedback* e validar pressupostos e resultados dos enredos e cenários iniciais elaborados pelo Centro Clima para o Cenário de Políticas Atuais (CPS) e o Cenário de Descarbonização Profunda (DDS);
- Identificar as principais barreiras para materializar o DDS e os instrumentos políticos (tanto de comando e controle quanto econômicos) para superá-los.

Em abril de 2021, realizamos uma série de quatro *webinars* multissetoriais para o projeto ACT DDP que, juntamente com os comentários e sugestões que recebemos dos parceiros do projeto DecarBoost, permitiram um primeiro relatório incorporando os *insights* fornecidos. Os eventos foram:

(i) Cenário Nacional para atingir Emissões de GEE Líquidas Zero até 2050 (100 participantes, em 7 de abril); (ii) O Setor Elétrico (65 participantes, no dia 8 de abril); (iii) A Indústria do Cimento (43 participantes, no dia 13 de abril); e (iv) AFOLU, com foco na cadeia produtiva da carne (31 participantes, no dia 15 de abril). Além disso, outra iniciativa de consulta foi realizada virtualmente para o Projeto Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030 entre julho e outubro de 2021, envolvendo aproximadamente 150 especialistas técnicos e cem lideranças de governos subnacionais, parlamento, organizações da sociedade civil, comunidades, empresas, fundos de investimento, coalizões e associações privadas. Nesses eventos, foram apresentadas e discutidas as principais



barreiras e instrumentos identificados quanto ao conjunto de ações setoriais de mitigação elencadas por meio deste estudo e dos projetos acima mencionados, fornecendo elementos valiosos para o aprofundamento da análise.

Assim, cada Plano Setorial proposto neste documento baseia-se em nossas estimativas modeladas do potencial de mitigação de cada NAMA e na validação de barreiras e instrumentos obtidos de diversos stakeholders.

## 5.2. Critérios para a Seleção das Ações de Mitigação

As ações de mitigação foram selecionadas entre inúmeras opções identificadas no Cenário de Descarbonização Profunda (DDS) do projeto DDP BIICS. O conjunto de opções é consistente com os objetivos de desenvolvimento do país, pode contribuir para a atual NDC, ou mesmo aumentar sua ambição, e foi corroborado por um extenso grupo de especialistas selecionados. Essas opções estão diretamente associadas a barreiras à sua implementação, mas podem ser superadas com instrumentos adequados. Para restringir e selecionar as ações de mitigação de GEE por setor, a equipe do Centro Clima analisou o conjunto de medidas de mitigação e utilizou os seguintes critérios básicos:

- Viabilidade: aceitabilidade e aspectos operacionais;
- Mérito: potencial de emissões de GEE evitadas, custo de implementação e cobenefícios das ações de mitigação.<sup>12</sup>

### 5.2.1. Custos de Mitigação

Até 2050, o DDS incluiu 32 ações de mitigação em diferentes setores. Elas foram escolhidas de acordo com seus custos, que foram limitados aos preços do carbono definidos para cada década de modo a garantir uma trajetória de emissões que leve a emissões líquidas zero até 2050. Tais custos são: até 19,0, 34,1 e 49,3 USD/t CO<sub>2</sub>e, em 2030, 2040 e 2050, respectivamente. Para ilustrar<sup>13</sup> melhor a relação entre os custos de mitigação e o potencial de redução, destacamos separadamente nos três algarismos abaixo as principais ações de mitigação (incluindo apenas aquelas que evitam pelo menos 5 MtCO<sub>2</sub>e) que contribuem para o abatimento total em cada década. A Figura 6 apresenta a curva de custo de abatimento marginal (MACC) para o primeiro período (2021-2030). A Figura 7 e a Figura 8 apresentam o MACC para as décadas seguintes (2031-2040 e 2041-2050, respectivamente).

<sup>12</sup> Melhoria da qualidade de vida da grande maioria da população graças aos cobenefícios do DDS: serviços ecossistêmicos, menor poluição do ar nas cidades, melhor infraestrutura de saneamento, etc.

<sup>13</sup> Os valores foram originalmente expressos em USD de 2015, conforme calculado em análises anteriores. O preço do carbono deve ser aplicado no Brasil usando a moeda local (reais) que foi acentuadamente desvalorizada entre 2015 e 2020. Assim, foram aplicados os seguintes ajustes para fazer a conversão adequada dos valores para USD de 2020: Preço do carbono em 2030 = Br\$ 97,70 / t CO<sub>2</sub>e na moeda de 2020 = USD 19 / t CO<sub>2</sub>e (a 1 USD = Br\$ 5,15 em 2020). Esse valor equivale a Br\$ 78,75/t CO<sub>2</sub>e na moeda de 2015 = USD 25/t CO<sub>2</sub>e (a 1 USD = Br\$ 3,15 em 2015).

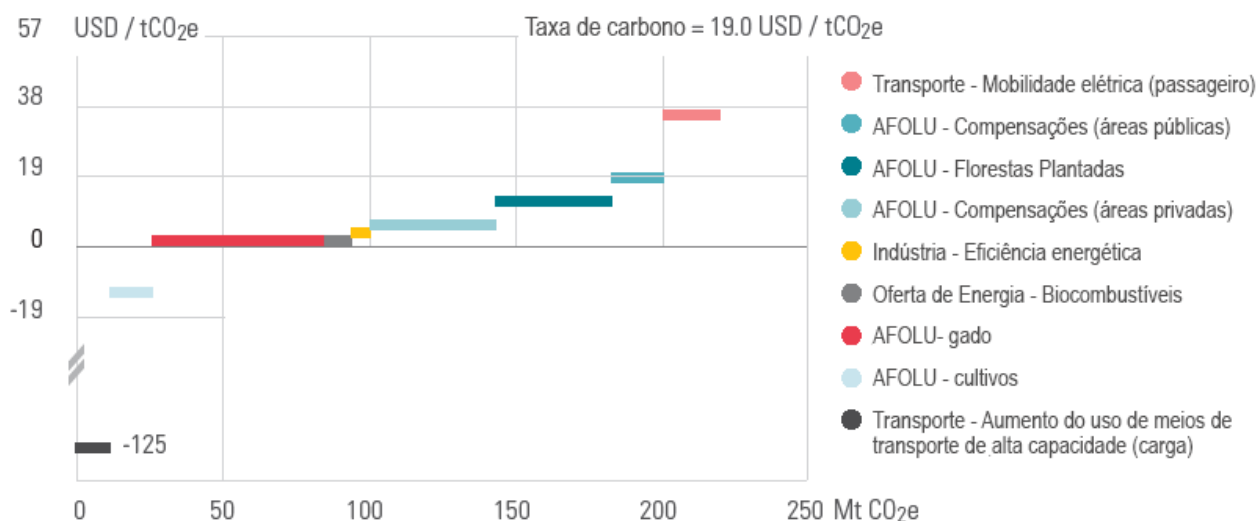


Figura 6. Curva de custo de abatimento marginal 2021-2030 (ações de mitigação evitando pelo menos 5 Mt CO<sub>2e</sub>)  
Fonte: a partir de La Rovere et al (2021)

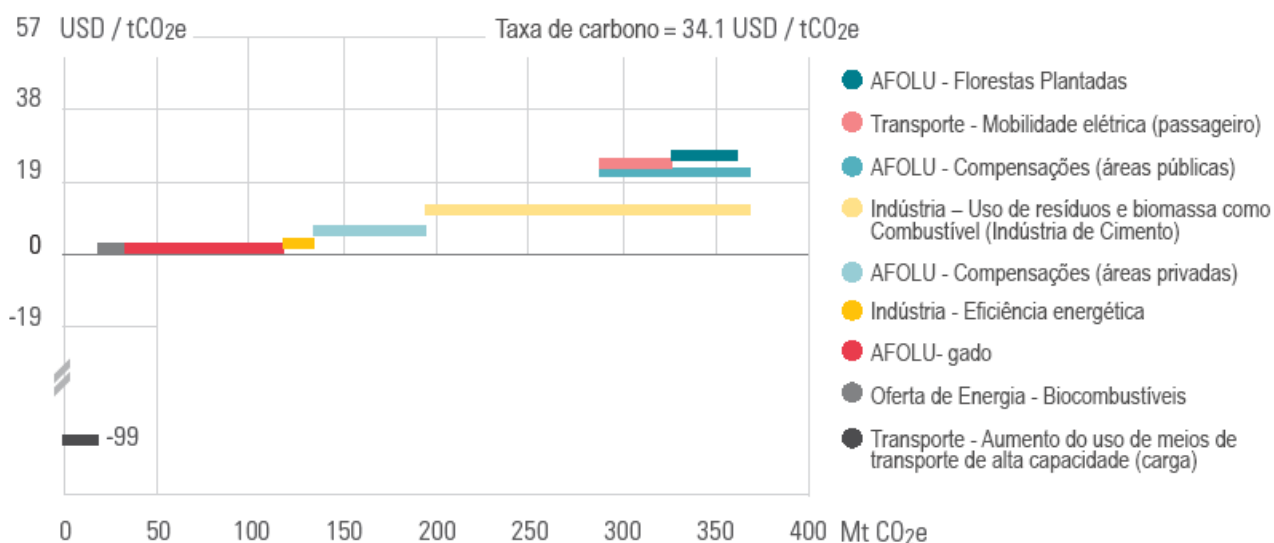


Figura 7. Curva de custo de abatimento marginal 2031-2040 (ações de mitigação evitando pelo menos 5 Mt CO<sub>2e</sub>)  
Fonte: a partir de La Rovere et al (2021)

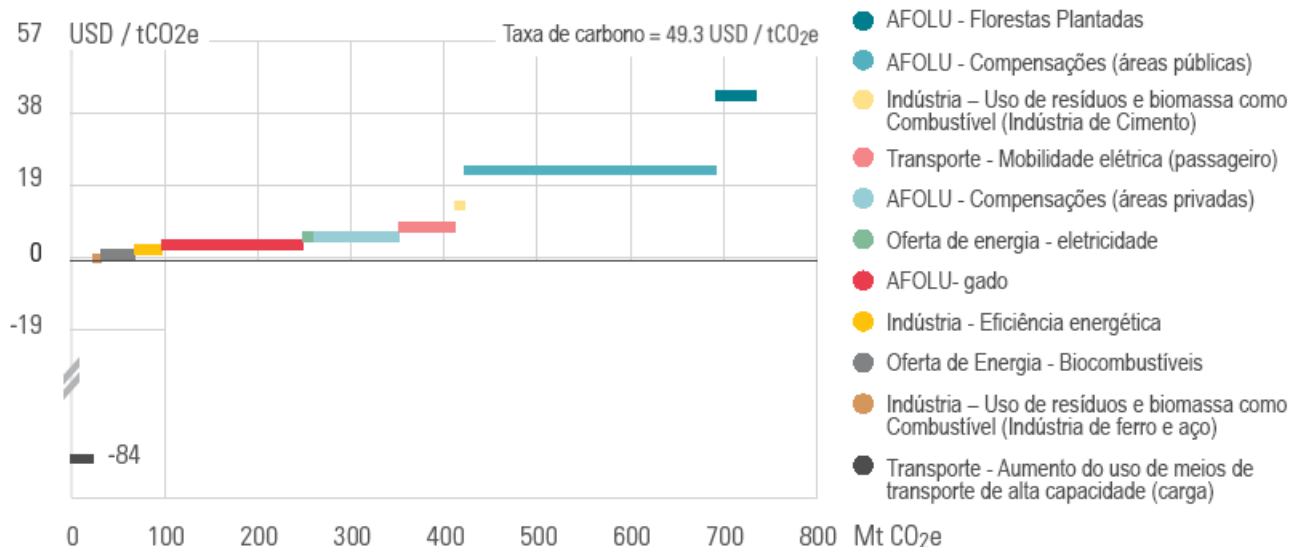


Figura 8. Curva de custo de abatimento marginal 2041-2050 (ações de mitigação evitando pelo menos 5 Mt CO<sub>2</sub>e)  
Fonte: a partir de La Rovere et al (2021)

Os custos das opções de mitigação podem diminuir ao longo das três décadas devido ao aumento das economias de escala e às reduções de custo das novas tecnologias (por exemplo, diminuição dos custos para veículos elétricos e geração de energia renovável). No entanto, um pressuposto subjacente importante no cenário DDS foi o de que ele considerava apenas o uso de tecnologias disponíveis, deixando claro que um enorme potencial de mitigação está disponível a baixos custos no Brasil, mesmo antes da implantação de *breakthroughs* tecnológicos.

### 5.2.2. Sinergias e Compromissos com os Objetivos Não Climáticos do País

Os padrões de vida no Brasil melhorarão lentamente e a distância para os países desenvolvidos será reduzida até 2050, seguindo a tendência global. Sob o DDS, a reciclagem inteligente das receitas de precificação de carbono reduz as emissões de GEE e as desigualdades sociais. Compensar as famílias pobres pelo aumento dos níveis de preços através de cheques verdes e promover o emprego através da redução dos impostos sobre o trabalho são os principais facilitadores para maximizar a sinergia entre as políticas climáticas e fiscais. Existem várias iterações complexas com os ODS (Objetivos do Desenvolvimento Sustentável), mas as sinergias gerais com o DDS estão resumidas na Tabela 6.

**Tabela 6. Sinergias com os objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS)**

Sinergia muito alta com os ODS	
13	Ação contra a mudança global do clima (mitigação radical)
7	Energia limpa e acessível (a geração de eletricidade alcança emissões líquidas quase zero)
11	Cidades e comunidades sustentáveis (cidades mais limpas devido ao maior uso de biocombustíveis, veículos elétricos, e aumento do uso de transporte de massa público)

15	Vida terrestre (redução radical do desmatamento e aumento da proteção das florestas)
Sinergia alta com os ODS	
9	Indústria, inovação e infraestrutura (mais inovação e competitividade industrial e maior investimento em infraestrutura de baixo carbono)
17	Parcerias e meios de implementação (maior nível de cooperação internacional)
6	Água potável e saneamento (crescimento mais rápido da infraestrutura de saneamento graças a maiores investimentos destinados à mitigação de emissões)
Sinergia moderada com os ODS	
1	Erradicação da pobreza
2	Fome zero e agricultura sustentável
3	Saúde e bem-estar
8	Trabalho decente e crescimento econômico (PIB per capita e renda disponível das famílias ligeiramente superior; menor taxa de desemprego e novos postos de trabalho nos setores de serviço, transporte, florestas e biocombustíveis)
10	Redução das desigualdades
12	Consumo e produção responsáveis
Neutro em relação aos ODS	
5	Igualdade de gênero
14	Vida na água
16	Paz, justiça e instituições eficazes

Fonte: La Rovere et al (2021)

#### ❖ **AFOLU**

A segurança alimentar global e a conservação da biodiversidade podem ser objetivos complementares e sinérgicos usando práticas agrícolas sustentáveis que protegem, restauram e promovem o uso racional dos ecossistemas, reduzindo as emissões de GEE.

O aumento do uso de práticas agrícolas sustentáveis, como culturas mistas, rotativas e de sucessão, com plantio direto e integração lavoura-pecuária-silvicultura, proporcionam co-benefícios, como otimização e intensificação da ciclagem de nutrientes do solo, maior retenção de água do solo, conservação da biodiversidade e aumento da produtividade agrícola.

Proteger, restaurar e promover o uso sustentável das florestas, incluindo a diversificação e a gestão florestal, previne a desertificação, interrompe/reverte a degradação dos solos e reduz as perdas de biodiversidade. Além disso, o estoque de carbono florestal também contribui para a redução de emissões por meio do uso de produtos de base florestal para substituir recursos não renováveis.

#### ❖ **Transporte**

Além de reduzir as emissões de GEE, a mobilidade elétrica proporciona cobenefícios consideráveis para a saúde, para a segurança energética e para os gastos com a seguridade social da população afetada. Existe uma relação direta entre o orçamento da saúde e a poluição do ar nas cidades, causada principalmente por veículos equipados

com motores de combustão interna. Quanto mais os planejadores urbanos percebem uma redução nas internações hospitalares por problemas respiratórios, bem como de implicações associadas ao elevado ruído de tráfego, mais incentivam o uso de veículos elétricos nas regiões metropolitanas, principalmente motocicletas, ônibus e caminhões leves. A disseminação da mobilidade elétrica acompanha a expansão da oferta de eletricidade e telecomunicações para áreas remotas, levando a um maior controle de tensão na rede secundária. Por fim, a mobilidade elétrica no transporte rodoviário e ferroviário reduz a dependência do óleo diesel, um grande problema no Brasil, especialmente no transporte de carga. Além de ser uma fonte de energia mais cara e poluente, a alta volatilidade dos preços do petróleo bruto e do diesel mineral tem causado instabilidade social, incluindo greves e atos disruptivos, bem como pressões inflacionárias.

#### ❖ **Indústria**

A descarbonização através de uma maior eficiência energética promove a produtividade industrial e a geração de emprego para recursos humanos qualificados na indústria e em toda a sua cadeia de suprimentos. A adoção de processos industriais de baixo carbono e outras inovações aumenta a competitividade e a resiliência. Além disso, a melhoria da eficiência energética e o aumento de combustíveis alternativos reduzem a dependência externa e os riscos associados às flutuações cambiais e nos preços das commodities energéticas, uma vez que as indústrias siderúrgica e cimenteira importam uma parcela significativa de seus combustíveis.

#### ❖ **Oferta de Energia**

A expansão da produção de energia renovável e acessível (com a geração de energia atingindo quase zero emissões líquidas até 2050) promove a geração de emprego, reduz a poluição do ar e da água e melhora o bem estar e a resiliência social em geral. A implantação descentralizada de energia eólica e solar permite o desenvolvimento regional e é uma excelente oportunidade para estimular o crescimento econômico em comunidades distantes. O desenvolvimento da bioenergia em várias formas e para diferentes fins tem muitas sinergias com o desenvolvimento industrial e a proteção ambiental nas áreas rurais. A energia eólica offshore ganha força no Brasil, contando com diversos projetos em fase de licenciamento ambiental. Essa energia contribuirá para a produção do hidrogênio verde.

#### ❖ **Resíduos**

A redução de baixo custo das emissões de GEE disponível qual seja a captura e queima de biogás de aterros incentiva o investimento em saneamento e ajuda a acelerar a construção da infraestrutura necessária para preencher a lacuna histórica no nível de cobertura do serviço. As famílias de baixa renda são as principais beneficiárias dessa expansão do serviço, trazendo benefícios sociais consideráveis. A geração de energia através da incineração controlada de resíduos nas grandes cidades, o uso de combustível derivado de resíduos (RDF) e o biogás como combustível na indústria aumentam a oferta de energia.

## 6. Requisitos de Investimento e Facilitadores Financeiros

O financiamento climático no Brasil não pode começar a ser discutido a partir do zero, pois o país tem um perfil muito peculiar em relação ao setor financeiro e aos mercados de capitais. O Brasil é bem conhecido por sua baixa taxa de poupança e alto custo de capital, que tem, ao longo dos anos, limitado os investimentos não apenas em projetos de baixo carbono, mas em infraestrutura geral. Aumentar a estabilidade política do país e melhorar os sistemas jurídicos e judiciais ajudará a reduzir riscos como altas taxas de câmbio voláteis e altas taxas de juros e beneficiará o mercado de capitais, fomentando todos os tipos de investimentos no país.

Serão necessários recursos financeiros sem precedentes e um setor financeiro público e privado preocupado com o ambiente para alcançar os objetivos do Acordo de Paris e dos ODS. Os recursos públicos por si só não serão suficientes. O setor financeiro é importante para mobilizar e canalizar os recursos financeiros para investimentos de baixo carbono, resilientes e sustentáveis. Cada vez mais, os proprietários de ativos, gestores de investimentos e bancos veem essa transição como uma oportunidade de negócio e alinham suas estratégias para esse fim.

Apesar do volume crescente de investimentos verdes e sustentáveis, os montantes totais ainda estão longe dos necessários para uma economia sustentável e de baixo carbono. A resolução das questões das mudanças climáticas e do crescimento sustentável é complexa e requer ações coordenadas entre muitos atores. Nos países em desenvolvimento, a superação das barreiras estruturais é fundamental para o desenvolvimento de um setor financeiro sustentável. Essas questões são particularmente relevantes para o Brasil.

Uma análise do setor financeiro brasileiro aponta três conjuntos principais de barreiras que comprometem o desenvolvimento saudável do financiamento climático no país:

- i. A primeira está relacionada ao alto nível de subsídios aos combustíveis fósseis no país: quase R\$ 100 bilhões, correspondendo a aproximadamente 1,4% do PIB do país, em 2019. A maioria destes subsídios deve-se a incentivos e deduções fiscais.
- ii. A segunda principal barreira é a falta de instrumentos financeiros e econômicos para fomentar investimentos de baixo carbono, como os títulos verdes e a implementação de uma política de precificação de carbono no Brasil. As barreiras a isso, de acordo com a revisão da literatura e entrevistas com *stakeholders* são: percepção de riscos mais elevados, falta de oferta e demanda por títulos verdes, baixa atratividade financeira, macroambiente instável, deficiências nos sistemas jurídico e judicial, ambiente político instável, cultura conservadora de investimento e *crowding-out* devido ao crédito subsidiado.
- iii. Por último, mas não menos importante, é também necessário ajustar e propor novas políticas e regulamentos financeiros para facilitar os investimentos em projetos de baixo carbono.

Para o setor financeiro, após uma extensa revisão da literatura e uma fase de consulta a *stakeholders*, foram concentrados esforços em quatro tipos de instrumentos políticos que são fundamentais para desencadear investimentos de baixo carbono no Brasil:

- i) **Redução progressiva e eliminação dos subsídios aos combustíveis fósseis:** no Brasil, os subsídios aos combustíveis fósseis totalizaram quase R\$ 100 bilhões em 2019, correspondendo a aproximadamente 1,4% do PIB do país. O montante total dos subsídios foi igual a três vezes o programa "Bolsa Família", que transfere recursos para famílias extremamente pobres no Brasil, e a cerca de 29 vezes o total de recursos do Ministério do Meio Ambiente do Brasil em 2019. O desafio de dimensionar e alterar os incentivos aos combustíveis fósseis não pode ser negligenciado e é um caminho estratégico para alcançar a redução da produção e do consumo de combustíveis fósseis no Brasil. No entanto, do ponto de vista nacional e geopolítico, lidar com incentivos e subsídios é um enorme desafio. Além das dificuldades metodológicas, do conteúdo técnico e da falta de transparência por parte dos governos, exige, de fato, um debate político sobre a direção do desenvolvimento.
- ii) **Instrumentos Financeiros:** Debêntures verdes ou títulos verdes e debêntures incentivadas são títulos de renda fixa usados para levantar fundos para implementar ou refinar projetos de longo prazo e comprar ativos com preocupação ambiental. Acabam atraindo investidores institucionais, como fundos de pensão e seguradoras. Os países em desenvolvimento enfrentam desafios no avanço de seus mercados de títulos verdes, em grande parte porque essas nações têm economias e mercados de capitais menos desenvolvidas. Esses desafios podem estar relacionados a barreiras estruturais que comprometem o desenvolvimento do mercado de títulos e a obstáculos específicos ao aumento dos fluxos financeiros para setores de baixo carbono. No que diz respeito às barreiras estruturais, de um modo geral, o estudo conclui que as condições que fomentam o desenvolvimento de um mercado de títulos convencionais também contribuem para o desenvolvimento de um mercado de títulos verdes e, por conseguinte, devem ser perseguidas pelo país. Fundos garantidores e instrumentos financeiros de compartilhamento de risco também são iniciativas muito promissoras para acelerar investimentos de baixo carbono em países em desenvolvimento.
- iii) **Precificação do carbono:** Com a precificação do carbono, seja um imposto ou um mercado, a decisão de reduzir as emissões ou pagar o preço do CO<sub>2</sub>e emitido é feita pelo agente econômico, que compara o preço do poluente a ser precificado com seu custo marginal de mitigação. O que se espera é que os agentes econômicos com menor custo de controle reduzam mais, pois é mais barato controlar do que pagar o preço. No Brasil, o projeto *Partnership for Market Readiness* (PMR) do Banco Mundial discutiu, simulou e analisou muitas opções de precificação de carbono em conjunto com o Ministério da Economia. O Centro Clima/COPPE/UFRJ foi responsável pelo componente de modelagem e simulou oito diferentes cenários econômicos e de emissão de GEE

até 2030, seis deles com precificação de carbono (Wills et al, 2021). De acordo com os resultados obtidos a partir das simulações, um cenário de precificação ideal no Brasil deve ter as seguintes características: a) aumento gradual de preços para permitir que os agentes se adaptem; b) amplo escopo para reduzir o preço de equilíbrio; c) ajustes fiscais de fronteira pareceram ser mais eficientes do que as opções de *grandparenting*; d) as compensações de reflorestamento florestal nativo são cruciais para o controle do preço do carbono; e) as receitas da precificação do carbono são muito importantes para reduzir os encargos trabalhistas e melhorar a distribuição de renda e reduzir a pobreza. Essas políticas públicas complementares são cruciais para a implementação bem-sucedida da precificação do carbono em um país em desenvolvimento como o Brasil.

- iv) **Políticas e Regulamentos Financeiros:** Políticas e regulamentações financeiras são fundamentais para desencadear investimentos sustentáveis e promover o financiamento climático no Brasil. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é a principal fonte de recursos reembolsáveis para o financiamento climático no Brasil. Atua por meio de importantes fundos ligados à sustentabilidade, como o Fundo Clima (Fundo Nacional de Mudanças Climáticas) e a Linha de Crédito Ambiental. Por meio dos recursos do Fundo Clima, o BNDES apoia a implementação de projetos, a aquisição de máquinas e equipamentos e o desenvolvimento tecnológico para mitigação e adaptação às mudanças climáticas. A composição das taxas de juros varia de acordo com a forma de apoio. Pode incluir o custo financeiro, a remuneração do BNDES, a taxa de intermediação financeira, a taxa do agente financeiro e a taxa de risco de crédito. Outros bancos de desenvolvimento, como bancos regionais de desenvolvimento e bancos multilaterais de desenvolvimento, também são fundamentais para promover a aceleração necessária no setor financeiro, a fim de permitir a realização das ambiciosas e desafiadoras metas do Acordo de Paris. O papel do Banco Central do Brasil também é relevante, e já começou a emitir regulamentos sobre a exposição das instituições financeiras a riscos climáticos. A extensão dessas regulamentações para cobrir também os riscos de transição de produtos e instituições financeiras e a criação de uma taxonomia brasileira de investimentos verdes e climáticos certamente serão uma importante contribuição para canalizar recursos financeiros para investimentos de baixo carbono.

Além disso, **clubes** climáticos e parcerias como as "Parcerias de Transição Energética Justa" (JET-Ps) em andamento com a África do Sul e com a Indonésia também são iniciativas muito promissoras, e estão resumidas abaixo para ilustrar como esse tipo de parceria poderia desencadear investimentos sem precedentes de baixo carbono no Brasil:

- **Parceria de Transição Energética Justa com a África do Sul:** Os governos da África do Sul, França, Alemanha, Reino Unido e Estados Unidos, juntamente com a União Europeia, criaram uma nova Parceria de Transição Energética Justa ambiciosa e de longo prazo para ajudar os esforços de descarbonização da África do Sul. A Parceria visa acelerar a descarbonização da economia da



África do Sul, com foco no setor elétrico. Um investimento inicial de US\$ 8,5 bilhões será feito na primeira fase, usando uma variedade de mecanismos, incluindo subvenções, empréstimos concessionais e investimentos, bem como instrumentos de compartilhamento de riscos. Espera-se que a Parceria reduza até 1-1,5 giga toneladas de CO<sub>2</sub>e nas emissões de GEE nos próximos 20 anos e ajude a África do Sul a acelerar sua transição para uma economia de baixa emissão e resiliente ao clima.

- **Parceria de Transição Energética Justa com a Indonésia:** Os governos dos Estados Unidos, Japão, Canadá, Dinamarca, França, Alemanha, Itália, Noruega, Reino Unido e União Europeia anunciaram sua dedicação a metas climáticas inovadoras e financiamento relacionado para ajudar a Indonésia em uma transição energética ambiciosa e justa, consistente com os objetivos do Acordo de Paris e ajudando a manter o limite de aquecimento global de 1,5 °C ao alcance. Inclui uma estratégia baseada no crescimento das energias renováveis, na eliminação progressiva da produção de eletricidade a carvão dentro e fora da rede e em compromissos adicionais em matéria de reformas regulamentares e de eficiência energética. Este plano também inclui um caminho acelerado de redução de emissões do setor de energia para líquido zero até 2050. O objetivo geral dessa cooperação de longo prazo com a Indonésia é mobilizar US\$ 20 bilhões em financiamento público e privado durante um período de três a cinco anos, utilizando uma combinação de subvenções, fundos garantidores, empréstimos a taxas de mercado, garantias e investimentos privados. O caminho para alcançar os ambiciosos objetivos climáticos e energéticos será pavimentado por esta iniciativa. Os países membros levantarão US\$ 10 bilhões, ou metade desse montante. Através do Banco Europeu de Investimento (EIB, sigla em inglês), a UE disponibilizará um bilhão de euros deste montante à Parceria, a fim de financiar projetos qualificados que promovam e integrem as energias renováveis para descarbonizar o sistema energético da Indonésia. Além disso, a UE destinará 25 milhões de dólares em subvenções e assistência técnica.

Uma iniciativa semelhante pode ser desenhada para o Brasil, com base na experiência do Fundo Amazônia (que também pode ser significativamente ampliada em sua próxima fase sob a administração que se iniciou em 2023), permitindo abranger outros setores além do uso da terra (especialmente silvicultura, transporte e resíduos – ver Tabela 7 abaixo).

Em suma, para orientar o país para o caminho da neutralidade climática até meados do século, é necessário conectar a demanda por financiamento climático a instrumentos econômicos e financeiros que ajudem a reorientar as fontes para investimentos em baixo carbono, atualmente direcionadas para a Formação Bruta de Capital Fixo. Um dos principais instrumentos é a implementação de uma política de precificação do carbono, que idealmente deveria ocorrer no âmbito de uma reforma tributária mais ampla, onde várias questões que estão correlacionadas podem ser abordadas como a limitação de subsídios e despesas fiscais a atividades intensivas em carbono e a criação de novos instrumentos financeiros capazes de aumentar a atratividade de investimentos de baixo carbono.

Um mercado de carbono *cap-and-trade* pode cobrir as emissões do setor industrial, garantindo flexibilidade e favorecendo a minimização de custos para reduzir as emissões de GEE.

No entanto, para que o país atinja a neutralidade de emissões em 2050 (NDC brasileira revisada entregue à UNFCCC em abril de 2022), será necessário que o setor AFOLU contribua ativamente, não apenas alcançando taxas líquidas de desmatamento anual zero, mas também fornecendo uma quantidade substancial de remoções de CO<sub>2</sub> por meio da restauração de florestas nativas, e programas de arborização em terras degradadas.

Permitir que a indústria utilize compensações da restauração florestal nativa pode ser uma oportunidade para alavancar investimentos nesse setor-chave no Brasil, levando a restauração de florestas nativas a um novo patamar. Por outro lado, é importante que a utilização de compensações pelo setor industrial se limite a 30% dos objetivos de redução das emissões (de acordo com os resultados do DDS), pelo que as empresas industriais continuam a investir na sua modernização, aumentando a eficiência e, assim, mantendo-se competitivas no mercado internacional ao longo do século.

Para o setor de transportes, uma possibilidade é a utilização de uma taxa inteligente sobre o carbono, que auxilie a Petrobras em sua política de precificação de combustíveis para o mercado interno. Esta taxa consideraria e harmonizaria a volatilidade dos preços do petróleo no mercado internacional, mais a volatilidade da taxa de câmbio, criando um corredor de preços que aumentam ao longo do tempo, a fim de permitir a competitividade dos combustíveis renováveis e as opções de eficiência energética, permitindo uma transição suave, com uma pequena volatilidade, de modo a que os agentes do mercado teriam uma visão clara do comportamento de longo prazo dos preços dos combustíveis.

Essa é uma das muitas maneiras diferentes de implementar uma política de precificação de carbono no Brasil. Com os incentivos econômicos e financeiros adequados, seria possível implementar um plano de investimento ambicioso em consonância com o objetivo de neutralidade das emissões em 2050 e com o Acordo de Paris (ver Parte II do presente relatório).

A Tabela 7 abaixo apresenta os requisitos adicionais de investimento no DDS em comparação com os níveis do CPS nas próximas três décadas por setor (La Rovere et al., 2021).

**Tabela 7.** Requisitos adicionais de investimento em mitigação no DDS no Brasil em comparação com o CPS, por setor econômico, por década

Investimento setorial (em bilhões de US\$)	2021-2030	2031-2040	2041-2050
AFOLU	3,23	11,08	27,62
Transporte	12,92	29,09	41,41
Indústria	1,81	5,98	11,11
Oferta de energia	0,34	1,32	2,65
Resíduos	-	21,33	30,14
<b>Total</b>	<b>18,31</b>	<b>68,80</b>	<b>112,93</b>

Notas: 1. O investimento adicional na oferta de energia considera a eletricidade e os biocombustíveis. 2. Taxa de câmbio 5,15 R\$/USD (valores de 2020). 3. Valores não descontados.

Fonte: La Rovere et al., 2021.

O investimento adicional em mitigação somaria cerca de US\$ 200 bilhões em um caminho que levaria a emissões de GEE líquidas zero em 2050. Isso representaria apenas um aumento de 0,5% na taxa de investimento (Total de Investimentos/PIB) no DDS em relação ao CPS.

No entanto, as necessidades variam de acordo com os setores. Seriam necessários mais investimentos nos sectores dos transportes, resíduos e AFOLU (agricultura, florestas e uso do solo). Os investimentos em energia do CPS não precisam de um alto nível de investimentos adicionais para trilhar um caminho de descarbonização profunda. Tal pode ser explicado por uma parte significativa das emissões evitadas obtidas a custos negativos ou muito baixos e pelo sistema de licitações em vigor para assegurar parcerias público-privadas para financiar a expansão do sistema elétrico.

Um aumento substancial da taxa de investimento não é necessário no DDS (em relação ao CPS), destacando que uma mudança nos padrões de investimento atuais é mais importante do que encontrar recursos adicionais para a descarbonização. Isto demonstra a necessidade de criar instrumentos econômicos e financeiros que possam promover uma forte transição dos investimentos tradicionais para os investimentos de baixo carbono.

## 7. Referências

- Brasil (2020). Quarta Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. CNI/DDIE/ECON/Unidade de Edição. Atualizado em 7 de março de 2022 [https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer\\_public/b0/6f/b06f3ef0-14f3-4497-b1d2-5716d2c95df5/industrvs\\_importance\\_in\\_brazil\\_march2022.pdf](https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/b0/6f/b06f3ef0-14f3-4497-b1d2-5716d2c95df5/industrvs_importance_in_brazil_march2022.pdf)
- Goes, G. V., Gonçalves, D. N. S., Márcio de Almeida, D. A., La Rovere, E. L., & de Mello Bandeira, R. A. (2020a). MRV framework and prospective scenarios to monitor and ratchet up Brazilian transport mitigation targets. *Climatic Change*, 162(4), 2197-2217.
- Goes, G. V., Gonçalves, D. N. S., Márcio de Almeida, D. A., de Mello Bandeira, R. A., & Grottera, C. (2020b). Transport-energy-environment modeling and investment requirements from Brazilian commitments. *Renewable Energy*.
- Gonçalves, D.N.S.; Goes, G.V.; D'Agosto, M. de A (2019). Transportes no Brasil – Panorama e Cenários Prospectivos para atendimento da Contribuição Nacionalmente Determinada; Rio de Janeiro, 2019. Available at: <https://ibts.eco.br/relatorios-tecnicos/>. Accessed on 10 December 2020.
- Gonçalves, D.N.S.; Goes, G.V.; D'Agosto, M. de A (2020). Energy transition in Brazil: Paris Agreement compatible scenario for the transport sector up to 2050. *Climate Transparency*. Available at: <https://climate-transparency.org/>. Accessed on 01 January 2022.
- La Rovere, Emilio L.; Wills, William; Grottera, Carolina; Dubeux, Carolina B. S.; Gesteira, Claudio. Economic and social implications of low-emission development pathways in Brazil. *Carbon Management JCR*, v. 9, p. 563-574, 2018.
- Unterstell, La Rovere, Ana Paula Prates, Berta Pinheiro, Bruna Guimarães, Carolina Burle Schmidt Dubeux, Clara de Queiroz, Claudio Gesteira, Daniel Neves Schmitz Gonçalves, Emilio La Rovere, Erika Carvalho Nogueira, Fernanda Westin, George Vasconcelos Goes, Giovanna Cavalcanti de Carvalho, Giovanna Napolini, Isabela Cristina de Araújo Lima, Márcio de Almeida D'Agosto, Marina Caetano, Michele K. Cotta Walter, Natalie Unterstell, Nathalia Martins, Olivia Ainbinder, Otto Hebeda, Saulo Machado Loureiro, Sergio Henrique F. Cunha, Taciana Stec, Walter Figueiredo De Simoni e William Wills, 2021. *Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030*. Disponível em <https://www.institutotalanoa.org/documentos>
- Wills, W.; La Rovere, Emilio Lèbre; Grottera, C.; Napolini, G. F.; Le Treut, G.; Gheri, F.; Lefevre, J.; Dubeux, C. B. S.. Economic and social effectiveness of carbon pricing schemes to meet Brazilian NDC targets. *CLIMATE POLICY JCR*, v. 22, p. 48-63, 2021.

## Parte II

# PROPOSTA DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NO BRASIL<sup>14</sup> - UMA CONDIÇÃO NECESSÁRIA PARA A TRANSIÇÃO

***Autor: William Wills***

---

<sup>14</sup> Este documento foi produzido originalmente para a Iniciativa Clima e Desenvolvimento, e se baseou no aprendizado trazido pelo Projeto PMR Brasil, em especial nos produtos do Componente 1 (Margulis, Seroa da Motta et al, 2018) e no Componente 2A (La Rovere, Wills et al, 2020).

## SUMÁRIO

1. Introdução .....	1
2. Premissas Básicas .....	1
3. Custo-Efetividade do Instrumentos de Precificação.....	2
4. Instrumentos de Precificação de Carbono .....	2
4.1. Mercado de Carbono .....	3
4.2. Taxa de Carbono .....	3
4.3. Mecanismo Híbrido.....	3
5. Elementos de Desenho .....	4
5.1. Setores Regulados.....	4
5.2. Período de Compromisso .....	4
5.3. Níveis de Preço .....	5
5.4. Mecanismos de Controle de Preço .....	5
5.5. Mecanismos para Proteger a Competitividade .....	5
5.6. Offsets .....	6
5.7. Penalidades .....	7
5.8. MRV.....	8
6. Uso das Receitas.....	8
7. Ajustes nos Instrumentos Setoriais .....	10
8. Arranjos Institucionais .....	11
8.1 Projeto de Lei 528/2021.....	11
8.2 Decreto 11.075/2022 .....	12
9. Considerações Finais.....	13
10. Referências Bibliográficas .....	15
Anexo I – Emissões Totais e Níveis de Precificação de Carbono no Brasil Requeridos para o Cumprimento do Acordo de Paris em 2030 e em 2050 (Iniciativa Clima e Desenvolvimento).....	16

## TABELAS

Tabela 1.	Emissões totais de GEE nos cenários de referência e de mitigação adicional, por setor, entre 2005 e 2050 (Mt CO <sub>2</sub> e) .....	16
Tabela 2.	Níveis de precificação de carbono até 2050 requeridos no cenário de mitigação adicional para alcance da meta brasileira de neutralidade climática até 2050 (US\$/t CO <sub>2</sub> e).....	16

## 1. Introdução

Este relatório apresenta uma proposta preliminar de como deveria ser uma política de precificação de carbono no Brasil, com base em uma revisão da literatura, consultas a stakeholders, e de resultados e aprendizados trazidos por diversos projetos relacionados à precificação de carbono no Brasil, especialmente nas contribuições do Componente 1 do projeto PMR Brasil (Margulis, Seroa da Motta et al, 2018) e do Componente 2A (La Rovere, Wills et al 2020) e a Iniciativa Clima e Desenvolvimento (La Rovere et al, 2021).

A precificação do carbono vem desempenhando um papel importante no incentivo às ações de baixo carbono e internalizando o custo das emissões de GEE. Segundo o estudo State and Trends of Carbon Pricing 2021 (WORLD BANK, ECOFYS & VIVID ECONOMICS, 2021), atualmente existem 64 instrumentos de precificação de carbono em operação e três previstos para implementação em 2021. Em 2021, 21,5% das emissões globais de GEE estão cobertas por instrumentos de precificação de carbono em operação, o que representa um aumento significativo em relação a 2020, quando apenas 15,1% as emissões globais foram cobertas. Este aumento é em grande parte devido ao lançamento do ETS nacional da China.

Devido as suas características territoriais, o Brasil possui um sistema energético com grande participação de renováveis e tem diversas opções de mitigação de GEE a baixos custos, em especial no setor florestal. Assim, o país encontra-se em uma situação privilegiada em relação ao resto do mundo para promover a redução de emissões e para a geração de créditos de carbono. Entretanto, para capitalizar essa vantagem, é necessário que tenhamos uma política climática forte e bem planejada, o que passa pela introdução da precificação de carbono no país.

## 2. Premissas Básicas

Em geral, os especialistas acreditam que a maneira mais econômica de reduzir as emissões de GEE é usar instrumentos de política de precificação de carbono. Os mecanismos de precificação de carbono se dividem em três categorias principais: esquemas de comércio de emissões (ETS), imposto de carbono ou mecanismo híbrido, que combina elementos de ambos os instrumentos anteriores. A principal diferença entre um ETS e um imposto de carbono é que o primeiro estabelece um limite de quantidade para as emissões permitidas, e o preço do carbono é indiretamente derivado da interação entre oferta e demanda de unidades de licença de emissão, enquanto o último estabelece um preço direto sobre emissões ou teor de carbono a serem pagos.

Nesta proposta, foram considerados os seguintes princípios e premissas gerais, que devem enquadrar o desenvolvimento da política de precificação de carbono no Brasil:

- Consistência com os princípios, conceitos e obrigações da UNFCCC e do Acordo de Paris;
- Coerência com os princípios aplicáveis ao artigo 6º do Acordo de Paris, em particular os princípios de integridade ambiental e prevenção de dupla contagem, e outros princípios relacionados com a contabilização das reduções de emissões de GEE e a transparência do seu relato;



- Possibilidade de sinergias desta política de precificação de carbono com instrumentos de mercado previstos no artigo 6º do Acordo de Paris, bem como com outros mercados setoriais fora da UNFCCC;

Esta proposta é baseada nas discussões e resultados do projeto PMR Brasil (La Rovere et al, 2020), bem como de outros projetos nos quais o Centro Clima tem tido um papel importante, como a Iniciativa Clima e Desenvolvimento, o DDP-BIICS (La Rovere et al, 2021) e o projeto Decarboost (La Rovere et al, 2022), sempre envolvendo a consulta e participação de stakeholders. O projeto de lei em tramitação no Congresso e o decreto presidencial também serviram de base para as análises aqui desenvolvidas.

### 3. Custo-Efetividade do Instrumentos de Precificação

Os custos marginais de mitigação dependem das opções tecnológicas disponíveis (curva de custo marginal de abatimento) e do lucro da produção ou da utilidade marginal do consumo que se perde para reduzir as emissões.

Com uma política de precificação de carbono, seja tributária ou de mercado, a decisão de reduzir as emissões ou pagar o preço de emissão é tomada pelo agente econômico da fonte regulada, que compara o preço do poluente precificado com seu custo marginal de mitigação. Assim, o agente regulado opta pela forma mais barata de cumprir a regulação, seja por:

- redução de emissões por meio da adoção de práticas diferentes de produção ou consumo, seja de insumos, processos, equipamentos ou produtos menos emissores;
- redução absoluta do consumo ou da produção; e
- sem redução de emissões e pagamento do preço.

Assim, é possível atingir uma meta de redução de forma socialmente mais barata, pois as oportunidades de minimização de custos são criadas com a liberdade de escolha tecnológica aliada à decisão de pagar (ou não) de acordo com custos e metas de controle de produção e expansão de cada agente poluidor. Espera-se que os agentes econômicos com o menor custo de controle reduzam mais porque é mais barato controlar do que pagar o preço.

A relação custo-benefício dos instrumentos de precificação econômica permite que os impactos econômicos sejam minimizados, mas estes não podem desaparecer, pois refletem a necessidade de ajustes na economia para atingir uma meta de controle de emissões. Portanto, os impactos podem ser considerados negativos de acordo com sua incidência para cada setor ou grupo de consumidores, mas no conjunto são socialmente desejáveis. Sem eles, não há ajustes na produção e no consumo para seguir um caminho de baixo carbono.

### 4. Instrumentos de Precificação de Carbono

Os mecanismos de precificação de carbono se dividem em três categorias principais: esquemas de comércio de emissões (ETS), imposto de carbono (ou taxa de carbono), ou mecanismo híbrido, que combina elementos de ambos os instrumentos anteriores. A principal diferença entre um ETS e um imposto de carbono é que o primeiro

estabelece um limite de quantidade para as emissões permitidas, e o preço do carbono é indiretamente derivado da interação entre oferta e demanda de unidades de licença de emissão, enquanto o último estabelece um preço direto sobre emissões ou teor de carbono a ser pago, enquanto a quantidade total de emissões é definida indiretamente.

#### 4.1. Mercado de Carbono

Aprofundando a dinâmica dos instrumentos, um ETS opera no formato *cap-and-trade*, ou seja, é estabelecido um padrão/limite de emissões (cap) e dividido em licenças, o que confere ao agente o “direito” para poluir, e então ocorre a compra/venda dessas licenças (comércio). O método de atribuição de licenças pode ser distribuído gratuitamente - através de direitos adquiridos ou benchmarking, leilado ou regulado por uma combinação dos dois métodos.

#### 4.2. Taxa de Carbono

A taxa de carbono, por outro lado, funciona de forma mais direta na precificação do carbono, pois estabelece o preço a ser pago no uso de combustíveis fósseis ou na realização de outras atividades emissoras, proporcionalmente a suas emissões de GEE. Os impostos de carbono permitem a geração de receitas tributárias, gerando oportunidades de dividendos duplos, econômicos e ambientais, e o mesmo ocorre na situação de um ETS com leilão das licenças.

#### 4.3. Mecanismo Híbrido

O mecanismo híbrido foi proposto no projeto PMR Brasil (Margulis, Seroa da Motta et al, 2018) e testado pelo Centro Clima no projeto PMR Brasil (La Rovere et al, 2020), para criar uma política de precificação de carbono que reunisse as características mais positivas do mercado e do imposto de carbono. A aplicação do imposto ou do mercado sobre um setor econômico específico pode variar de acordo com diversas características, como por exemplo o perfil de emissões do setor, a estrutura produtiva e de distribuição dos bens produzidos, da curva de custo marginal de abatimento, dos custos de transação etc.

Em geral, um mercado de carbono é recomendado para o setor industrial, pois dá flexibilidade ao setor produtivo e permite que apenas os maiores emissores (sugestão de limiar de 25 kt CO<sub>2</sub>e/ano) estejam sujeitos à obrigação de redução de emissões. Já no setor de transportes, onde as emissões são muito dispersas, mas no total representam uma fração importante das emissões do uso de energia no Brasil, o ideal é a aplicação de uma taxa de carbono sobre os combustíveis fósseis.

Essa configuração híbrida da política de precificação de carbono, portanto, parece ser a mais adequada para ser implementada no Brasil.

No Brasil, a taxa de carbono sobre os combustíveis fósseis poderia ser utilizada em conjunto com a política de preços da PETROBRAS, de forma a reduzir a volatilidade dos preços do petróleo e seus derivados no país, mas garantindo que seus preços seguissem uma trajetória pré-estabelecida pela política climática a fim de se atingir com

sucesso as metas da NDC e os objetivos do Acordo de Paris. Isto já é feito no mercado de carbono europeu e na Califórnia (Margulis et al, 2020).

Além disso, as simulações realizadas pelo Centro Clima para o projeto PMR chegaram ao resultado de que um preço sombra seria a melhor alternativa para o setor elétrico uma vez que os agentes do setor não têm liberdade para decidir quando e quanto produzir de energia, já que são regulados pelo ONS. O preço sombra aplicado tanto sobre a expansão quanto sobre a operação do sistema garantiria que o preço da energia elétrica não aumentaria devido à política de precificação de carbono, ao mesmo tempo em que favoreceria a entrada das fontes de energia menos intensivas em carbono no sistema interligado nacional.

## 5. Elementos de Desenho

Nesta seção, serão apresentados alguns elementos de design que são transversais aos sistemas de preços e que constituem um conjunto de escolhas essenciais para a implementação destes sistemas.

### 5.1. Setores Regulados

A precificação do carbono deve ser o mais horizontal possível, envolvendo a maioria dos setores produtivos. De acordo com a experiência trazida pelas simulações no projeto PMR, a precificação do carbono deve ser aplicada a todas as emissões de GEE do consumo de combustíveis fósseis e IPPU. Isso inclui todos os setores industriais, setor de energia, transporte, serviços, residências, etc. O uso de combustíveis fósseis pelo setor agrícola também estaria sob o esquema de precificação do carbono. As isenções para determinados setores ou atores aumentam o preço do carbono e o custo total para atingir qualquer meta de emissão. AFOLU e o setor de resíduos não estariam sob o esquema de precificação de carbono, mas o primeiro poderia contribuir para um mercado de carbono fornecendo compensações (isso será discutido mais adiante neste documento).

### 5.2. Período de Compromisso

A política de precificação do carbono deve ser desenhada para ajudar o Brasil a cumprir seus compromissos no Acordo de Paris. Assim, os períodos de compromisso devem, idealmente, ser compatíveis com os objetivos da NDC brasileira. O ano de 2025 é um ano politicamente importante, onde o primeiro período de compromisso da NDC brasileira se encerra, já no novo governo.

Assim, é sugerido que o período 2023-2025 seja o primeiro período de compromisso, e serviria essencialmente como aprendizado para os diferentes atores. Já o período 2026-2030 seria o primeiro período em que a precificação de carbono incidiria de forma mais contundente, buscando efetivamente auxiliar no alcance da meta da NDC para 2030 uma vez que os diferentes atores já estariam mais preparados, e o arranjo institucional no Brasil mais maduro.

### 5.3. Níveis de Preço

A maioria dos estudos de modelagem econômica dos impactos da precificação do carbono na economia brasileira indica que um preço do carbono em torno de US\$ 10/t CO<sub>2</sub>e em 2030 (USD 2015) permitiria ao Brasil cumprir suas metas de NDC até 2030, gerando efeitos macroeconômicos insignificantes, especialmente quando as receitas de carbono são recicladas de volta à economia, garantindo a neutralidade fiscal. No entanto, para alcançar a neutralidade de carbono até 2050, a transição precisa começar mais forte para evitar aprisionamentos intensivos em carbono (*lock-ins*). Como resultado, neste cenário, o preço do carbono estaria em torno de US\$ 25/t CO<sub>2</sub>e em 2030 (USD 2015). Os níveis de preços serão apresentados com mais detalhes no Anexo 1.

### 5.4. Mecanismos de Controle de Preço

O preço do carbono em um mercado de carbono depende de diversas variáveis, como o custo de mitigação, a ambição das metas de redução, o preço do petróleo, a taxa de câmbio e outros fatores, como incertezas e especulação dos agentes financeiros. É desejável que haja mecanismos de controle de preços que permitam seguir uma trajetória relativamente bem-comportada para que a volatilidade excessiva dos preços não prejudique o bom funcionamento do mercado de carbono.

As medidas de estabilização de preços em abordagens de mercado podem incluir:

- Alocação adicional de direitos de reserva específica para este fim;
- A redução ou ampliação dos mecanismos bancários, de empréstimos e de compensação (*banking, borrowing, offsets, etc*); e
- O estabelecimento de preços teto e/ou preço mínimo.

Há também a possibilidade de que esse mecanismo de controle de preços contribua também para reduzir a volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis através da implementação de uma taxa de carbono variável, com contribuição da Petrobras através de sua política de preços. Assim, essa taxa de carbono seria ajustada periodicamente, em conjunto com os ajustes de preços praticados pela Petrobras, de modo que a trajetória de preços do petróleo e seus derivados no Brasil caminhasse dentro de um corredor de preços alinhado com a política de precificação de carbono em vigor no país. De um modo geral, quando o preço do petróleo e de seus derivados estiver muito alto no mercado internacional, a taxa de carbono pode ser menor, e vice-versa, pois o que importa é sinalizar aos agentes econômicos a atratividade de opções que evitem o uso de combustíveis fósseis.

### 5.5. Mecanismos para Proteger a Competitividade

A literatura econômica indica que o “Ajuste de Fronteira” é uma das formas de se proteger a competitividade das empresas dos setores produtivos do país frente a importações. O ajuste de fronteira consiste em adotar uma isonomia do tratamento de produtos nacionais e importados, através da mesma incidência do

imposto ou a necessidade de direitos de emissão sobre as importações que concorrem com a produção nacional dos setores regulados.

Outra possibilidade é reduzir a base tributária do imposto sobre o carbono ou alocar direitos de emissão livre a setores expostos ao comércio internacional. A base tributável pode ser reduzida com os mesmos critérios que a atribuição favorável quando parte das emissões geradas em vez de ter direitos de emissão livre é deduzida da base tributável.

A literatura reconhece que os ajustes de fronteira podem ser mais eficientes porque as alocações gratuitas ou reduções da base tributária exigem parâmetros que acabam sendo negociados para uma compensação excessiva. Por outro lado, devido à possibilidade de ocultar objetivos protecionistas puramente comerciais que afetariam em maior medida os países menos desenvolvidos, o mecanismo de ajuste de fronteira ainda não está isento de controvérsias na Convenção do Clima e na Organização Mundial do Comércio.

No caso da adoção de redução da base tributária ou alocação favorável de direitos de emissão, é importante identificar os setores econômicos em risco de competitividade, que geralmente são aqueles intensivos em emissões e expostos ao comércio internacional. Essa decomposição geralmente combina indicadores de intensidade de carbono, custo adicional de mitigação e exposição do setor ao comércio internacional. (Margulis, Seroa da Motta et al, 2018). Essa abordagem tem sido utilizada no mercado de carbono europeu desde a sua primeira fase, que começou em 2005.

No caso da adoção do ajuste de fronteira, não seria necessária a identificação dos setores de risco, pois seria aplicado proporcionalmente em todos os setores da economia que estivessem sob a política de precificação de carbono (de acordo com a intensidade de emissão de cada setor).

Uma das conclusões do projeto PMR é que o ajuste de fronteiras traz ganhos econômicos para o país e para o setor industrial, pois oferece proteção sob medida, calculada especificamente para cada setor econômico.

## 5.6. Offsets

Os offsets são créditos relacionados a determinados valores de redução de emissões obtidos por setores não regulamentados, ou seja, em setores não contemplados pelo mecanismo de precificação.

Para evitar que os preços do carbono caiam muito, prejudicando o incentivo à descarbonização de setores regulados e à inovação tecnológica setorial, e para minimizar possíveis efeitos de vazamento, a maioria das jurisdições introduz limites ao seu uso por uma entidade regulada e, às vezes, também, no total agregado. Na maioria dos casos, esse limite é de 20% em abordagens de mercado.

Para o caso brasileiro, dada a ampla disponibilidade de offsets nacionais, não é sugerida a utilização de offsets internacionais. Essas oportunidades nacionais de compensação seriam usadas tanto no caso da tributação quanto nos sistemas de mercado. Assim, os agentes regulados poderiam abater as reduções de emissões equivalentes da compra dessas compensações.

No projeto PMR, os resultados das simulações mostram que os cenários de política de precificação de carbono aproveitam o uso de offsets florestais para reduzir o custo econômico total da mitigação, onde o investimento evitado em medidas de mitigação mais dispendiosas é da ordem de 32 bilhões de dólares de 2021 a 2030. Os esquemas de precificação de carbono incentivam o uso de offsets da restauração de vegetação nativa pelos setores produtivos e tiveram um impacto importante nos resultados socioeconômicos e de mitigação do estudo. Com um custo pouco abaixo de 10 USD/t CO<sub>2</sub>e até 2030, os offsets acabaram sendo a medida marginal de mitigação em todos os cenários de precificação de carbono, equiparando assim os custos marginais de abatimento entre os setores nesse nível. Embora os custos dos offsets aumentem progressivamente, outros estudos mostraram que eles continuarão sendo um ativo e uma opção chave para permitir que o Brasil siga um caminho de descarbonização radical até 2050 e alcance a meta recentemente anunciada de neutralidade climática em 2050.

Assim, o uso de offsets reduz os custos gerais de mitigação, atenua em parte o efeito recessivo do preço do carbono e, portanto, ajuda a impulsionar um nível mais alto de desempenho econômico, medido pelo PIB.

Em estudo publicado em 2021 (DDP-BIICS - La Rovere et al, 2021), o potencial utilizado de “offsets” de restauração de vegetação de nativa seria de 238 Mt CO<sub>2</sub>e entre 2021 e 2030, enquanto na década de 2041 a 2050 o potencial utilizado chegaria a 572 Mt CO<sub>2</sub>e, evidenciando a importância dos offsets florestais na meta brasileira de neutralização de suas emissões até meados do século. Por isso, sugere-se que no caso especial do Brasil os offsets possam chegar até 30% do esforço de mitigação da indústria. Por exemplo, no caso do estudo para a Iniciativa Clima e Desenvolvimento (La Rovere et al, 2021), as emissões acumuladas do setor industrial de 2021 a 2030 seriam de 1815 Mt CO<sub>2</sub>e no Cenário de Referência (REF) e de 1618 Mt CO<sub>2</sub>e no Cenário de Mitigação Adicional (CMA). Desta redução total de 196 Mt CO<sub>2</sub>e, 139 Mt CO<sub>2</sub>e (71%) seriam provenientes de ações de mitigação de emissões dentro do próprio setor industrial, enquanto 57 Mt CO<sub>2</sub>e (29%) seriam compensadas por projetos florestais.

## 5.7. Penalidades

As penalidades por não cumprir as metas podem ser, por exemplo:

- Obrigação de comprar o número de unidades de redução não cumpridas vezes um fator de penalidade maior que 1;
- Pagamento de multa estimada pelo número de unidades de redução não realizadas vezes um valor fixo por unidade superior ao preço de mercado;
- Pagamento de multa de valor fixo independentemente do valor não cumprido;
- Abertura de processo penal com prisão;
- Pagamento de multa e processo criminal por falsificação de informações relativas às emissões anuais.

## 5.8. MRV

Ter um sistema de MRV (medição, relato e verificação) robusto é fundamental para um bom funcionamento da política de precificação de carbono.

Como o número de empresas é muito grande – mais de 300.000 empresas espalhadas por mais de 700.000 estabelecimentos – a medição e monitoramento das emissões em todas elas resultaria em custos administrativos muito elevados tanto para o regulador quanto para aquelas com menor capacidade gerencial. Para evitar custos administrativos excessivos de MRV das entidades reguladas, são adotados limites mínimos para participação na política de precificação de carbono, a fim de reduzir o número de entidades reguladas.

Para o Brasil, um limite mínimo de 25 kt CO<sub>2</sub>e/ano foi sugerido pelo projeto PMR Brasil (Margulis, Seroa da Motta et al, 2018). Um limiar menor no caso brasileiro poderia prejudicar a competitividade de estabelecimentos menores no país.

Parte significativa das grandes empresas brasileiras monitora, reporta e verifica suas emissões de GEE voluntariamente em plataformas como o Programa Brasileiro GHG Protocol e o CDP Climate Change, e também há relatórios para sistemas estaduais obrigatórios ou voluntários. Essa experiência de MRV será importante para a padronização das regras de contabilidade e relato de um instrumento brasileiro de precificação de carbono.

Deve ser criada uma base de dados nacional de fatores de emissão padrão, que garanta a uniformidade dos fatores de emissão utilizados nos cálculos para que a base seja a mesma para todos. Fatores de emissão específicos devem ser homologados pelo órgão competente. Idealmente, o sistema MRV deve ser introduzido antes do sistema de mercado, para coletar dados que ajudem a calcular de forma realista o cumprimento das metas. Para os procedimentos de Monitoramento, Relato e Verificação (MRV), inicialmente é sugerido um relatório anual para todos os agentes regulados com verificação de terceiros.

Nas abordagens de mercado, existe a possibilidade de integrar o mercado nacional de emissões com o de outros países. Como resultado, o cumprimento das metas de controle pode ser alcançado por meio da compra e venda de direitos emitidos em jurisdições fora do país na forma de unidades negociáveis. Essa possibilidade de unidades negociáveis internacionalmente pode ser adotada mesmo no caso de regime de tributação quando a base de cálculo das emissões da entidade regulada é ajustada de acordo com os direitos adquiridos internacionalmente. O Artigo 6 do Acordo de Paris aborda diretamente as disposições desses mecanismos de mercado entre países na implementação do acordo. Um sistema de MRV robusto é, portanto, altamente desejável (Margulis, Seroa da Motta et al, 2018).

## 6. Uso das Receitas

Os pagamentos de impostos sobre o carbono e/ou leilões de licenças de emissão de um mercado de carbono geram transferências de receita para as administrações públicas e tornam-se componentes da receita do orçamento público. A literatura econômica geralmente considera três tipos de uso desses novos recursos econômicos no orçamento público: 1) redução do déficit e da dívida pública; 2) transferências para os agentes

econômicos; e 3) redução de outros impostos existentes. Na prática, parte das receitas de carbono pode ser alocada para usos mais específicos, como apoiar o desenvolvimento de tecnologias renováveis por meio de subsídio dedicado ou ajudar “perdedores” específicos da transição energética. No geral, a questão política geral fundamental é sobre como projetar o uso das receitas de carbono para abordar diferentes metas políticas simultaneamente (além da meta climática), incluindo otimizar a eficiência econômica da reforma fiscal de carbono, reduzir a dívida pública, reduzir as desigualdades e a pobreza e qualquer outro objetivo mais específico: assegurar a competitividade da indústria, reduzir a pobreza energética, desenvolver tecnologias renováveis (como é o caso do **RENOVABIO**, que reverte suas receitas para os produtores de combustíveis renováveis), etc.

Em condições específicas, a reciclagem das receitas de carbono na redução da alíquota de certos impostos torna possível gerar um benefício econômico. A hipótese do duplo dividendo traz especialmente muita atração política, pois o benefício econômico pode ser alcançado conjuntamente com o benefício climático. Uma condição necessária para o duplo dividendo é que o sistema tributário inicial deve ser ineficiente em alguma dimensão, e a reforma tributária fiscalmente neutra pode reduzir essa ineficiência. Os casos práticos incluem tributação ineficiente do trabalho e do capital, mercado de trabalho informal e uma tributação baixa da renda do trabalho informal.

Entretanto, o duplo dividendo e a eficiência macroeconômica da política climática são apenas um aspecto da análise política dentro de uma abordagem multiobjetivo mais ampla. A aceitação política desse instrumento de precificação é fundamental, e convulsões sociais e crises políticas reafirmam o papel essencial de políticas complementares para garantir o sucesso de qualquer esquema de precificação de carbono (Stiglitz&Stern, 2017).

O modelo **IMACLIM-BR** (Wills, 2013; Lefèvre, 2016; Wills et al, 2021), utilizado na modelagem do projeto **PMR** e na Iniciativa **Clima e Desenvolvimento**, distingue um conjunto de impostos diretos pagos pelos setores de produção (impostos sobre a folha de pagamento e produção) e consumidores (imposto sobre vendas) e um conjunto de impostos indiretos pagos por setores institucionais (imposto sobre as sociedades pago pelas empresas e imposto sobre o rendimento pago pelas famílias), e assim, consegue simular políticas de reciclagem das receitas bastante específicas, buscando obter essas condições de duplo dividendo.

Os estudos citados acima testaram diferentes configurações da reciclagem das receitas de carbono e são unânimes em afirmar a importância da preservação da neutralidade fiscal da política de precificação de carbono – Todos os recursos arrecadados pelo governo devem ser devolvidos à sociedade de forma que a carga fiscal, já elevada no país, não aumente ainda mais. Esses recursos, se utilizados corretamente (reduzindo distorções ou ineficiências do sistema econômico e fiscal), podem auxiliar no alcance de um duplo dividendo: Redução das emissões aliada a um maior crescimento econômico.

Considerando-se a hipótese de neutralidade fiscal, há ainda diversas formas de reciclar os recursos de volta à economia. As mais promissoras são:

- i. Redução de encargos trabalhistas, e assim aumentar o incentivo a novas contratações, o que aquece o mercado de trabalho e combate o efeito recessivo da precificação de carbono.
- ii. Transferências para as famílias mais pobres (em situação de extrema pobreza), e assim garantir que o seu poder de compra não seja afetado pela política de precificação de carbono ao mesmo tempo



em que reduz as desigualdades no país em relação à situação sem a política de precificação de carbono.

- iii. Uma reciclagem híbrida, onde as receitas da precificação são divididas entre as duas finalidades apontadas acima. Essa reciclagem híbrida foi a utilizada nas simulações da Iniciativa Clima e Desenvolvimento (La Rovere et al, 2021). Nessa simulação, utilizou-se as receitas para reposição do poder de compra das famílias mais pobres (em situação de extrema pobreza no ano base), de modo que o aumento de preços fosse compensado completamente por transferências diretas do governo utilizando as receitas de carbono. O restante dos recursos foi utilizado para a redução de encargos trabalhistas.

A reciclagem híbrida parece oferecer o melhor custo-benefício em termos políticos, econômicos, sociais e de aceitação da política de precificação de carbono pela sociedade.

## 7. Ajustes nos Instrumentos Setoriais

As políticas e programas setoriais oferecem instrumentos de reserva de mercado, subsídios e padrões tecnológicos com o objetivo de estimular a expansão do produto setorial brasileiro. Esses instrumentos, quando direcionados à expansão de setores e atividades com alta intensidade de emissões, geram efeito contrário ao da precificação do carbono.

Por outro lado, os instrumentos direcionados a produtos e atividades de baixo carbono também podem ter conflitos de sobreposição de objetivos ou metas com a política de precificação de carbono. Nesses casos, eles podem exigir ajustes para evitar custos adicionais para atingir as metas de mitigação.

O projeto PMR identificou diversos instrumentos setoriais que necessitariam de ajuste no caso da implementação da precificação de carbono no Brasil, e sugeriu diferentes formas de ajuste. Dentre os instrumentos setoriais que necessitariam de ajuste, pode-se destacar os seguintes:

- Combustíveis
  - Cide-Combustíveis
  - RENOVABIO
  - Programas de Eficiência Energética
  - Subsídios (REPETRO, REPEX etc.)
  - Financiamento
  - Aprimoramento do ambiente regulatório
  - Política de preços praticada pela PETROBRAS
- Eletricidade
  - Subsídios (Microgeração, Energias Alternativas, Isenção de tributos sobre a venda de carvão destinado à termoeletricidade etc.)
  - Financiamento
  - Aprimoramento do ambiente regulatório

- Indústria
  - Financiamento
  - Subsídios
- Agropecuária
  - Crédito e seguro rural
  - Imposto territorial rural (ITR)

Para mais detalhes de como esses instrumentos impactariam a política de precificação de carbono, e as recomendações dadas pelo PMR para otimizar tais instrumentos, pode-se consultar os produtos do Componente 1 do projeto PMR-Brasil (Margulis, Seroa da Motta et al, 2018).

## 8. Arranjos Institucionais

### 8.1 Projeto de Lei 528/2021

O PL 528/2021 propõe a criação do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE). Nesse mercado, alguns setores da economia têm metas obrigatórias de redução de emissões de gases de efeito estufa: os agentes que emitiram além do seu limite permitido precisam comprar créditos de agentes que emitiram menos, e assim geraram créditos. A criação do MBRE está prevista na lei que instituiu a Política Nacional de Mudança do Clima (Lei 12.187/09), e é uma recomendação do Protocolo de Quioto, tratado internacional ratificado pelo Brasil que prevê a redução da concentração de GEE no planeta.

O projeto de lei se inicia apresentando princípios, palavras e expressões, acompanhados de seus significados, como “créditos de carbono”, “Compensação de Emissões”, “Mercado Voluntário”, e “Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE)”, dentre outros.

São objetivos do MBRE o fomento às atividades de projetos de redução e remoção de emissões de GEE, o incentivo econômico à conservação e proteção ambientais, a melhoria do ambiente e segurança do mercado de créditos de carbono no Brasil, a valorização dos ativos ambientais brasileiros, a geração de riqueza e combate à pobreza por meio da atração de investimentos de baixo carbono, e a redução dos custos de mitigação de emissões de GEE.

O projeto de lei discorre ainda sobre os projetos elegíveis ao MBRE, que devem ser verificados e emitidos conforme padrões de certificação e metodologias que sejam compatíveis e comparáveis com as melhores práticas internacionais.

O PL cria também o Sistema Nacional de Registro de Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SNRI-GEE), com o objetivo de efetuar o registro de projetos de redução ou remoção de GEE e de créditos de carbono, para assegurar a credibilidade e segurança das transações e servindo como ferramenta adicional para a

contabilidade nacional das transações com créditos de carbono originados no país, sejam elas transações nacionais ou internacionais.

O SNRI-GEE deverá ser administrado pelo Instituto Nacional de Registro de Dados Climáticos (INRDC), pessoa jurídica de direito privado, fiscalizado e regulado pelo Ministério da Economia. O INRDC tem como objetivo registrar e tornar públicos os projetos e programas de geração de créditos de carbono, servir de ferramenta de controle e contabilidade nacional das transações com créditos de carbono originados no país, realizar projeções para a definição das ambições e atingimento das metas nacionais e internacionais referentes às Mudanças Climáticas, e coordenar a definição de metodologias e elaboração dos inventários nacionais de emissões de GEE, além de outras funções relacionadas aos objetivos desse PL.

O PL propõe o prazo de 5 anos a partir da publicação da Lei para que o Ministério da Economia regulamente o programa nacional obrigatório de compensação de emissões de GEE. Esse programa deverá se basear nos dados dos inventários nacionais de emissões de GEE, nos setores da economia com maior índice de emissões de GEE, nos setores da economia com maior capacidade de remoção e compensação de GEE, e estabelecer metas setoriais e individuais de redução, remoção e compensação de forma progressiva e de acordo com a NDC brasileira. O programa nacional obrigatório de compensação de emissões deverá também criar benefícios financeiros e administrativos para as pessoas jurídicas que adotaram medidas públicas de inventariação e compensação de suas emissões de GEE no Mercado Brasileiro de Redução de Emissões. As transações nacionais no mercado voluntário de créditos de carbono serão isentas de pagamento dos tributos federais PIS, COFINS e CSLL. Com a eventual aprovação e entrada em vigor do PL 528/2021, o Brasil passaria a adotar instrumentos de precificação de carbono e de governança climática semelhantes a instrumentos já observados em diversos outros países, aumentando as vantagens competitivas do país para a redução das emissões de GEE rumo a uma economia neutra em carbono em 2050.

## 8.2. Decreto 11.075/2022

Em maio de 2022 foi publicado o decreto 11.075/2022 do governo federal, que pode ser considerado um primeiro passo na direção da regulamentação de um mercado doméstico de créditos de carbono. O decreto pode ser um ponto de partida para implementação de uma política de precificação de carbono no Brasil.

O decreto cria um registro único de créditos de carbono (SINARE - Sistema Nacional de Redução de Emissões de GEE) e classifica os créditos como ativos financeiros. Define também o crédito de metano, como crédito diferente do mensurado em CO<sub>2</sub>e, que o governo acredita que possa vir a ter um prêmio em relação ao CO<sub>2</sub>e devido ao Acordo do Metano, ao qual o Brasil se comprometeu durante a COP 26.

O decreto se baseia na futura elaboração de planos setoriais, que deverão estabelecer metas setoriais gradativas de redução de emissões e define que os créditos de carbono utilizados para o cumprimento das metas deverão estar registrados no SINARE. Estes planos setoriais deverão ser aprovados pelo Comitê Interministerial de Mudança do Clima e Crescimento Verde, mas ainda não há definição de prazos e regras específicas.

O Decreto 11.075/2022 vem sofrendo diversas críticas desde a sua publicação, em geral questionando sua segurança jurídica. Um Decreto é um ato normativo secundário, abaixo da Lei, e não chega a ter natureza jurídica de lei. Os decretos normalmente são utilizados para detalhar as leis, sem alterá-las ou contradizê-las. Dessa forma, o decreto não garante segurança jurídica ao setor privado para que o mercado de carbono criado comece efetivamente a funcionar. Além disso, o decreto pode ser revogado a qualquer momento pelo chefe do Poder Executivo da União, e considerando que estamos em um ano de eleições presidenciais, este é um detalhe importante.

Por outro lado, ao anunciar a sua criação, o governo citou que o decreto criado apoia o Projeto de Lei em discussão no Congresso com o objetivo de criar o mercado de carbono. Um maior apoio do governo sobre este tema pode garantir a aprovação do Projeto de Lei 528/2021 de forma mais rápida, o que é positivo.

## 9. Considerações Finais

Este relatório apresenta uma proposta preliminar de como deveria ser uma política de precificação de carbono no Brasil, com base em uma revisão da literatura, resultados de projetos relacionados à precificação de carbono coordenados pelo Centro Clima como PMR Brasil (La Rovere et al, 2020) e a Iniciativa Clima e Desenvolvimento (La Rovere et al, 2021), e consultas a stakeholders e partes interessadas.

Essa proposta preliminar buscou ilustrar um caminho possível de implementação do instrumento de precificação de carbono no Brasil, e certamente um maior detalhamento desse instrumento, assim como da política climática brasileira como um todo, será necessário em um segundo momento.

Em cenários de médio e longo prazo no Brasil, a implementação da precificação de carbono é um passo necessário, mas não suficiente, em que se pese a importância e magnitude das emissões provenientes de AFOLU. Por exemplo, as emissões do desmatamento ilegal não responderiam a esse instrumento, devendo então, ser controladas e reduzidas com a introdução de outros instrumentos e políticas (comando e controle, moratórias da soja e do gado etc.).

Diversos estudos simulando diferentes políticas de precificação de carbono para cumprir as metas da NDC no Brasil já foram executados, entre eles podemos citar o PMR Brasil (La Rovere et al, 2020) e a Iniciativa Clima e Desenvolvimento (La Rovere et al, 2021). Esses estudos avaliaram a relação custo-benefício e o desempenho socioeconômico das políticas de precificação de carbono em comparação um cenário de referência, sem precificação de carbono.

Em linhas gerais, os resultados do estudo realizado para a Iniciativa Clima e Desenvolvimento (La Rovere et al, 2020) mostram que, até 2030, as emissões evitadas acumuladas provenientes da redução do desmatamento e de outras medidas dentro do setor de AFOLU equivaleriam a cerca de 2/3 de todas as emissões evitadas pelo país, enquanto a precificação de carbono seria responsável por cerca de 1/3 apenas.

A boa notícia é que um preço de carbono relativamente baixo (menos de 10 USD/t CO<sub>2</sub>e) seria suficiente para cumprir as metas brasileiras de NDC até 2030. Isso se deve em grande parte ao enorme potencial de mitigação

do país a baixo custo e a grande oferta de offsets disponíveis a partir de compensações florestais. Um limite de 30% de sua contribuição para atender aos limites de emissões da indústria permitiria garantir que a transição energética no país não ocorra tardiamente devido à utilização desse potencial.

A flexibilidade possibilitada pela precificação do carbono o torna o instrumento com a maior custo-efetividade para garantir o atingimento das metas da NDC e superá-las numa transição para a neutralidade climática em 2050, além de ajudar a alcançar outras metas de desenvolvimento em comparação com políticas alternativas (comando e controle, subsídios a investimentos e outros instrumentos de política sozinhos).

Os esquemas de precificação de carbono também são capazes de auxiliar em uma transição suave para uma sociedade de baixo carbono no Brasil. Entretanto, será importante promover ajustes regulares no sinal de preço do carbono (ou ajuste das permissões de emissão) para garantir que futuras metas brasileiras mais ambiciosas de mitigação de emissões de GEE no médio e longo prazo continuem sendo cumpridas. Também será importante abordar as prioridades urgentes para o desenvolvimento econômico, incluindo uma redução constante das desigualdades econômicas e da pobreza extrema no país.

A aceitação política do instrumento de precificação de carbono é fundamental. Isso foi ilustrado pelo movimento dos “coletes amarelos” na França e pela greve geral liderada por caminhoneiros no Brasil. Esses movimentos e eventos sociais mostram a importância da aceitabilidade política que depende do equilíbrio alcançado entre as metas de mitigação e de desenvolvimento do país.

No mundo real, a economia política da agenda de precificação de carbono provavelmente exigirá que as receitas de carbono sejam divididas entre diferentes fins, com destaque para a alocação de receitas para reduzir encargos trabalhistas e gerar novos empregos, e para compensação dos impactos negativos sobre o poder de compra das famílias de baixa renda. No estudo para a Iniciativa Clima e Desenvolvimento (La Rovere et al, 2020), por exemplo, foi adotada uma destinação de desses recursos sob a forma transferências sociais para famílias dos domicílios pertencentes à faixa dos 20% de mais baixa renda, de modo a recompor o poder de compra dessas famílias no cenário inicial. O restante das receitas foi utilizado para redução da carga tributária sobre a mão de obra.

As convulsões sociais e crises políticas já registradas, alimentadas pelo aumento dos preços dos combustíveis fósseis, confirmam uma das conclusões da Comissão Stiglitz-Stern (2017), sobre o papel essencial de políticas públicas complementares para garantir o sucesso de qualquer esquema de precificação de carbono.

## 10. Referências

- La Rovere, E.L., Dubeux, C. B. S., Wills, W. et al (2021). Policy lessons on Deep Decarbonization in large emerging economies, Brazil. Deep Decarbonization Pathways (DDP) Initiative - IDDRI. Paris. [https://ddpinitiative.org/wp-content/pdf/DDP\\_BIICS\\_CountryReport\\_BRA.pdf](https://ddpinitiative.org/wp-content/pdf/DDP_BIICS_CountryReport_BRA.pdf)
- La Rovere, E.L., Dubeux, C. B. S., Wills, W. et al (2022). Enabling conditions for investment in the transition to a low-carbon society in Latin American countries. Centro Clima / COPPE / UFRJ.
- La Rovere, E.L., Wills, W., Dubeux, C. B. S. et al (2020). Preparação de Modelagem para Estimar os Impactos Socioeconômicos da Adoção de um Instrumento de Precificação de Carbono como parte do Pacote de Implementação da NDC Brasileira - Componente 2a (Modelagem). PMR Brasil, 2020.
- La Rovere, E.L., Wills, W., Dubeux, C. B. S. (2021). Estudo Técnico da Iniciativa Clima e Desenvolvimento. Centro Clima / COPPE / UFRJ.
- Lefevre, Wills & Hourcade. Combining low-carbon economic development and oil exploration in Brazil? An energy-economy assessment. CLIMATE POLICY, v.1, p.1 - 10, 2018.
- Margulis, S.; Schaeffer, R. ; Brito, M. ; Queiroz, H. ; Desclaux, L. ; Lucena, A. ; Szklo, A. ; Gavioli, L. ; Silva, P.. (2020). Relatório Final do Produto 3 - Recomendações para o setor de Combustíveis. Componente 1. PMR Brasil, 2020.
- Margulis, S.; Seroa da Motta, R.; Brito, M.; Kansy, T.; Gramkow, C.; Gavioli, L.; Pamela, S.(2018). Recomendações de pacotes de instrumentos de precificação de carbono. Componente 1. PMR Brasil, 2018.
- Stiglitz, J.E.; Stern, N. (chairs); Duan, M.; Edenhofer, O.; Giraud, G.; Heal, G.; La Rovere, E.L.; Morris, A.; Moyer, E.; Pangestu, M.; Shukla, P.R.; Sokona, Y.; Winkler, H.; Report of the High-Level Commission on Carbon Prices, Carbon Pricing Leadership Coalition, supported by the World Bank Group, ADEME, Ministère de la Transition Écologique et Solidaire (France), 29 May 2017.
- Wills, W. (2013). Modelagem dos efeitos de longo prazo de políticas de mitigação de emissão de gases de efeito estufa na economia do Brasil / William Wills. - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.<http://antigo.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/wills.pdf>
- Wills, W., La Rovere, E.L., Grottera, C., Naspolini, G. F., Le Treut, G., Gherzi, F., Lefèvre, J., Dubeux, C.B.S., 2021. Economic and social effectiveness of carbon pricing schemes to meet Brazilian NDC targets. Climate Policy, 2021. <https://doi.org/10.1080/14693062.2021.1981212>
- WORLD BANK, ECOFYS, VIVID ECONOMICS. State and Trends of Carbon Pricing 2021, Washington, DC.

## ANEXO I – Emissões Totais e Níveis de Precificação de Carbono no Brasil Requeridos para o Cumprimento do Acordo de Paris em 2030 e EM 2050 (Iniciativa Clima e Desenvolvimento)

**Tabela 1.** Emissões totais de GEE nos cenários de referência e de mitigação adicional, por setor, entre 2005 e 2050 (Mt CO<sub>2</sub>e)

Mt CO <sub>2</sub> e	Cenário	2005	2010	2020	2030	2040	2050
MUT – Emissões brutas	REF	2.258	933	1.034	1.039	1.039	1.039
	CMA1				624	204	72
Remoções (MUT, florestas, áreas protegidas, outras)	REF	-678	-675	-608	-573	-593	-610
	CMA1				-747	-882	-1.141
Agricultura (culturas + energia)	REF	127	143	92	97	101	115
	CMA1				99	106	119
Pecuária (fermentação entérica + dejetos)	REF	393	395	432	466	485	529
	CMA1				453	444	413
Transportes	REF	139	174	175	209	220	240
	CMA1				166	138	111
Indústria (Energia + IPPU)	REF	141	162	165	194	231	267
	CMA1				169	175	176
Energia (oferta + demanda residencial e serviços)	REF	115	128	124	126	116	118
	CMA1				93	86	77
Resíduos	REF	67	74	99	121	143	169
	CMA1				102	93	86
Total	REF	2.562	1.336	1.511	1.679	1.742	1.868
	CMA1				957	364	-87

Fonte: Unterstell, La Rovere et al. (2021) – Iniciativa Clima e Desenvolvimento

**Tabela 2.** Níveis de precificação de carbono até 2050 requeridos no cenário de mitigação adicional para alcance da meta brasileira de neutralidade climática até 2050 (US\$/t CO<sub>2</sub>e)

Ano	2010	2020	2030	2040	2050
Preço do Carbono (US\$/t CO <sub>2</sub> e)	0	0	19,0 <sup>15</sup>	34,1	49,3

Fonte: Unterstell, La Rovere et al. (2021) - Iniciativa Clima e Desenvolvimento

<sup>15</sup> Esse valor se refere ao preço de carbono necessário para garantir que o país esteja na trajetória de neutralização das emissões de GEE até 2050, e é mais elevado do que o valor necessário para o atingimento da meta da NDC para 2030 (abaixo de 10 USD/t CO<sub>2</sub>e, de acordo com o PMR Brasil).

# PARTE III

## PLANOS SETORIAIS DE MITIGAÇÃO



## Plano de Mitigação de AFOLU

***Autores: Michele Cotta Walter, Carolina Dubeux & Giovanna Napolini***

## SUMÁRIO

1. Apresentação do Setor .....	3
2. Objetivos .....	4
3. Ações de Mitigação.....	5
4. Instrumentos .....	9
4.1. Mecanismos para Novos Mercados: Pagamentos por Serviços Ambientais, REDD+ e Cota de Reserva Ambiental .....	12
4.2. Programas de Apoio ao Uso Sustentável das Florestas e Diversificação da Produção florestal – Criação de uma Proposta de Política Nacional de Bioeconomia.....	12
4.3. Criação de uma Política Florestal Independente da Política Agrícola.....	13
4.4. Propostas de Alteração na Lei de Gestão de Florestas Públicas (Lei 11.284/2006) para Aumentar a Viabilidade das Concessões Florestais.....	14
5. Referencias.....	15
Apêndice 1 – Proposta de Instrumento para Aumentar a Viabilidade das Concessões Florestais.....	17
Apêndice 2 – Oportunidades de Investimento .....	29
A2.1. Oportunidade de Investimento 1 – Restauração de Florestas Nativas nos Biomas Amazônia e Mata Atlântica	29
A2.2. Oportunidade de Investimento 2 – Reflorestamento com espécies comerciais para fornecimento de biomassa para produção de pellets de madeira, briquetes e cavacos .....	35

## FIGURAS

Figura 1. Emissões e remoções do setor de AFOLU nos cenários CPS e DDS (Mt CO <sub>2</sub> e) .....	8
Figura 2. Mapa geral de localização florestal .....	33

## TABELAS

Tabela 1. Premissas gerais para agricultura no CPS e DDS .....	5
Tabela 2. Premissas gerais para LULUCF no CPS e DDS.....	7
Tabela 3. AFOLU – barreiras e instrumentos identificados ao longo do projeto .....	9
Tabela 4. Emissão evitada (Mt CO <sub>2</sub> e) e área (Mha) de florestas nativas.....	34
Tabela 5. Área florestal requerida para produção de pellets, briquetes e cavacos (Mha) e estimativa de emissão evitada (Mt CO <sub>2</sub> e). .....	38

## 1. Apresentação do Setor

O Brasil é um país predominantemente florestal com quase 500 milhões de hectares de florestas naturais e plantadas, o que corresponde, em média, 60% de seu território. Destes 500 milhões aproximadamente 50% são caracterizados como Áreas Protegidas. O setor de agricultura inclui culturas temporárias, culturas permanentes, produtos florestais e pastagens. A área com agricultura é de aproximadamente 230 milhões de hectares, com pastagens cobrindo cerca de 75% e culturas agrícolas 25%. A agricultura é o motor essencial para o crescimento econômico do Brasil. A produção cresceu rapidamente nas últimas décadas, impulsionada pelo aumento da demanda global e pelos avanços tecnológicos. Mudanças nas práticas de manejo dos cultivos e expansão da área colhida permitiram que o Brasil se tornasse um dos principais exportadores de soja, carne bovina e celulose.

Agricultura, Florestas e Mudança do Uso da Terra (AFOLU, sigla em inglês) é a principal fonte de emissões de gases de efeito estufa (GEE) do Brasil. Cerca de 73% das emissões brutas de GEE vieram deste setor em 2020, quando as emissões da mudança de uso da terra e florestas (LULUCF) atingiram 998 Mt CO<sub>2</sub>e (46% do total) e as emissões da agricultura 577 Mt CO<sub>2</sub>e (27%). No entanto, quando consideradas as emissões líquidas, as emissões de LULUCF caem para 363 Mt CO<sub>2</sub>e (24% do total), tornando-se a terceira fonte de emissões atrás da Agricultura e Uso de Energia (SEEG, 2021).

Desde a 15<sup>a</sup> COP/UNFCCC (2009), o Brasil se comprometeu voluntariamente a reduzir as emissões de GEE por meio das NAMAS e criou a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC (Lei 12.187/2009). Um dos instrumentos da PNMC é o Plano Setorial de Mitigação e Adaptação às Mudanças Climáticas para a Consolidação de uma Economia de Baixo Carbono na Agricultura (Plano ABC). O Plano ABC teve como objetivo incentivar a adoção de tecnologias sustentáveis de produção de baixo carbono na agricultura no período 2010-2020. Em 2021, o Decreto 10.606/2020 instituiu a nova fase do Plano ABC 2021/2030, conhecido como ABC+, contando com uma estrutura mais moderna e integrada para discutir avanços e adotar tecnologias sustentáveis de produção.

Em 2017, o Governo Federal instituiu a Política Nacional de Recuperação da Vegetação Nativa (Proveg) por meio do Decreto 8.972/2017, que tem como instrumento o Plano Nacional de Recuperação da Vegetação Nativa (Planaveg). O Proveg visa articular, integrar e promover políticas e programas de recuperação de florestas e outras formas de vegetação nativa em pelo menos 12 Mha, no Brasil.

A adoção de ações de mitigação relacionadas à redução do desmatamento e ao aumento da área florestal é fundamental para que o país cumpra os compromissos estabelecidos na NDC e alcance a neutralidade climática em 2050. Nesse contexto, os cenários prospectados no Projeto DDP BIICS (La Rovere et al., 2021) e no estudo “Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030” (Unterstell e La Rovere et al., 2021) mostram que a maior parte das reduções de emissões de GEE são proporcionadas pela mudança do uso da terra e pela silvicultura.

A redução do desmatamento e a promoção da restauração florestal em larga escala são as principais medidas de mitigação do Brasil para reduzir as emissões líquidas de GEE. A maior parte das barreiras identificadas para reduzir o desmatamento está associada à impunidade para os crimes ambientais, retrocessos nas políticas ambientais, incentivo à grilagem de terras públicas e baixa rastreabilidade da cadeia de alguns produtos agrícolas.

Por outro lado, áreas de florestas públicas não destinadas, áreas de proteção permanente e áreas rurais desmatadas ou sem cobertura vegetal representam uma oportunidade para a expansão de reflorestamentos e para restauração florestal no Brasil. Programas de apoio ao uso sustentável das florestas que incluem diferentes modelos de restauração florestal e promovam benefícios financeiros de curto prazo, como bioeconomia e sistemas de integração lavoura-pecuária-floresta são fundamentais para impulsionar o reflorestamento e a restauração florestal em larga escala no país.

O Acordo de Paris, a Iniciativa 20 x 20 e o Desafio de Bonn reconhecem a restauração florestal e o reflorestamento como boas estratégias em termos de custos e benefícios para mitigar as mudanças climáticas e melhorar a resiliência da economia e da sociedade (Rollim et al., 2019). Assim, torna-se imprescindível alavancar a escala dos programas de reflorestamentos tanto de florestas para fins comerciais quanto para conservação, principalmente com espécies nativas.

Nesse contexto, este Plano de Mitigação tem como foco propor ações que visam a redução das emissões e o aumento das remoções de GEE no setor de AFOLU. Além disso, apresenta alguns instrumentos para viabilizar a implementação dessas ações de mitigação no país.

## 2. Objetivos

Este Plano de Mitigação visa promover a redução das emissões de GEE e o aumento das remoções de CO<sub>2</sub>e no setor AFOLU através da adoção de práticas sustentáveis nos subsetores de agricultura e de LULUCF. Os objetivos específicos são:

- Incentivar a adoção de sistemas de produção sustentáveis que simultaneamente reduzam as emissões de GEE e aumentem a renda dos produtores.
- Incentivar a restauração de florestas nativas em larga escala e práticas de reflorestamento no país.
- Contribuir para o cumprimento dos compromissos de redução de emissões do Brasil e viabilizar a participação de projetos do setor AFOLU.
- Propor instrumentos que viabilizem a implementação de oportunidades de investimentos com alto potencial de redução de emissões de GEE e comprovada viabilidade econômica, social e ambiental.

Neste contexto, o Cenário “Retomada com Transição Justa e Taxa anual de Desmatamento Zero na Amazônia e na Mata Atlântica em 2030”, componente do estudo desenvolvido pelo Centro Clima e Talanoa (Unterstell, La Rovere et al., 2021), mostra que a maioria das reduções de emissões de GEE no país são oriundas de LULUCF. Segundo este cenário, as remoções de carbono poderiam aumentar 22% no período 2020-2030, devido principalmente, ao aumento de áreas protegidas, à restauração florestal e ao reflorestamento em larga escala no país.

### 3. Ações de Mitigação

Os objetivos elencados acima poderão ser alcançados por meio da intensificação da adoção de um conjunto de medidas de mitigação que já fazem parte das políticas governamentais implementadas no país, especialmente aquelas contidas no Plano ABC, no Plano ABC+, na primeira versão da NDC brasileira e no Planaveg.

#### a. Ações de mitigação – Agricultura

No subsetor de agricultura as ações de mitigação contempladas no Plano ABC (Fase 1) e ABC+ são as principais estratégias para o desenvolvimento sustentável e redução das emissões de GEE.

Tecnologias agrícolas de redução de emissões de GEE ou de aumento das remoções de CO<sub>2</sub>, como fixação biológica de nitrogênio, sistema de plantio direto, aumento do tratamento de dejetos animais, sistemas de integração lavoura-pecuária-floresta e restauração de pastagens degradadas tiveram sucesso na primeira fase do Plano ABC (2010-2020), portanto apresentam potencial para desempenhar um papel importante nesta próxima década no contexto do ABC+. Ao final de sua primeira década de execução (2010-2020), mais de 50 milhões de hectares de área agrícola adotaram as tecnologias do Plano ABC (Brasil, 2021), evitando uma emissão entre 100,21 e 154,38 milhões de Mg CO<sub>2</sub>e no período de 2010 a 2018 (Mendes e Souza, 2020).

A intensificação da pecuária bovina representa um significativo potencial de mitigação de emissão. De acordo com os cenários simulados por Unterstell, La Rovere et al., 2021, a recuperação de 60 Mha de pastagens degradadas associada ao aumento da produtividade do gado, melhoramento genético dos rebanhos e redução da idade de abate (de 37 para 27 meses) poderia reduzir as emissões de CH<sub>4</sub> da fermentação entérica em 6% entre 2019-2050 no cenário mais ambicioso (DDS).

As principais premissas relacionadas às medidas de mitigação do subsetor de agricultura no CPS e DDS são apresentadas na Tabela 1.

**Tabela 1.** Premissas gerais para agricultura no CPS e DDS

Ações de Mitigação	CPS	DDS
	(Valores adicionais a 2020)	(Valores adicionais a 2020)
Restauração de pastagens degradadas	2030 = 3,3 Mha 2050 = 18,3 Mha	2030 = 16,1 Mha 2050 = 48,3 Mha
Sistema de plantio direto	2030 = 4,2 Mha 2050 = 8,5 Mha	2030 = 11,3 Mha 2050 = 14,9Mha
Fixação biológica de nitrogênio	2030 = 6,9 Mha 2050 = 11,1 Mha	2030 = 14,6 Mha 2050 = 19,54 Mha
Tratamento de dejetos animais	2030 = 1,2 Mm <sup>3</sup> 2050 = 3,2 Mm <sup>3</sup>	2030 = 2,5 Mm <sup>3</sup> 2050 = 8,5 Mm <sup>3</sup>

Ações de Mitigação	CPS (Valores adicionais a 2020)	DDS (Valores adicionais a 2020)
Intensificação da pecuária bovina	2030 = 3,3 Mha de pastagens restauradas no período 2020-2030 e 18,9 Mha entre 2020-2050 Aumento da taxa de lotação em pastagens recuperadas	16,1 Mha de pastagens restauradas no período 2020- 2030 e 48,3 Mha entre 2020-2050. Aumento da taxa de lotação em pastagens recuperadas; aumento da produtividade por cabeça de gado (melhoria genética, alterações na dieta, aumento do peso da carcaça e redução da idade de abate de 37 para 34 meses em 2030, e 37 para 27 meses em 2050) baseado na literatura

Fonte: Autores. Elaborado com base nas metas do Plano ABC, Plano ABC+ e NDC Brasileira (primeira versão) (Unterstell, La Rovere et al., 2021).

## b. Ações de mitigação – LULUCF

A redução do desmatamento é a principal ação de mitigação que contribui para que o Brasil chegue à emissão líquida zero em 2050. A área anual desmatada no bioma Amazônia em 2020 dobrou em relação a 2012 e foi 44% superior à de 2018 (INPE, 2022). Segundo os cenários simulados por Unterstell, La Rovere, et al., 2021, os esforços para conter o desmatamento serão retomados em 2023, dada a possibilidade de mudança nas políticas governamentais e o aumento da pressão internacional sobre as cadeias agrícolas associadas ao desmatamento. Espera-se que após 2023, as políticas de controle do desmatamento sejam retomadas, atingindo uma redução de 10% no período 2023-2025 e 41% entre 2023-2030, conforme mostra o cenário de mitigação mais ambicioso (DDS) do estudo. Neste cenário o desmatamento ilegal zero no bioma Amazônia será alcançado em 2050, vinte anos após o previsto na primeira NDC brasileira (NDC submetida à UNFCCC em 2016 /versão arquivada). As emissões do desmatamento totalizam 71 Mt CO<sub>2</sub>e em 2050, o que corresponde a uma redução de 93% em relação a 2020.

As áreas protegidas, a restauração de florestas nativas e o plantio florestal com espécies comerciais representam a principal contribuição para as remoções de carbono no subsetor LULUCF. Portanto, a restauração de florestas nativas em larga escala e a promoção do reflorestamento com espécies comerciais são as principais ações previstas no Plano de Mitigação da AFOLU. Duas oportunidades de investimento relacionadas a essas medidas de mitigação são detalhadas no Apêndice 2 deste plano.

A restauração florestal em larga escala tem significativo potencial de mitigação de GEE no setor de uso da terra e mostra-se viável financeiramente, além de apresentar co-benefícios tais como reversão da degradação do solo, conservação da biodiversidade e geração de empregos e renda. Os plantios florestais com espécies comerciais promovem o sequestro de carbono e consistem em fontes sustentáveis de energia de biomassa como pellets, briquetes e cavacos, que podem ser substituídos pela biomassa não renovável.

O projeto de restauração de áreas de florestas nativas visa remover e armazenar carbono restaurando uma área de 4,0 milhões de hectares nos biomas Amazônia e Mata Atlântica até 2030. A restauração em áreas públicas totaliza 1,0 Mha e em áreas privadas 3,0 Mha. Espera-se alcançar mitigação anual (linha de base – emissões do projeto) de 23,7 Mt CO<sub>2</sub>e/ano entre 2021-2030 e um total acumulado de 238 Mt CO<sub>2</sub>e até 2030. O cenário mais ambicioso (DDS) simulou a restauração de 30 Mha de florestas nativas nos biomas Amazônia e Mata Atlântica até

2050, sendo 16 Mha em áreas públicas e 14 Mha em áreas privadas (maiores detalhes encontram-se no Apêndice 2 deste Plano).

A restauração de áreas privadas nos biomas Amazônia e Mata Atlântica ocorrerá em áreas de reserva legal visando atender o Código Florestal. Segundo Soares Filho et al., 2014, o passivo ambiental dessas áreas chega a 7,2 Mha na Amazônia e 4,8 Mha na Mata Atlântica. Por outro lado, a disponibilidade de terras desmatadas não utilizadas na Amazônia brasileira é um cenário favorável para restauração em larga escala. A área desmatada em 2014 totalizou quase 13 milhões de hectares neste bioma (Assunção e Gandour, 2019). A área de floresta pública registrada como não designada, em 2020, foi de 63 milhões de hectares, e mais de 90% estão localizados na Amazônia (Serviço Florestal Brasileiro, 2021).

O reflorestamento com espécies comerciais, particularmente com *Eucalyptus sp.* visa fornecer biomassa para produção de pellets, briquetes e cavacos além de remover CO<sub>2</sub> da atmosfera. A partir de 2021, espera-se um aumento de 1,75 Mha na área plantada, atingindo 2,3 milhões de hectares em 2030 e 5,8 milhões de hectares em 2050. Assim, a mitigação anual média é de 31 Mt CO<sub>2</sub>e/ha/ano entre 2021-2050, considerando que a colheita ocorrerá em sete anos, seguidos por sucessivos períodos de corte, e um acúmulo total de 931 Mt CO<sub>2</sub>e até 2050 (maiores detalhes encontram-se no Apêndice 2 deste Plano).

Custos iniciais elevados e retornos de longo prazo são características intrínsecas dos projetos florestais. De acordo com o estudo realizado por Unterstell, La Rovere, et al., 2021, por exemplo, o custo médio da restauração da vegetação nativa em áreas públicas e privadas é de 12 USD/t CO<sub>2</sub>e em 2021-2030. No caso do reflorestamento com espécies comerciais, o custo médio é de 12,7 USD/t CO<sub>2</sub>e neste mesmo período (câmbio de 2020). Maiores detalhes são apresentados nas oportunidades de investimentos 1 e 2 no Apêndice 2 deste Plano.

As linhas de crédito públicas fornecem uma parte considerável dos recursos para o setor florestal brasileiro. Linhas de crédito para pequenos produtores rurais são disponibilizadas por meio do Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (Pronaf) e demais linhas de crédito disponíveis são provenientes do BNDES, Programa ABC+ e Fundos Constitucionais. Os setores elegíveis para financiamentos incluem conservação da vegetação nativa, restauração de áreas degradadas, produção sustentável, manejo florestal sustentável, sistemas agroflorestais, dentre outros.

As principais premissas para as ações de mitigação relacionadas ao subsetor LULUCF no CPS e DDS são apresentadas na Tabela 2.

**Tabela 2.** Premissas gerais para LULUCF no CPS e DDS

Premissas Gerais – LULUCF		
Ações de Mitigação	CPS	DDS
<b>Redução do desmatamento</b>	<p><b>Área anual desmatada</b> 2019 = 1,90 Mha 2020 = 2,00 (estimativa) 2021-2023: aumento linear atingindo 2,20 Mha em 2023 (aumento de 16% comparado a 2019)</p>	<p><b>Área anual desmatada</b> 2019-2025 = igual ao CPS 2026-2030 = queda linear atingindo 1,30 Mha em 2030 (redução de 34% comparado a 2025). Amazônia: redução de 47%.</p>

Premissas Gerais – LULUCF		
Ações de Mitigação	CPS	DDS
	2024-2025 queda linear atingindo 1,98 Mha em 2025 (redução de 10% comparado a 2023) 2026-2050: mesmo valor de 2025 (1,98 Mha)	2031-2050 = queda linear atingindo 0,380 Mha em 2050 (redução de 71% comparado a 2030); desmatamento ilegal zero na Amazônia em 2050.
<b>Aumento de Áreas Protegidas</b>	Sem aumento de área até 2050 ( <b>276 Mha</b> ).	Aumento de <b>17 Mha</b> no período 2020-2030 ( <b>293 Mha</b> ) e 53 Mha de 2020 – 2050 ( <b>329 Mha</b> )
<b>Restauração de florestas nativas</b>	<b>0,8 Mha</b> restaurados entre 2015-2030 e 2,5 Mha entre 2015-2050.	<b>4,8 Mha</b> restaurados entre 2015- 2030 e 29,7 Mha entre 2015-2050.
<b>Expansão da área de florestas plantadas (monocultura e iLPF*)</b>	Aumento de <b>4,5 Mha</b> até 2030, linha de base 2010 (área 2010= 6.5 Mha). Aumento de <b>7,0 Mha</b> até 2050, linha de base 2010 (área 2010= 6.5 Mha).	Aumento de <b>6,4 Mha</b> até 2030, linha de base 2010 e aumento de <b>12,9 Mha</b> até 2050, baseline 2010. Incluída área para produção de pellets, briquetes e cavacos.

Fonte: Autores. Baseado nas metas do Plano ABC, Plano ABC+, NDC Brasileira (primeira versão), Planaveg, e Unterstell, La Rovere et al., (2021).  
\*Considerando apenas sistemas integrados com florestas.

De acordo com o Cenário “Retomada com Transição Justa e Taxa anual de Desmatamento Zero na Amazônia e Mata Atlântica” simulado no estudo desenvolvido pelo Centro Clima e Talanoa (Unterstell, La Rovere, et al., 2021) o setor AFOLU contribui com a maior parte da mitigação até 2050 e é o setor chave para alcançar emissões líquidas zero em 2050. A Figura 1 apresenta as emissões e remoções de GEE (t CO<sub>2</sub>e) da agricultura e LULUCF no CPS e DDS até 2050.

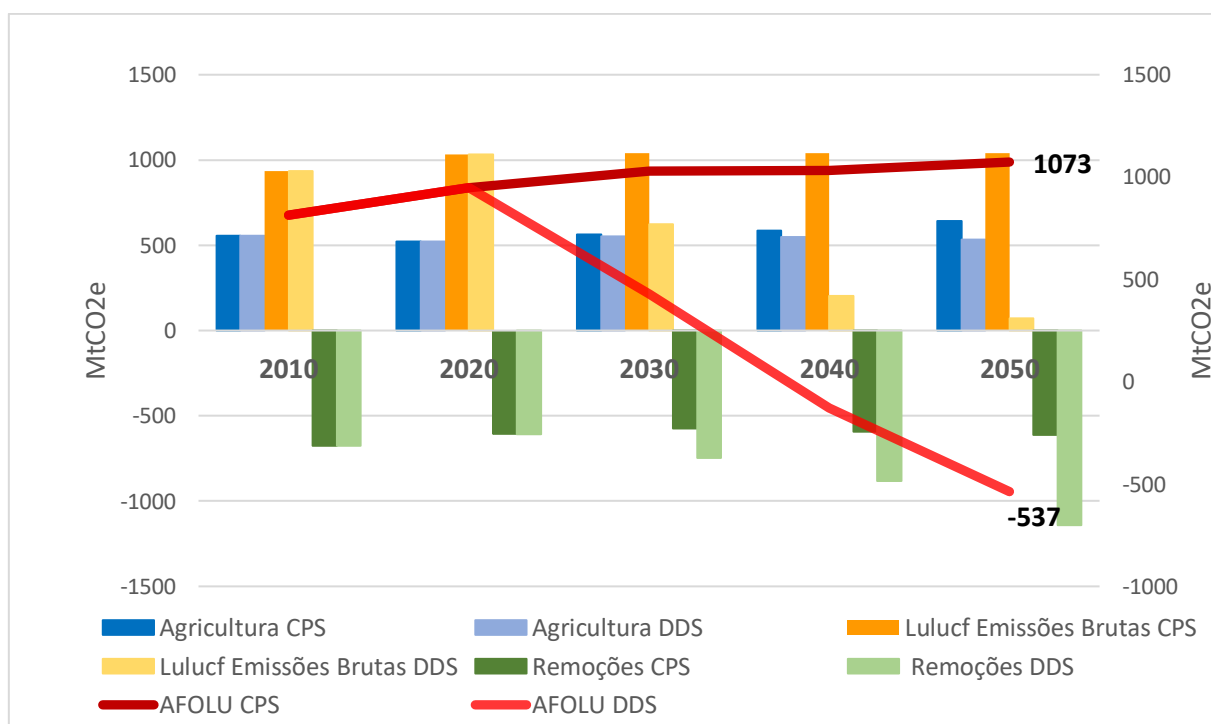


Figura 1. Emissões e remoções do setor de AFOLU nos cenários CPS e DDS (Mt CO<sub>2</sub>e)

Fonte: Unterstell, La Rovere et al., 2021



## 4. Instrumentos

O Brasil possui mecanismos eficazes e consolidados para mitigar as mudanças climáticas, especialmente no setor de AFOLU. Planos setoriais de Mitigação e Adaptação às Mudanças Climáticas foram criados, destacando-se o Plano de Agricultura de Baixo Carbono (Plano ABC fases 2010/2020 e 2021/2030) e o Plano Nacional de Recuperação da Vegetação Nativa (Planaveg, 2017). Além disso, a legislação ambiental brasileira é uma das mais completas e rigorosas do mundo, com potencial para impulsionar o uso eficiente do solo e atuar como instrumento eficaz na mitigação das mudanças climáticas.

Um conjunto de medidas de mitigação no setor de AFOLU foram lançadas pelo governo brasileiro e visam contribuir para o cumprimento dos compromissos de redução de emissões. A implementação destas medidas está associada à superação de algumas barreiras regulatórias, institucionais e econômico/financeiras. Embora os atuais planos e leis vigentes apresentem um conjunto de instrumentos que contribuem para a superação dessas barreiras, muitos não são implementados de forma efetiva e necessitam de melhorias.

Tendo em vista o processo metodológico adotado neste projeto, que abrangeu a identificação de medidas de mitigação, das barreiras e de instrumentos, por meio, principalmente, da revisão da literatura e consultas a um grupo de especialistas do setor, os resultados parciais foram sendo incorporados ao projeto ao longo do seu desenvolvimento. A síntese das medidas de mitigação, das principais barreiras identificadas e dos instrumentos correlatos é apresentada na Tabela 3.

**Tabela 3.** AFOLU – Barreiras e instrumentos identificados ao longo do projeto

Medidas de Mitigação	Barreiras Identificadas	E/F ou R/I	Instrumentos Políticos Propostos
	Ineficiência na aplicação do Código Florestal e restrições para o controle do desmatamento; redução da aplicação das estratégias de comando e controle, do monitoramento e de cobranças de multas e embargos.	R/I	Aplicação da lei e fortalecimento das estratégias de comando e controle. Implementação de estratégias administrativas para a integração dos diversos órgãos governamentais com responsabilidades nesta matéria.
	Ineficiência na aplicação da Lei de Proteção de Unidades de Conservação e Terras Indígenas; falta de incentivos políticos para expansão de Áreas Protegidas no país, onde ocorre absorção de carbono passível de contabilização segundo as diretrizes do IPCC (IPCC, 2006).	R/I	Aplicação da lei e fortalecimento das estratégias de comando e controle. Retomada da criação de novas Unidades de Conservação e demarcação de Terras Indígenas. Regularização ambiental e fundiária (Projeto de Lei 2.633/2020).
	Posse ilegal de terras (grilagem), o que impede que os agricultores invistam nessas áreas para aumentar a produtividade da terra, levando-os a desmatar outras áreas para produzir.	R/I	Regularização ambiental e fundiária (Projeto de Lei 2.633/2020).

Medidas de Mitigação	Barreiras Identificadas	E/F ou R/I	Instrumentos Políticos Propostos
<b>1 – Redução da taxa anual de desmatamento</b>	Fragilidades no processo de validação do Cadastro Ambiental Rural (CAR), o que gera dificuldade em identificar se o desmatamento é autorizado (legal) ou ilegal.	R/I	Melhoria do Sistema Nacional de Cadastro Ambiental Rural (SICAR), aumentando assim a transparência dos dados necessários para o monitoramento.
	Baixa rastreabilidade da cadeia da pecuária bovina. Deficiências no sistema de monitoramento de fornecedores diretos e indiretos pelas empresas de carne.	R/I	Fiscalização efetiva de áreas sujeitas ao desmatamento ilegal. Atrelar a concessão de crédito à rastreabilidade dos fornecedores diretos e indiretos de gado. Assistência técnica (ATER) e apoio financeiro visando a integração da cadeia de abastecimento (produtores, frigoríficos e redes varejistas) Ampliação do Termo de Ajuste de Conduta da Carne (TAC da carne).
	Falta de transparência das informações públicas sobre o Cadastro Ambiental Rural (CAR) e o Guia de Transporte Animal (GTA). Adulteração do CAR e uso de GTA irregular.	R/I	Melhoria do SICAR. Melhoria na validação do CAR, no processo de inspeção do GTA, na integração do GTA, CAR e no licenciamento ambiental.
	Baixa pressão da sociedade civil e dos países importadores de carne com relação à comprovação da procedência da carne bovina e sua relação com áreas desmatadas.	R/I	Certificação e adoção de protocolos de monitoramento. Realizar campanhas de conscientização para induzir restrições à demanda de carnes que não tenha a procedência comprovada.
	Baixa capacidade suporte das pastagens (baixa taxa de lotação) e baixa produtividade da pecuária bovina.	E/F	Utilização de ATER e de recursos do Plano ABC para disseminar tecnologias que intensifique a produção pecuária sustentável associada a boas práticas, como por exemplo os sistemas iLPF e a Carne Carbono Neutro.
	Falta de incentivos financeiros para compensar os produtores que conservam áreas florestais além dos requisitos mínimos estipulados por lei e regulamentos.	E/F	Diversificação de produtos financeiros e atração de investimentos privados.  Adoção de mecanismos para novos mercados como Pagamentos por Serviços Ambientais, REDD+ e Cota de Reserva Ambiental.
<b>2 – Aumento da área de florestas: restauração de florestas nativas e plantio florestal com espécies comerciais</b>	Altos custos iniciais e retornos de longo prazo.	E/F	Criação de programas de apoio ao uso sustentável das florestas e que promovam a diversificação da produção florestal. Adoção de modelos de restauração que resultem em benefícios financeiros diretos e de curto prazo (bioeconomia e iLPF). Utilização do Plano de Agricultura de Baixo Carbono e do mecanismo financeiro (Plano ABC+ /Programa ABC).
	Falta de financiamentos destinados à implantação de reflorestamentos.	E/F	Ajuste das políticas de crédito e da gestão do risco rural para atrair investimentos privados para a atividade florestal.
	Risco climático e tecnológico.	E/F	Seguro agrícola. Uso de ATER para disseminar tecnologias de florestas plantadas.

Medidas de Mitigação	Barreiras Identificadas	E/F ou R/I	Instrumentos Políticos Propostos
	Incentivos insuficientes para encorajar produtores florestais e agricultores a investir na atividade florestal.	E/F	<p>Criação de programas para apoiar o uso sustentável das florestas e promover a diversificação da produção.</p> <p>Adoção de mecanismos para novos mercados, como Pagamentos por Serviços Ambientais, REDD+ e Cota de Reserva Ambiental (CRAs).</p> <p>Concessão Florestal – propostas de alteração na Lei de Gestão de Florestas Públicas para Produção Sustentável (Lei 11.284/2006) visando aumentar a viabilidade das concessões florestais.</p> <p>Condicionar a concessão de recursos do Plano Safra a práticas sustentáveis.</p>
	Falta de uma política florestal independente e representativa (as políticas do setor florestal estão atreladas à política agrícola).	R/I	Criação de uma Política Florestal independente da Política Agrícola.
	Falta de regulamentação específica (em nível federal) aplicável a reflorestamentos com espécies nativas visando extração de madeira (existem procedimentos burocráticos que dificultam a exploração madeireira, inviabilizando assim a sustentabilidade econômica do projeto).	R/I	Criação de uma Política Florestal Nacional independente da Política Agrícola.
	Ineficiências na implementação do Plano Nacional de Recuperação de Florestas Nativas (PLANAVEG) e falta de representatividade social no Comitê Executivo (CONAVEG).	R/I	Realizar campanhas de conscientização para induzir restrições à demanda de carnes que não tenha a procedência comprovada.
<b>3 – Adoção de mecanismos financeiros que promovam práticas agrícolas sustentáveis</b>	Desconhecimento por parte dos agricultores dos benefícios financeiros e das práticas agrícolas sustentáveis e seus benefícios	R/I	Prestar apoio técnico-científico aos agricultores por meio de Comitês de divulgação do Plano ABC+ e do Programa ABC (Decreto nº 10.606/2021)
	Falta de assistência técnica especializada nas agências de fomento públicas e privadas.	E/F	Promover diálogos com investidores e gestores de ativos para desenvolver um mercado financeiro verde no setor da agricultura.
	Falta de incentivos financeiro para atividades de alto risco (seguro rural).	R/I	Incorporar o risco climático no Plano Agrícola e Pecuário – PAP (Crédito Rural e Seguro Rural).
	Análise de custo-benefício insuficiente com fontes de dados e suposições confiáveis, com implementação e design de mecanismo financeiro para permitir a avaliação dos investidores.	E/F	<p>Diversificação de produtos financeiros e atração de investimentos privados.</p> <p>Condicionamento da concessão de recursos do Plano Safra a práticas sustentáveis</p> <p>Fundo Garantidor Solidário (Lei nº 13.986/2020).</p>

Nota 1: R/I regulatória/institucional e E/F econômica/financeira

Nota 2: Células destacadas de cinza são as barreiras e instrumentos priorizados neste plano

Fonte: autores baseados em (Barreto e Gibbs, 2015; Barreto *et al.*, 2017; MMA, 2017; IPAM, 2018; Assunção *et al.*, 2019; Rolim *et al.*, 2019; Chiavari and Lopes, 2019; Crouzeilles *et al.*, 2019; Assad *et al.*, 2020; Brazilian 'Coalition's Beef Traceability Taskforce, 2020. Imaflores & MPF 2020; Ramos *et al.*, 2020;

Instituto Escolhas, 2020; Souza, Herschmann and Assunção, 2020; Lima, Harfuch and Palauro, 2020; Mendes and Souza, 2020; Climate Bonds Initiative; 2020; Harfuch & Lobo, 2022).

Embora a maioria dos instrumentos identificados sejam importantes para a redução de emissões no setor AFOLU, este Plano de Mitigação tem como foco o instrumento que possibilita implementar a restauração de áreas de florestas nativas em larga escala no país. Tal instrumento consiste na viabilização do Processo de Concessão Florestal por meio da alteração da Lei de Gestão de Florestas Públicas (Lei 11.284/2006). Deste modo, uma proposta de alteração na Lei 11.284/2006 é detalhada no Apêndice 1 deste Plano. Sua relevância foi identificada nas etapas anteriores deste projeto por meio de revisão de literatura e consulta aos especialistas do setor. Além disso, o acompanhamento das discussões e do posicionamento dos grupos temáticos de “Floresta Nativa” e “Silvicultura” que integram a Coalizão Brasil, Clima, Floresta e Agricultura, também ajudou a priorizar o instrumento. Outros instrumentos capazes de impulsionar o aumento das áreas florestais no país são descritos a seguir.

#### 4.1. Mecanismos para Novos Mercados: Pagamentos por Serviços Ambientais, REDD+ e Cota de Reserva Ambiental

A criação de programas de apoio ao uso sustentável das florestas e a adoção de mecanismos para novos mercados, como o Pagamento por Serviço Ambiental (regulamentado pela Lei 14.119/2021), REDD+ e Cota de Reserva Ambiental, poderiam apoiar a restauração e o reflorestamento em larga escala no Brasil.

O Programa Floresta+ instituído pela Portaria MMA nº 288, de 2 de julho de 2020, é uma iniciativa do Ministério do Meio Ambiente destinado a criar, desenvolver e consolidar um mercado de pagamentos por serviços ambientais. Tem como objetivo incorporar a participação do setor privado no plano de conservação florestal, de proteção da biodiversidade e da mitigação dos efeitos das mudanças climáticas (MMA, 2021). No contexto do Floresta+, foi instituído o Floresta+ Carbono através da Portaria MMA nº 518, de 29 de setembro de 2020, que tem como objetivo manter e aumentar os estoques de carbono florestal, por meio da conservação e restauração de florestas nativas. Embora já implementados no Brasil, esses instrumentos ainda precisam de melhorias para se tornarem efetivos.

#### 4.2. Programas de Apoio ao uso Sustentável das Florestas e Diversificação da Produção Florestal – Criação de uma Proposta de Política Nacional de Bioeconomia

Programas para apoiar o uso sustentável das florestas, que incluam diferentes modelos de restauração florestal e promovam benefícios financeiros de curto prazo, como bioeconomia e sistemas de integração lavoura-pecuária-floresta são fundamentais para impulsionar o reflorestamento em larga escala e a restauração florestal do país. A restauração florestal pode proporcionar benefícios de subsistência aos agricultores e tornar a produção mais resiliente. A integração lavoura-pecuária-floresta representa uma estratégia de produção diversificada capaz de propiciar aos agricultores menor vulnerabilidade a riscos econômicos, ambientais e às alterações climáticas. A

tecnologia Carne Carbono Neutro e o Programa de Bioeconomia Floresta+ são exemplos de instrumentos de política já implementados no Brasil.

A Carne Carbono Neutro é uma marca-conceito desenvolvida pela Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (Embrapa) que visa certificar a produção de carne com base no volume de emissões de GEE neutralizados pelo componente arbóreo, durante o processo de produção. A criação do gado se dá em sistemas de integração pecuária-floresta ou de lavoura-pecuária-floresta, por meio de processos produtivos parametrizados e auditados (Embrapa, 2020)

No âmbito do Programa Floresta+ (MMA, 2021), foi lançado o Floresta+ Bioeconomia cujo objetivo é criar arranjos comerciais e de inovação para destacar e remunerar aqueles que atuam na manutenção florestal, possibilitando o desenvolvimento socioeconômico baseado na geração de renda e estabilidade, como forma de incentivar a conservação.

Embora já implementados no Brasil, esses instrumentos ainda carecem de melhorias. Portanto, é necessária uma política pública eficaz para destravar a bioeconomia no curto prazo, como, por exemplo, a criação de uma Política Nacional de Bioeconomia.

### 4.3. Criação de uma Política Florestal Independente da Política Agrícola

Dois dispositivos legais abrangem a proteção das florestas nativas e o estabelecimento de florestas para fins econômicos no Brasil: o Código Florestal Brasileiro (Lei 12.651/2012), que trata da obrigatoriedade de conservação e manejo de áreas florestais em propriedade privadas; e a Política Agrícola de Florestas Plantadas (Decreto nº 8.375/2014), que regulamenta a silvicultura no âmbito da Lei de Política Agrícola (8.171/1991). Além disso, outras legislações existentes regulamentam a atividade florestal em termos de planejamento, plantio e exploração, como por exemplo a Política de Mudanças Climáticas, o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e a Lei de Crimes Ambientais.

A Lei de Política Agrícola expressa claramente em seu primeiro artigo que a atividade agrícola inclui "a produção, processamento e comercialização de produtos, subprodutos e derivados, serviços e insumos agrícolas, pecuários, pesqueiros e florestais". Por outro lado, diversos autores destacam a necessidade de uma política florestal específica para o setor e independente da política agrícola (ROLIM et al., 2019; MENDES, 2016; SCÁRDUA, 2011; SIQUEIRA, 2003).

Em 2018, foi publicado o Plano Nacional de Desenvolvimento de Florestas Plantadas pelo MAPA, previsto no Decreto nº 8.375/2014. Esse Plano prevê a ordem jurídica e apresenta um diagnóstico do setor, destacando os principais aspectos ambientais, sociais e econômicos do manejo das florestas plantadas e suas possíveis relações com diferentes políticas públicas. Compete à Secretaria de Política Agrícola do MAPA conduzir este Plano (MAPA 2021).

Em 2019, por meio da Medida Provisória nº 870, o Serviço Florestal Brasileiro responsável pela gestão das Florestas Públicas foi transferido para o MAPA. Assim, o MAPA passou a ser responsável pela condução da política florestal brasileira (MAPA, 2021).

Embora o Brasil tenha vocação florestal, o país ainda não possui uma política florestal formal e independente. Apesar de haver um quadro jurídico robusto, o atual arranjo institucional é mal organizado e o sistema de governança é descolado dos diversos órgãos consultivos existentes.

A política pública e a legislação florestal devem reconhecer que as florestas são multifuncionais e que a restauração florestal (especialmente em áreas de Reserva Legal) sob o Novo Código Florestal representa uma oportunidade econômica e um meio de aumentar a resiliência das áreas rurais (Rollim et al., 2019). Assim, do ponto de vista da literatura consultada a criação de uma política florestal representativa e independente da Política Agrícola é essencial para promover o setor florestal do país.

#### 4.4. Propostas de Alteração na Lei de Gestão de Florestas Públicas (Lei 11.284/2006) para Aumentar a Viabilidade das Concessões Florestais

A concessão florestal é uma modalidade de gestão de florestas públicas que permite delegar a pessoas jurídicas, selecionadas por licitação, o direito de realizar o manejo florestal sustentável para exploração de produtos florestais madeireiros, não madeireiros e de serviços florestais. As concessões florestais são regidas pela Lei 11.284/2006 que dispõe sobre a Gestão de Florestas Públicas para a Produção Sustentável (Brasil 2006). Entretanto, a viabilização e o aprimoramento do processo de concessão florestal carecem de mudanças no atual marco regulatório, para permitir maior dinamismo e agilidade na gestão dos contratos.

O processo de concessão constitui uma alternativa para designar os mais de 60 milhões de hectares de florestas atualmente alvo de invasões, especulação imobiliária, roubo de madeira e desmatamento (SFB, 2021). Quinze anos após a criação da Lei 11.284, observou-se que questões relacionadas à segurança jurídica causada pela falta de fiscalização e de comando e controle do Estado e a viabilidade econômica impediram que as concessões se consolidassem como modelos de negócios sustentáveis. Em 2020, apenas 1 milhão de hectare de floresta pública estava sob concessão florestal federal no Brasil. Essa área corresponde a 18 unidades de manejo florestal localizadas em seis florestas nacionais (SFB, 2021).

Algumas instituições, como a Coalizão Brasil Clima, Florestas e Agricultura e o Instituto Escolhas, têm sugerido mudanças no atual marco regulatório (Lei 11.284/2006). As propostas de alteração visam permitir maior dinamismo no processo licitatório, maior competitividade e celeridade na gestão dos contratos. Dentre as mudanças propostas estão a ampliação das atividades permitidas, aprimoramento do procedimento licitatório e ajustes no regime contratual.

Com base em consultas bibliográficas e na opinião dos especialistas consultados do setor de AFOLU, este instrumento foi selecionado para ser detalhado neste Plano, de modo que as propostas de alterações na Lei 11.284/2006 são apresentadas no Apêndice 1.

## 5. Referências

- ASSAD, E. D. et al. (2020). Role of ABC Plan and Planaveg in the Adaptation of Brazilian Agriculture to Climate Change, WRI Brazil. São Paulo. Available at: <https://wribrasil.org.br/sites/default/files/Working-Paper-Adaptation-ENGLISH.pdf>
- Brançalion P.H.S.; Benini R.; Rodrigues R.R.; Calmon M. Capítulo 8: Quem paga a conta. In Crouzeilles R., Rodrigues R.R., Strassburg B.B.N (eds.) (2019).
- BPBES/IIS: Relatório Temático sobre Restauração de Paisagens e Ecossistemas. Editora Cubo, São Carlos pp.77 <https://doi.org/10.4322/978-85-60064-91-5>.
- BRASIL (2006). Lei 11.284 / 2006. Gestão de florestas públicas para a produção sustentável. Available at: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2006/lei/11284.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2006/lei/11284.htm)
- BRASIL (2012B). Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Plano setorial de mitigação e de adaptação às mudanças climáticas para a consolidação de uma economia de baixa emissão de carbono na agricultura: Plano ABC (Agricultura de Baixa Emissão de Carbono) - Brasília: MAPA/ACS. 2012.173 p.
- BRASIL (2012) Lei 12.651/2012. Novo Código Florestal. Brasileiro. Available at: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2012/lei/12651.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/12651.htm)
- BRASIL (2014). DECRETO Nº 8.375, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2014. Define a Política Agrícola para Florestas Plantadas.
- BRASIL (2016). Brazil First NDC. UNFCCC submission - 2016 NDC Version/Archived Available at: <https://unfccc.int/NDCREG>
- BRASIL (2020). Projeto de Lei Nº 5518, de 2020. Câmara dos Deputados. Available at: [https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop\\_mostrarintegra?codteor=1951381](https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1951381)
- BRASIL (2021B) Ministry of Agriculture. Livestock and Food Supply. Plan for adaptation and low carbon emission in agriculture strategic vision for a new cycle / Secretariat for Innovation, Rural Development and Irrigation. - Brasília : MAPA. 2021. Available at <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/sustentabilidade/plano-abc/arquivo-publicacoes-plano-abc/abc-english.pdf>
- Climate Bonds Initiative & Agriculture Subcommittee. Unlocking Brazil's Green Investment Potential for Agriculture (2020). Agriculture Subcommittee. Available at: <https://www.climatebonds.net/resources/reports/unlocking-brazil%E2%80%99s-green-investment-potential-agriculture>
- CNA entrega ao governo e à FPA as propostas para o Plano Agrícola e Pecuário 2022/2023. Available at: <https://cnabrasil.org.br/noticias/cna-entrega-propostas-para-o-plano-safra-2022-2023-ao-mapa-e-a-fpa>
- Coalizão Brasil Clima Florestas e Agricultura (2019). Propostas da Força-Tarefa Concessões Florestais da Coalizão Brasil. Available at: <http://www.coalizaobr.com.br/home/phocadownload/documentos/Proposta-de-alteracao-do-PL-Concessoes-Florestais-FT-Concessoes-Flores.pdf>
- Coalizão Brasil Clima Florestas e Agricultura (2022). Coalizão Brasil envia contribuições para o Plano Safra 2022/2023. Available at: <https://www.coalizaobr.com.br/home/index.php/o-que-propomos/posicionamentos-coalizaobrasil-envia-contribuicoes-para-o-plano-safra-2022-2023>
- Instituto Escolhas (2020). Unlocking the Bioeconomy Agenda: solutions to boost forest concessions in Brazil. Available at: <https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/2021/01/Unlocking-the-Bioeconomy-Agenda-solutions-to-boost-forest-concessions-in-Brazil-Executive-Summary-.pdf>
- INPUT e AGROICONE (2022). Propostas para o Plano Safra 2022/2023. Available at: <https://www.agroicone.com.br/portofolio/plano-safra-precisa-incentivar-investimentos-em-tecnologias-resilientes-e-de-baixo-carbono/>
- MMA (2017). Planaveg: Plano Nacional de Recuperação da Vegetação Nativa / Ministério do Meio Ambiente/Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Ministério da Educação. - Brasília. DF. Available at: [https://snif.florestal.gov.br/images/pdf/publicacoes/planaveg\\_publicacao.pdf](https://snif.florestal.gov.br/images/pdf/publicacoes/planaveg_publicacao.pdf)
- MAPA (2018). Plano Nacional de Desenvolvimento de Florestas Plantadas. Available at: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/politica-agricola/outras-publicacoes/plano-nacional-de-desenvolvimento-de-florestas-plantadas.pdf/view>

- Mendes, A. G. S. T. and Souza, L. C. de (2020). Unlocking Brazil's Green Investment Potential for Agriculture. Climate Bonds Initiative. The Brazil Agriculture Subcommittee. Available at: <https://www.climatebonds.net/resources/reports/unlocking-brazil's-green-investment-potential-agriculture>
- ROLIM, S.G. et al., 2019. "Research Gaps and Priorities in Silviculture of Native Species In Brazil". Working Paper. São Paulo, Brasil: WRI Brasil. Available at: <https://wribrasil.org.br/pt/publicacoes>
- SEEG, (2021). Available at: [https://plataforma.seeg.eco.br/total\\_emission](https://plataforma.seeg.eco.br/total_emission)
- SERVIÇO FLORESTAL BRASILEIRO (SFB). Forest Concession. Available at: <https://www.florestal.gov.br/o-que-e-concessao-florestal>
- Unterstell, La Rovere et. al, 2021. Climate and Development: visions for Brazil 2030. <https://www.institutotalanoa.org/documentos>



## **Apêndice 1 – Proposta de Instrumento para Aumentar a Viabilidade das Concessões Florestais**

### **Propostas de alteração na Lei de Gestão de Florestas Públicas (Lei 11.284/2006) para aumentar a viabilidade das concessões florestais**

A concessão florestal consiste em um instrumento importante para conciliar oportunidades concretas de negócios à preservação, proteção e restauração florestal, especialmente no bioma amazônico. Visando dar celeridade ao processo licitatório, a flexibilização dos contratos e aumentar a atratividade deste modelo de negócios, desde 2019, instituições, como a Coalizão Brasil, Clima, Florestas e Agricultura e o Instituto Escolhas vem sugerindo mudanças no atual marco regulatório, que é a Lei 11.284/2006. Em dezembro de 2020, um projeto de lei foi protocolado no Congresso Nacional. Com base na análise desses documentos é apresentado no Apêndice 1 deste Plano a proposição de alteração de alguns pontos da Lei de Gestão de Florestas Públicas para a produção sustentável, como instrumento para viabilizar as concessões florestais no país.

Dentre as mudanças propostas nesta lei estão a ampliação do escopo das atividades permitidas, o aprimoramento no procedimento licitatório e ajustes no regime contratual, conforme descrito a seguir.

#### ***Celeridade no processo licitatório***

A maioria dos gargalos existentes se deve à burocracia no processo administrativo e na cadeia de produção. A proposição de alterações na lei, neste sentido, é reduzir a burocracia no processo de concessão florestal, de modo a estabelecer processos mais rápidos e atrativos para empreendimentos privados e comunitários que atuam no setor florestal.

Neste sentido, uma medida importante que visa dar celeridade ao processo de licitação é inverter a ordem das fases de habilitação e de julgamento das propostas, de modo que os documentos de habilitação possam ser analisados após a fase de classificação.

Na fase de avaliação da proposta técnica, como critérios obrigatórios seria pertinente retirar a exigência de comprovação do Valor Agregado aos Produtos e Serviços Florestais (FAV) uma vez que este critério, não privilegia o melhor arranjo competitivo local e acaba inviabilizando muitas concessões.

Da mesma forma, a concessionária vencedora da licitação deveria iniciar de imediato as atividades prévias de infraestrutura, inventário e elaboração do plano de manejo florestal sustentável (PMFS). Este procedimento poderá substituir o auto licenciamento pelo próprio PMFS, eliminando assim a necessidade do Relatório Ambiental Preliminar e do Estudo de Impacto Ambiental.

#### ***Flexibilidade dos contratos***

Para dar maior flexibilidade aos contratos, a Lei deverá permitir a revisão contratual a cada cinco anos, possibilitando um reequilíbrio econômico-financeiro, considerando a produtividade real da área sob concessão.

Propõe-se também a unificação operacional das áreas concessionadas, contínuas ou descontínuas, desde que se encontrem na mesma unidade de conservação ou lote de concessão, visando desta forma obter ganhos de escala, sinergias e eficiências operacionais e financeiras.

#### ***Ampliação do escopo das atividades econômicas permitidas***

A inclusão de novos serviços florestais no objeto da concessão, como a comercialização de créditos de carbono e outros serviços ambientais tende a aumentar a atratividade das licitações para concessão florestal. Adicionalmente, o fim do pagamento do valor mínimo anual e da necessidade de o concessionário ressarcir o poder concedente dos custos da licitação também tendem a aumentar a atratividade das concessões. Assim, a intenção é não sobrecarregar a concessionária e promover novos integrantes ao setor de bioeconomia no processo de concessão florestal.

#### ***Continuidade dos benefícios em caso de extinção***

Como forma de evitar a interrupção dos benefícios da concessão em caso de extinção do contrato de dez anos, é dada ao governo a possibilidade de oferecer aos demais licitantes, que assumam o contrato. Espera-se que essas mudanças promovam a atração de mais investidores, mitiguem os fatores de insegurança jurídica e melhore a viabilidade econômica das concessões, impulsionando o desenvolvimento do setor florestal e da bioeconomia.

**LEI Nº 11.284, DE 02 DE MARÇO DE 2006**

**Propostas de Alterações na Lei para Aumentar a Viabilidade das Concessões Florestais**

**TÍTULO I**

**DISPOSIÇÕES PRELIMINARES**

**SEM ALTERAÇÕES**

**CAPÍTULO ÚNICO**

**DOS PRINCÍPIOS E DEFINIÇÕES**

**Art. 2.**.....

**INCLUSÕES PROPOSTAS**

VIII.....

§ 3º – Caberá ao poder concedente empregar os meios e esforços necessários para evitar e reprimir invasões nas áreas concedidas e sujeitas à concessão florestal.

**Art. 3.**.....

**INCLUSÕES PROPOSTAS**

XVI – concessão para conservação: concessões de terras públicas a entes privados com o objetivo de executar atividades de manejo de áreas naturais com foco na conservação de serviços ecossistêmicos e da biodiversidade.

XVII -concessão para restauração: concessão de terras públicas a entes privados com o objetivo de recuperar áreas antropizadas através de atividades de restauração florestal, incluindo sistemas agroflorestais que podem combinar espécies nativas e exóticas de interesse econômico e ecológico.

**TÍTULO II**

**DA GESTÃO DE FLORESTAS PÚBLICAS PARA  
PRODUÇÃO SUSTENTÁVEL**

**CAPÍTULO I**

**DISPOSIÇÕES GERAIS**

**SEM ALTERAÇÕES**

**CAPÍTULO II**

**DA GESTÃO DIRETA**

**SEM ALTERAÇÕES**

**CAPÍTULO III**

**DA DESTINAÇÃO ÀS COMUNIDADES LOCAIS**

**SEM ALTERAÇÕES**

**CAPÍTULO IV**

**DAS CONCESSÕES FLORESTAIS**

**Seção I**

**Disposições Gerais**

**Art. 7º**.....

**ORIGINAL**

A concessão florestal será autorizada em ato do poder concedente e formalizada mediante contrato, que deverá observar os termos desta Lei, das normas pertinentes e do edital de licitação.

**ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

As concessões florestais, concessões para conservação e concessões para restauração serão autorizadas em ato do poder concedente e formalizada mediante contrato, que deverá observar os termos desta Lei, das normas pertinentes e do edital de licitação.

**Art. 9º**.....

**ORIGINAL**

São elegíveis para fins de concessão as unidades de manejo previstas no Plano Anual de Outorga Florestal.

**ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

São elegíveis para fins de concessão florestal, concessões para conservação e concessões para restauração, as unidades de manejo previstas no Plano Plurianual de Outorga Florestal, incluindo terras públicas no interior ou não de unidades de conservação, conforme definidas no SNUC e terras públicas não destinadas.

Parágrafo único. Concessões no interior de unidades de conservação existentes devem se basear na execução das atividades previstas nos respectivos planos de manejo.

**Seção II**  
**Do Plano Anual de Outorga Florestal**

**Art. 10**.....

**ORIGINAL**

O Plano Anual de Outorga Florestal – PAOF, proposto pelo órgão gestor e definido pelo poder concedente, conterá a descrição de todas as florestas públicas a serem submetidas a processos de concessão no ano em que vigorar.

§ 1º O Paof será submetido pelo órgão gestor à manifestação do órgão consultivo da respectiva esfera de governo.

§ 2º A inclusão de áreas de florestas públicas sob o domínio da União no Paof requer manifestação prévia da Secretaria de Patrimônio da União do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão.

§ 3º O Paof deverá ser previamente apreciado pelo Conselho de Defesa Nacional quando estiverem incluídas áreas situadas na faixa de fronteira definida no § 2º do art. 20 da Constituição Federal.

**ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

O Plano Plurianual de Outorga Florestal – PPAOF, proposto pelo órgão gestor e definido pelo poder concedente, conterá a descrição de todas as florestas públicas a serem submetidas a processos de concessão no período em que vigorar.

§ 1º O PPaof será submetido pelo órgão gestor à manifestação do órgão consultivo da respectiva esfera de governo § 2º A inclusão de áreas de florestas públicas sob o domínio da União no PPaof requer manifestação prévia da Secretaria de Patrimônio da União do Ministério da Economia.

§ 3º O PPaof deverá ser previamente apreciado pelo Conselho de Defesa Nacional quando estiverem incluídas áreas situadas na faixa de fronteira definida no § 2º do art. 20 da Constituição Federal.

§ 4º.....

#### **INCLUSÕES PROPOSTAS**

§ 5º Eventuais alterações ao PPaof poderão ser realizadas, respeitados os mesmos procedimentos necessários para sua elaboração e aprovação.

**Art. 11** O Paof para concessão florestal considerará:

#### **ORIGINAL**

VII – as políticas públicas dos Estados, dos Municípios e do Distrito Federal.

§ 1º Além do disposto no *caput* deste artigo, o Paof da União considerará os Paofs dos Estados, dos Municípios e do Distrito Federal.

§ 2º O Paof deverá prever zonas de uso restrito destinadas às comunidades locais.

§ 3º O Paof deve conter disposições relativas ao planejamento do monitoramento e fiscalização ambiental a cargo dos órgãos do Sistema Nacional do Meio Ambiente – SISNAMA, incluindo a estimativa dos recursos humanos e financeiros necessários para essas atividades.

#### **ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

VII – as políticas públicas dos Estados, dos Municípios e do Distrito Federal.

§ 1º Além do disposto no *caput* deste artigo, o PPaof da União considerará os Paofs dos Estados, dos Municípios e do Distrito Federal.

§ 2º O PPaof deverá prever zonas de uso restrito destinadas às comunidades locais.

§ 3º O PPaof deve conter disposições relativas ao planejamento do monitoramento e fiscalização ambiental a cargo dos órgãos do Sistema Nacional do Meio Ambiente – SISNAMA, incluindo a estimativa dos recursos humanos e financeiros necessários para essas atividades.

### **Seção III**

#### **Do Processo de Outorga**

**Art 13**.....

#### **ORIGINAL**

As licitações para concessão florestal observarão os termos desta Lei e, supletivamente, da legislação própria, respeitados os princípios da legalidade, moralidade, publicidade, igualdade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório.

#### **ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

As licitações para concessão florestal, concessão para restauração e concessão para conservação observarão os termos desta Lei e, supletivamente, da legislação própria, respeitados os princípios da legalidade, moralidade, publicidade, igualdade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório.

### **Seção IV**

#### **Do Objeto da Concessão**

**Art. 16**.....

#### **ORIGINAL**

§ 1º É vedada a outorga de qualquer dos seguintes direitos no âmbito da concessão florestal:

I – titularidade imobiliária ou preferência em sua aquisição;

II – acesso ao patrimônio genético para fins de pesquisa e desenvolvimento, bioprospecção ou constituição de coleções;

III – uso dos recursos hídricos acima do especificado como insignificante, nos termos da Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997;

IV – exploração dos recursos minerais;

V – exploração de recursos pesqueiros ou da fauna silvestre;

VI – comercialização de créditos decorrentes da emissão evitada de carbono em florestas naturais.

§ 2º No caso de reflorestamento de áreas degradadas ou convertidas para uso alternativo do solo, o direito de comercializar créditos de carbono poderá ser incluído no objeto da concessão, nos termos de regulamento.

§ 3º O manejo da fauna silvestre pelas comunidades locais observará a legislação específica.

#### **ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

§ 1º É vedada a outorga de qualquer dos seguintes direitos no âmbito da concessão florestal:

I – titularidade imobiliária ou preferência em sua aquisição;

II – REVOGADO

III – uso dos recursos hídricos acima do especificado como insignificante nos termos da Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997.

IV – exploração dos recursos minerais.

V – REVOGADO

VI – REVOGADO

§ 2º O direito de comercializar créditos de carbono gerados em florestas naturais, reflorestamento de áreas degradadas ou convertidas para uso alternativo do solo poderá ser incluído no objeto da concessão, nos termos do regulamento.

§ 3º O manejo da fauna silvestre observará a legislação específica.

#### **INCLUSÕES PROPOSTAS**

§ 4º Também poderão ser incluídos no objeto da concessão a exploração de outros produtos e serviços florestais não-madeireiros, nos termos do regulamento, incluindo-se:

I – Serviços ambientais;

II – acesso ao patrimônio genético para fins de conservação, pesquisa, desenvolvimento e bioprospecção, desde que em conformidade com a Lei nº 13.123/2015;

III – restauração e reflorestamento de áreas degradadas;

IV – atividades de manejo voltadas a conservação da vegetação nativa;

V – exploração de recursos pesqueiros ou da fauna silvestre.

### **Seção V**

#### **Do Licenciamento Ambiental**

**Art. 18.**.....

#### **ORIGINAL**

A licença prévia para uso sustentável da unidade de manejo será requerida pelo órgão gestor, mediante a apresentação de relatório ambiental preliminar ao órgão ambiental competente integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente – SISNAMA.

§ 1º Nos casos potencialmente causadores de significativa degradação do meio ambiente, assim considerados, entre outros aspectos, em função da escala e da intensidade do manejo florestal e da peculiaridade dos recursos ambientais, será exigido estudo prévio de impacto ambiental – EIA para a concessão da licença prévia.

§ 2º O órgão ambiental licenciador poderá optar pela realização de relatório ambiental preliminar e EIA que abranjam diferentes unidades de manejo integrantes de um mesmo lote de concessão florestal, desde que as unidades se situem no mesmo ecossistema e no mesmo Estado.

§ 3º Os custos do relatório ambiental preliminar e do EIA serão ressarcidos pelo concessionário ganhador da licitação, na forma do art. 24 desta Lei.

§ 4º A licença prévia autoriza a elaboração do PMFS e, no caso de unidade de manejo inserida no Paof, a licitação para a concessão florestal.

#### **ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

A exploração de florestas nativas e formações sucessoras de domínio público dependerá de licenciamento pelo órgão competente do Sistema Nacional do Meio Ambiente – SISNAMA, mediante aprovação do PMFS, exceto as concessões para conservação e para restauração que serão dispensadas de licenciamento ambiental.

§ 1º A assinatura do contrato de concessão florestal autoriza o concessionário a iniciar as atividades prévias de instalação de infraestrutura e inventário para a elaboração do PMFS.

§ 2º A aprovação do PMFS confere ao seu detentor a licença ambiental para a prática do manejo florestal sustentável na Unidade de Manejo Florestal outorgada, não se aplicando outras etapas de licenciamento ambiental.

§ 3º A autorização de exploração florestal da área objeto da concessão terá validade de até cinco anos, de acordo com o plano operacional apresentado pelo concessionário.

§ 4º O plano operacional terá caráter declaratório, cujas informações serão conferidas pelo órgão ambiental por ocasião do acompanhamento da execução e avaliação técnica do PMFS.

**Seção VI**  
**Da Habilitação**  
**SEM ALTERAÇÕES**

**Seção VII**  
**Do Edital de Licitação**

**Art. 20.....**

**INCLUSÕES PROPOSTAS**

XVIII – as regras para que o concessionário possa explorar a comercialização de crédito por serviços ambientais, inclusive de carbono, de acordo com regulamento;

XIX – os contratos deverão passar por revisão para reequilíbrio econômico-financeiro após elaboração do inventário e do PMFS, passados entre um a dois anos da assinatura, e subsequentemente a cada cinco anos, considerando a produção anual e o inventário completo dos últimos cinco anos, que servirá de base de projeção para os próximos cinco, assim como de comparação com os dados constantes do inventário amostral.

§ 3º O edital poderá prever a inversão da ordem das fases de habilitação e julgamento, hipótese em que:

I – encerrada a fase de classificação das propostas, será aberto o envelope com os documentos de habilitação do licitante melhor classificado, para verificação do atendimento das condições fixadas no edital;

II – verificado o atendimento das exigências do edital, o licitante será declarado vencedor;

III – inabilitado o licitante melhor classificado, serão analisados os documentos de habilitação do licitante classificado em segundo lugar, e assim sucessivamente, até que um dos licitantes atenda às condições fixadas no edital;

IV – proclamado o resultado do certame, o objeto será adjudicado ao vencedor nas condições técnicas e econômicas por ele ofertadas.

**Art. 24.....**

**ORIGINAL**

§ 1º O edital de licitação indicará os itens, entre os especificados no *caput* deste artigo, e seus respectivos valores, que serão ressarcidos pelo vencedor da licitação.

**ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

§ 1º O edital de licitação indicará os itens, entre os especificados no *caput* deste artigo, e seus respectivos valores.

**Seção VIII**  
**Dos Critérios de Seleção**

**Art. 26.....**

**ORIGINAL**

I – o maior preço ofertado como pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão florestal;

II – a melhor técnica, considerando:

- a) o menor impacto ambiental;
- b) os maiores benefícios sociais diretos;
- c) a maior eficiência;
- d) a maior agregação de valor ao produto ou serviço florestal na região da concessão.

**ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

I – o maior preço ofertado como pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão florestal;

II – a melhor proposta técnica, considerando:

- a) o menor impacto ambiental;
- b) os maiores benefícios sociais diretos.

**Seção IX**  
**Do Contrato de Concessão**

**Art. 27.....**

**INCLUSÕES PROPOSTAS**

§ 5º É facultado ao concessionário promover a unificação operacional das atividades de manejo florestal sustentável em unidades de manejo florestal contínuas ou não concedidas ao mesmo concessionário, desde que situadas na mesma Unidade de Conservação ou lote de concessão.

§ 6º A unificação operacional ocorrerá por meio de termo aditivo aos contratos de concessão, e permitirá a elaboração de um único Plano de Manejo Florestal Sustentável para todas as unidades de manejo e a unificação das operações florestais, nos termos do regulamento.

§ 7º Os termos aditivos unificarão e manterão as obrigações contratuais, cabendo ao órgão gestor fazer as adequações necessárias decorrente do ganho de escala da operação florestal por meio da adição dos compromissos assumidos nas propostas vencedoras, de técnica e preço, presentes nos diferentes contratos a serem unificados.

§ 8º Os contratos deverão passar por revisão para reequilíbrio econômico-financeiro após elaboração do inventário e do PMFS, passados entre um a dois anos da assinatura, e subsequentemente a cada cinco anos, considerando a produção anual e o inventário completo dos últimos cinco anos, que servirá de base de projeção para os próximos cinco, assim como de comparação com os dados constantes do inventário amostral.

**Art. 30.....**

**ORIGINAL**

III – ao prazo máximo para o concessionário iniciar a execução do PMFS;

IX – às ações voltadas ao benefício da comunidade local assumidas pelo concessionário;

**ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

III – ao prazo máximo de 12 meses para o concessionário iniciar a execução do PMFS, contados a partir de sua aprovação;

IX – às ações voltadas ao benefício da comunidade local e à conservação de serviços ecossistêmicos e da biodiversidade assumidas pelo concessionário;

**Art. 32.....**

**INCLUSÕES PROPOSTAS**

§ 4º Para unidades de manejo florestal localizadas em Unidades de Conservação, a reserva absoluta poderá ser alocada em zonas de proteção da floresta pública, não atingindo a área concedida.

**Art. 33.....**



**ORIGINAL**

Para fins de garantir o direito de acesso às concessões florestais por pessoas jurídicas de pequeno porte, micro e médias empresas, serão definidos no Paof, nos termos de regulamento, lotes de concessão, contendo várias unidades de manejo de tamanhos diversos, estabelecidos com base em critérios técnicos, que deverão considerar as condições e as necessidades do setor florestal, as peculiaridades regionais, a estrutura das cadeias produtivas, as infraestruturas locais e o acesso aos mercados.

**ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

Para fins de garantir o direito de acesso às concessões florestais por pessoas jurídicas de pequeno porte, micro e médias empresas, serão definidos no PPaof, nos termos de regulamento, lotes de concessão, contendo várias unidades de manejo de tamanhos diversos, estabelecidos com base em critérios técnicos, que deverão considerar as condições e as necessidades do setor florestal, as peculiaridades regionais, a estrutura das cadeias produtivas, as infraestruturas locais e o acesso aos mercados.

**Art. 34.**.....

**ORIGINAL**

II – cada concessionário, individualmente ou em consórcio, terá um limite percentual máximo de área de concessão florestal, definido no Paof.

**ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

II – cada concessionário, individualmente ou em consórcio, terá um limite percentual máximo de área de concessão florestal, definido no PPaof.

Parágrafo único. O limite previsto no inciso II do *caput* deste artigo será aplicado sobre o total da área destinada à concessão florestal pelo Paof e pelos planos anuais de outorga em execução aprovados nos anos anteriores.

**Seção X**  
**Dos Preços Florestais**

**Art. 36.**.....

**INCLUSÕES PROPOSTAS**

IV.....

§ 2º A definição do preço mínimo no edital deverá considerar:

**ORIGINAL**

VII – as referências internacionais aplicáveis.

§ 3º Será fixado, nos termos de regulamento, valor mínimo a ser exigido anualmente do concessionário, independentemente da produção ou dos valores por ele auferidos com a exploração do objeto da concessão.

§ 4º O valor mínimo previsto no § 3º deste artigo integrará os pagamentos anuais devidos pelo concessionário para efeito do pagamento do preço referido no inciso II do *caput* deste artigo.

§ 5º A soma dos valores pagos com base no § 3º deste artigo não poderá ser superior a 30% (trinta por cento) do preço referido no inciso II do *caput* deste artigo.

**ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

VII – as referências internacionais aplicáveis.

§ 3º Poderá ser estabelecido, nos termos de regulamento, valor mínimo a ser exigido anualmente do concessionário, independentemente da produção ou dos valores por ele auferidos com a exploração do objeto da concessão.

§ 4º O valor mínimo previsto no § 3º deste artigo, quando aplicado, integrará os pagamentos anuais devidos pelo concessionário para efeito do pagamento do preço referido no inciso II do *caput* deste artigo.

§ 5º A soma dos valores pagos com base no § 3º deste artigo, se houver, não poderá ser superior a 30% (trinta por cento) do preço referido no inciso II do *caput* deste artigo.

**Seção XI**  
**Do Fundo Nacional de Desenvolvimento Florestal**  
**SEM ALTERAÇÕES**

**Seção XII**  
**Das Auditorias Florestais**  
**SEM ALTERAÇÕES**

**Seção XIII**  
**Da Extinção da Concessão**

**Art. 44**.....

**INCLUSÕES PROPOSTAS**

§ 6º Extinta a concessão pelas causas listadas nos incisos II a V do caput desse artigo, no prazo de 10 (dez) anos após a assinatura do contrato, fica o Poder Concedente autorizado a convocar os licitantes remanescentes, na ordem de classificação, para a assinar o termo de contrato, mediante as seguintes condições, em conformidade com o ato convocatório:

- I – aceitação dos termos contratuais vigentes assumidos pelo concessionário anterior, inclusive quanto aos preços a à proposta técnica atualizados;
- II – manutenção dos bens reversíveis existentes;
- III – dar continuidade ao ciclo de produção florestal iniciado.

**Seção XIV**  
**Das Florestas Nacionais, Estaduais e Municipais**

**Art. 48**.....

**ORIGINAL**

§ 1º A inserção de unidades de manejo das florestas nacionais, estaduais e municipais no Paof requer prévia autorização do órgão gestor da unidade de conservação.

§ 1 The insertion of national, state and municipal forest management units in the Paof requires prior authorization from the managing body of the conservation unit.

**ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

§ 1º A inserção de unidades de manejo das florestas nacionais, estaduais e municipais no PPAOF requer prévia autorização do órgão gestor da unidade de conservação e oitiva do respectivo conselho consultivo, quando existir.

**TÍTULO III**  
**DOS ÓRGÃOS RESPONSÁVEIS PELA GESTÃO E FISCALIZAÇÃO**

**CAPÍTULO I**  
**DO PODER CONCEDENTE**

**Art. 49**.....

**ORIGINAL**

I – definir o Paof;

II – ouvir o órgão consultivo sobre a adoção de ações de gestão de florestas públicas, bem como sobre o Paof;

VI -.....

§ 1º No exercício da competência referida nos incisos IV e V do *caput* deste artigo, o poder concedente poderá delegar ao órgão gestor a operacionalização dos procedimentos licitatórios e a celebração de contratos, nos termos do regulamento.

§ 2º No âmbito federal, o Ministério do Meio Ambiente exercerá as competências definidas neste artigo.

#### **ALTERAÇÕES PROPOSTAS**

I – definir o PPAOF;

II – ouvir o órgão consultivo sobre a adoção de ações de gestão de florestas públicas, bem como sobre o PPAOF;

VI.....

§ 1º No exercício da competência referida nos incisos I, II, III, IV e V do *caput* deste artigo, o poder concedente poderá delegar ao órgão gestor a operacionalização dos procedimentos licitatórios e a celebração de contratos, nos termos do regulamento.

§ 2º No âmbito federal, o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento exercerá as competências definidas neste artigo.

#### **INCLUSÕES PROPOSTAS**

§ 3º. Insira-se a nova Seção XV, Da Geração de Créditos de Carbono, na Lei 11.284, de 2 de março de 2006, com a seguinte redação:

### **INCLUSÕES PROPOSTAS**

#### **Seção XV**

#### **Da Geração de Créditos de Carbono**

**Art. 48-A** Todos os custos para reconhecimento do crédito de carbono gerado na área ofertada à concorrência, autorizada na forma do § 2º do art. 11 desta Lei, será do concessionário.

**Art. 48-B** O valor recebido a título do crédito de carbono será revertido integralmente para o concessionário até o montante do valor do investimento.

Parágrafo único. Após a recomposição dos investimentos realizados pelo concessionário, o lucro será compartilhado em partes iguais entre concessionário e poder concedente.

**Art. 48-C** Na hipótese de término antecipado da concessão, por falta comprovada do concessionário, todo e qualquer valor recebido a título de crédito de carbono será revertido integralmente para o Poder Concedente.

**Art. 48-D** Na hipótese substituição do concessionário na área geradora de créditos de carbono, o valor recebido a título de crédito de carbono será revertido na proporção de 30% para o novo concessionário e 70% para o Poder Concedente, do lucro ou resultado líquido.

### **CAPÍTULO II**

#### **DOS ÓRGÃOS DO SISNAMA RESPONSÁVEIS PELO CONTROLE E FISCALIZAÇÃO AMBIENTAL SEM ALTERAÇÕES**

### **CAPÍTULO III**

#### **DO ÓRGÃO CONSULTIVO SEM ALTERAÇÕES**

CAPÍTULO IV  
DO ÓRGÃO GESTOR  
**SEM ALTERAÇÕES**

TÍTULO IV  
DO SERVIÇO FLORESTAL BRASILEIRO

CAPÍTULO I  
DA CRIAÇÃO DO SERVIÇO FLORESTAL BRASILEIRO  
**SEM ALTERAÇÕES**

CAPÍTULO II  
DA ESTRUTURA ORGANIZACIONAL E GESTÃO DO  
SERVIÇO FLORESTAL BRASILEIRO

Seção I  
Do Conselho Diretor  
**SEM ALTERAÇÕES**

Seção II  
Da Ouvidoria  
**SEM ALTERAÇÕES**

Seção III  
Do Conselho Gestor  
**SEM ALTERAÇÕES**

Seção IV  
Dos Servidores do SFB  
**SEM ALTERAÇÕES**

Seção V  
Da Autonomia Administrativa do SFB  
**SEM ALTERAÇÕES**

Seção VI  
Da Receita e do Acervo do Serviço Florestal Brasileiro  
**SEM ALTERAÇÕES**

TÍTULO V  
DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS E FINAIS  
**SEM ALTERAÇÕES**

## Apêndice 2 – Oportunidades de Investimento

### A2.1. Oportunidade de Investimento 1 – Restauração de Florestas Nativas nos biomas Amazônia e Mata Atlântica

I. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROJETO		
1	Título da atividade de projeto (AP)	Restauração de Floresta Nativa nos biomas Amazônia e Mata Atlântica, Brasil
2	Escala da atividade de projeto	Grande Escala
3	Localização da atividade de projeto	A atividade de projeto será implementada em terras públicas e privadas nos biomas Amazônia e Mata Atlântica, Brasil (Figura 2) <b>Erro! Fonte de referência não encontrada.</b>
4	Tecnologia / serviço / outro	Remoção e armazenamento de CO <sub>2</sub> por restauração de floresta nativa.
5	Setor econômico	Silvicultura e outros usos da terra
6	Reduções médias anuais das emissões de GEE (t CO <sub>2</sub> e)	A mitigação média anual (linha de base – emissões do projeto) atingirá 23,7 Mt CO <sub>2</sub> e /ano entre 2021-2030; 109,1 Mt CO <sub>2</sub> e /ano entre 2031-2040 e 268,2 Mt CO <sub>2</sub> e /ano entre 2041-2050. A mitigação total seria de 4.010 Mt CO <sub>2</sub> e em 30 anos (Tabela 4)Tabela 4
7	Data	Ficha de projeto elaborada em outubro de 2021.
8	Informações de contato	Primeira representante: Michele Walter. Pesquisadora, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro. Informações de contato do primeiro representante: <a href="mailto:michele@lima.coppe.ufrj.br">michele@lima.coppe.ufrj.br</a> Segunda representante: Carolina Dubeux. Pesquisador, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro. Informações de contato do segundo representante: <a href="mailto:carolina@ppe.ufrj.br">carolina@ppe.ufrj.br</a>
II. DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DE PROJETO (AP)		
1	Descrição do projeto	A atividade de projeto visa remover e armazenar carbono na biomassa de espécies arbóreas nativas, restaurando 27 milhões de hectares de floresta nativa nos biomas Amazônia e Mata Atlântica no período de 2015 a 2050. A restauração em áreas públicas totaliza 14,5 Mha e em áreas privadas 12,5 Mha em 2050. Os instrumentos para promover o reflorestamento são o Processo de Concessão Florestal para áreas públicas e a aplicação do Código Florestal para as privadas. Além do carbono, a atividade permite ganhos com produtos e serviços florestais. A disponibilidade de área desmatadas na Amazônia brasileira é um cenário favorável para os esforços de reflorestamento em larga escala. Assunção e Gandour (2019) afirmam que mais de dois terços das áreas públicas desmatadas na Amazônia estão localizadas em florestas públicas não designadas. A área desmatada em 2014 totalizou quase 13 milhões de hectares. A área de florestas públicas não designada em 2020 foi de 63 milhões de hectares, sendo que mais de 90% estão localizados na Amazônia (Serviço Florestal Brasileiro, 2021). A restauração de áreas privadas nos biomas Amazônia e Mata Atlântica ocorrerá em áreas de Reserva Legal visando cumprir o Código Florestal. Segundo Soares Filho et al., 2014 o passivo ambiental dessas áreas é de 7,2 Mha na Amazônia e 4,8 Mha na Mata Atlântica.
2	Fatores tecnológicos chaves	As tecnologias implementadas no projeto nas atividades componentes, como produção de mudas, preparo da área, plantio/replanteio e manejo tem como referência a experiência brasileira no setor florestal. A atividade do projeto utilizará um mix de espécies nativas, incluindo espécies pioneiras (de crescimento

		rápido) e secundárias. As espécies serão selecionadas com base na ocorrência natural em cada bioma e sua capacidade de fornecer um habitat florestal sustentável a longo prazo. Diferentes técnicas de plantio serão utilizadas, incluindo regeneração natural assistida, semeadura direta e plantio de mudas e sementes. As áreas do projeto serão gerenciadas para alcançar a máxima cobertura e taxa de sobrevivência. As medidas de proteção e monitoramento das plantações continuarão durante a vida útil do projeto.
3	Descrição técnica da medida de mitigação	Essa medida de mitigação consiste em aumentar a remoção e o armazenamento de carbono por meio da restauração de florestas nativas. Áreas desmatadas serão restauradas em terras públicas e privadas nos biomas Amazônia e Mata Atlântica. A linha de base do projeto consiste na restauração florestal nesses mesmos biomas, mas em menor escala. A duração da atividade do projeto é de 35 anos, tendo iniciado em 2015. Mudanças nos estoques de carbono em reservatórios de biomassa acima e abaixo do solo e remoções antrópicas líquidas de GEE por sumidouros em relação ao cenário de linha de base serão estimadas de acordo com dados do Inventário Nacional Brasileiro (Brasil, 2016) e com base na metodologia do IPCC (IPCC 2006).
4	Participantes do projeto	Brasil (Parte anfitriã) Participantes do projeto: Governo brasileiro (viabilizador do processo de concessão florestal); produtores rurais e florestais (desenvolvedores do projeto); empresas privadas (financiadores de compensações florestais).
5	Potencial de redução de emissões de GEE	O projeto mitigará 4 bilhões de toneladas de CO <sub>2</sub> e em trinta anos. A mitigação média anual dos GEE é apresentada na Tabela 4.Tabela 4
6	Potencial mercado alvo	Empresas interessadas em compensar suas emissões por meio de mercados de crédito de carbono e pagamento por esquemas de serviços ambientais.
<b>III. FINANCIAMENTO DO PROJETO</b>		
1	Principais detalhes do financiamento do projeto/detalhes financeiros estruturados	Investimento total (USD 2020) = 91,2 bilhões (valores baseados nas projeções do projeto DDP BIICS) OPEX total (USD 2020) = 54,5 bilhões CAPEX total (USD 2020) = 36,7 bilhões Receitas do projeto: as receitas são oriundas dos créditos de carbono e pagamento de serviços ambientais, mas não foram estimadas. Tempo de duração: 35 Anos Estrutura de capital proposta para o requisito de financiamento (ou seja, relação dívida/patrimônio líquido), se conhecido: indefinido Moeda de financiamento: USD (taxa de câmbio de 2020)
2	Fontes de financiamento	Bancos de desenvolvimento nacionais e multilaterais e fundos climáticos (Fundo Amazônia, Fundo Verde para o Clima, Fundo Global para o Meio Ambiente)
3	Créditos de carbono	Empresas privadas nacionais e multinacionais
4	Custo por tonelada de carbono (\$/t CO <sub>2</sub> e)	Custos (USD 2020/t CO <sub>2</sub> e) – com base nas projeções do Projeto DDP BIICS Restauração em áreas públicas: 2021-2030 = \$18,35; 2031-2040 = \$21,36; 2041-2050 = \$23,33 Restauração em áreas privadas: 2021-2030 = \$5,85; 2031-2040 = \$6,35; 2041-2050 = \$6,46
5	Risco de financiamento	Altos custos iniciais e retornos de longo prazo. Riscos financeiros estão diretamente associados aos riscos climáticos e tecnológicos.
6	Modelagem financeira	Este projeto não tem um modelo financeiro nesta fase.

7	Modelo de aquisição	Parceria público-privada (PPP) e <i>business-to-business</i> (B2B).
9	Estágio do projeto	Concepção de projeto
10	Suporte e assistência técnica	A implementação desta atividade de projeto depende da aceitação pelo proprietário da terra (produtores rurais/florestais, outros), da viabilização do Processo de Concessão Florestal pelo governo brasileiro e da assistência técnica rural (ATER) para a disseminação de tecnologias florestais.

#### IV. BARREIRAS E RISCOS DO PROJETO

1	Barreiras e riscos do projeto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos custos iniciais e retornos de longo prazo.</li> <li>• Falta de apoio financeiro para restaurar áreas de florestas nativas.</li> <li>• Risco climático e tecnológico.</li> <li>• Incentivos insuficientes para convencer produtores florestais e agricultores a investir e assumir os riscos da atividade florestal.</li> <li>• Falta de uma política florestal independente e representativa (as políticas florestais estão atreladas à política agrícola).</li> <li>• Baixo desempenho na implementação do Plano Nacional de Recuperação de Florestas Nativas (PLANAVEG) e falta de representatividade social no Comitê Executivo (CONAVEG).</li> <li>• Falta de regulamentação específica (em nível federal) para reflorestamentos com espécies nativas e para extração de madeira (procedimentos burocráticos para a exploração madeireira em caso de reflorestamento com espécies nativas), o que daria sustentabilidade econômica aos projetos).</li> </ul>
2	Condições favoráveis	A restauração de florestas nativas é uma medida de mitigação desafiadora, principalmente devido aos altos custos, aos riscos da atividade de longo prazo e custos de oportunidade de manutenção da floresta. Essa medida pode ser viabilizada com apoio governamental, impulsionando, por exemplo, o processo de Concessões Florestais por meio de uma alteração na Lei de Gestão de Florestas Públicas (Lei 11.284/2006); criação de programas de apoio e financiamento para o uso sustentável da floresta; operacionalização do sistema de Pagamento por Serviços Ambientais – PSA (Lei 14119/2021) e; promoção de modelos de restauração que resultem em benefícios financeiros diretos e de curto prazo para os produtores, como a bioeconomia e os sistemas de integração lavoura-pecuária-floresta. Além disso, a promoção de investimentos privados e ajustes nas políticas de crédito, o apoio a fundos internacionais e a compensação florestal (compensações) também tendem a viabilizar essa medida.
2	Desenvolvimento de políticas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Código Florestal (Lei 12.651/2012)</li> <li>• Proveg/Planaveg (Decreto nº 8.972/2017)</li> <li>• Implantação do Programa de Regularização Ambiental – PRA (Lei 12.651/2012 e decreto 7.830/2012)</li> <li>• Adoção de propostas de Restauração Florestal elaboradas pela Força-Tarefa da Coalizão – COALIZÃO (2021)</li> <li>• Lei de Gestão de Florestas Pública (Lei 11, 284/2006); Concessão Florestal (Projeto de Lei 5518/2020 (Instituto Escolhas, 2021).</li> <li>• Política de Pagamentos por Serviços Ambientais (Lei N° 14.119/2021).</li> <li>• Mercado de Carbono</li> <li>• Green Bonds</li> </ul>

#### V. INFORMAÇÕES E DOCUMENTAÇÃO ADICIONAIS

1	Benefícios e riscos sociais, econômicos e ambientais	Existem múltiplos benefícios e valores ambientais, econômicos e sociais associados à restauração de florestas nativas como por exemplo: redução do desmatamento e da degradação da terra, aumento da biodiversidade local, remoção do CO <sub>2</sub> da atmosfera e aumento de empregos e renda verdes. Espera-se que o projeto não tenha impactos socioeconômicos e ambientais negativos significativos.
2	Potencial de transformação	Essa atividade do projeto possibilita a restauração de áreas desmatadas no Brasil por meio de modelos que resultam em benefícios financeiros diretos e de curto prazo para o produtor, na medida em que ele pode se beneficiar das receitas de carbono. O Brasil tem grande potencial para replicar essa atividade do projeto, dado seu notável potencial tecnológico na área florestal e condições edafoclimáticas favoráveis.
3	Aprovações/autorizações regulamentares	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA); Instituto Nacional de Reforma Agrária (Incra); Instituto Chico Mendes; e agências locais.
4	Consulta pública	Uma descrição desta atividade do projeto foi apresentada às partes interessadas durante os workshops do setor de AFOLU no contexto do projeto DDP BIICS. Mais de 30 especialistas de diferentes instituições participaram das oficinas. A lista completa de participantes/instituições é apresentada nos Relatórios de Mensais do Projeto Decarboost/setor AFOLU.
5	Documentação chave e documentos de apoio	<p>Assunção, J.; GANDOUR, C. Insights. Reflorestamento em larga escala: começando com terras públicas na Amazônia brasileira. Rio de Janeiro: Iniciativa de Política Climática, 2019.</p> <p>Centro Clima/COPPE/UFRJ. Projeções do Projeto DDP BIICS (2021).</p> <p>Lei sobre a Proteção da vegetação nativa – Código Florestal. Brasil. Disponível em: <a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/l12651.htm">http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/l12651.htm</a>.</p> <p>MCTIC &amp; INEP (2021). Relatório sobre a avaliação das necessidades tecnológicas para a implementação de planos de ação climática no Brasil: mitigação. – Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações, Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. 203p. 2021.</p> <p>Planaveg – Plano Nacional de Recuperação da Vegetação Nativa / Ministério do Meio Ambiente/Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Ministério da Educação. – Brasília, DF. Disponível em: <a href="https://snif.florestal.gov.br/images/pdf/publicacoes/planaveg_publicacao.pdf">https://snif.florestal.gov.br/images/pdf/publicacoes/planaveg_publicacao.pdf</a></p> <p>Rolim, S.G. et al., 2019. "Lacunas e Prioridades de Pesquisa em Silvicultura de Espécies Nativas no Brasil". Documento de trabalho. São Paulo, Brasil: WRI Brasil. Disponível em <a href="https://wribrasil.org.br/pt/publicacoes">https://wribrasil.org.br/pt/publicacoes</a></p>





**Tabela 4.** Emissão evitada (Mt CO<sub>2</sub>e) e área (Mha) de florestas nativas

Restauração de Florestas Nativas						
Ano	Área Pública (Mha)	Mitigação em áreas públicas (Mt CO <sub>2</sub> e)	Área Privada (Mha)	Mitigação em áreas privadas (Mt CO <sub>2</sub> e)	Área Total (Mha)	Mitigação Total (Mt CO <sub>2</sub> e)
2021	0,03	0,53	0,57	2,24	0,60	2,77
2022	0,07	1,12	0,85	5,72	0,92	6,84
2023	0,12	1,87	1,13	9,19	1,25	11,06
2024	0,18	2,78	1,42	12,67	1,60	15,45
2025	0,25	3,91	1,70	16,14	1,95	20,05
2026	0,34	5,28	1,98	19,61	2,32	24,90
2027	0,45	6,94	2,27	23,09	2,72	30,03
2028	0,58	8,95	2,55	26,56	3,13	35,51
2029	0,74	11,36	2,83	30,04	3,57	41,40
2030	0,93	14,25	3,11	34,75	4,04	49,00
2031	1,09	21,85	3,33	47,46	4,42	69,31
2032	1,29	25,75	3,55	49,42	4,84	75,17
2033	1,52	30,47	3,77	51,39	5,29	81,86
2034	1,81	36,15	3,99	53,36	5,80	89,51
2035	2,15	42,95	4,20	55,32	6,35	98,28
2036	2,55	51,06	4,42	57,29	6,97	108,35
2037	3,04	60,68	4,64	59,26	7,68	119,94
2038	3,61	72,07	4,86	61,22	8,47	133,29
2039	4,28	85,52	5,08	63,19	9,36	148,71
2040	5,08	101,43	5,30	65,16	10,38	166,58
2041	5,65	110,29	6,02	67,07	11,67	177,36
2042	6,29	122,69	6,75	70,47	13,04	193,15
2043	6,99	136,45	7,48	73,86	14,47	210,31
2044	7,78	151,73	8,21	77,25	15,99	228,98
2045	8,65	168,67	8,93	80,64	17,58	249,31
2046	9,61	187,45	9,66	84,04	19,27	271,49
2047	10,68	208,25	10,39	87,43	21,07	295,68
2048	11,86	231,30	11,12	90,82	22,98	322,12
2049	13,17	256,80	11,84	94,21	25,01	351,02
2050	14,62	284,97	12,57	97,61	27,19	382,58
<b>Total</b>						<b>4.010,00</b>

## A2.2. Oportunidade de Investimento 2 – Reflorestamento com Espécies Comerciais para Fornecimento de Biomassa para Produção de Pellets de Madeira, Briquetes e Cavacos

I. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROJETO		
1	Título da atividade de projeto (AP)	Reflorestamento com espécies comerciais para fornecimento de biomassa para produção de pellets de madeira, briquetes e cavacos
2	Escala da atividade de projeto	Grande Escala
3	Localização da atividade de projeto	A atividade do projeto será implementada nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste do Brasil
4	Tecnologia / serviço / outro	Remoção e armazenamento de CO <sub>2</sub> por reflorestamento com Eucalipto
5	Setor econômico	Silvicultura e outros usos da terra
6	Reduções médias anuais das emissões de GEE (t CO <sub>2</sub> e)	A mitigação média anual (linha de base – emissões do projeto) atingirá 31,05 Mt CO <sub>2</sub> e /ano entre 2021-2050. A mitigação total seria de 931,63 Mt CO <sub>2</sub> e em 30 anos.
7	Data	Ficha de projeto elaborada em outubro de 2021.
8	Informações de contato	Primeira representante: Michele Walter. Pesquisadora, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro. Informações de contato do primeiro representante: <a href="mailto:michele@lima.coppe.ufrj.br">michele@lima.coppe.ufrj.br</a> Segunda representante: Carolina Dubeux. Pesquisador, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro Informações de contato do segundo representante: <a href="mailto:carolina@ppe.ufrj.br">carolina@ppe.ufrj.br</a>
II. DESCRIÇÃO DA ACTIVIDADE DE PROJETO (AP)		
1	Descrição do projeto	O projeto visa estabelecer plantações florestais para fornecer biomassa para pellets de madeira, briquetes e cavacos em uma área de 5,8 milhões de hectares, até 2050. Espera-se que a implantação de espécies comerciais de <i>Eucalyptus sp.</i> resulte em duplo benefício para o clima: (i) remoções de GEE por sumidouros adicionais ao que ocorreria na ausência do projeto e geração de estoques de carbono (ii) utilização de fontes renováveis de energia de biomassa em substituição da biomassa não renovável. A atividade de projeto será implementada nas regiões sul, sudeste e nordeste do Brasil. Os reflorestamentos serão implantados em áreas de pastagens e campos. Na ausência dessa atividade de projeto tais áreas provavelmente manterão o mesmo uso.
2	Fatores tecnológicos chaves	A tecnologia utilizada no projeto tais como produção de mudas, preparo da área, plantio/replanteio, manejo florestal e colheita é baseada na experiência brasileira na área florestal. Serão utilizadas espécies do gênero eucalipto. As áreas do projeto serão gerenciadas com o objetivo de fornecer biomassa para a produção de pellets de madeira, briquetes e cavacos. As primeiras colheitas ocorrerão após sete anos, seguidas por sucessivos períodos de sete anos. O horizonte de planejamento do projeto é de 30 anos (2020-2050).
3	Descrição técnica da medida de mitigação	Essa medida de mitigação consiste na ampliação de áreas florestais com espécies comerciais (Eucalipto) para fornecer biomassa para a produção de pellets de madeira, briquetes e cavacos. A linha de base do projeto é o uso dessas áreas com pastagens/campos. As mudanças nos estoques de carbono na biomassa acima e abaixo do solo e as remoções antrópicas líquidas de GEE por sumidouros, em relação ao cenário de linha de base serão estimadas de acordo com dados publicados por projetos semelhantes e com base na metodologia do IPCC de 2006 (IPCC, 2006). A mitigação total será de 931,63 Mt CO <sub>2</sub> e em 30 anos.
4	Participantes do projeto	Brasil (Parte anfitriã) Participantes do projeto:- Empresas privadas (financiamento de compensações florestais)

5	Potencial de redução de emissões de GEE	Emissões anuais médias evitadas de GEE na 00
6	Potencial mercado alvo	Empresas interessadas em compensar suas emissões através do mercado de crédito de carbono.
<b>III. FINANCIAMENTO DO PROJETO</b>		
1	Principais detalhes do financiamento do projeto/detalhes financeiros estruturados	Investimento total (USD 2015) = 39,6 bilhões (valores baseados nas projeções do Projeto DDP BIICS) OPEX Total (USD 2015) = 36,6 bilhões CAPEX total (USD 2015) = 3,0 bilhões Receitas do projeto: as receitas originam da venda da madeira e dos créditos de carbono Tempo de duração: 30 anos (idade de rotação da floresta: 7 anos) Estrutura de capital proposta para o requisito de financiamento (ou seja, relação dívida/patrimônio), se conhecido: indefinido Moeda de financiamento: USD (taxa de câmbio de 2020)
2	Fontes de financiamento	O financiamento dessa atividade no Brasil poderá vir de recursos de empresas do setor florestal, produtores rurais/ florestais, fazendeiros e fontes de recursos governamentais, como o Fundo Nacional de Desenvolvimento Florestal (FNDF), o Programa de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa na Agricultura (Programa ABC+) e o Programa Nacional de Apoio aos Médios Produtores Rurais (Pronamp).
3	Créditos de carbono	Empresas privadas nacionais e multinacionais
4	Custo por tonelada de carbono (\$/t CO <sub>2</sub> e)	Custos (USD 2020/t CO <sub>2</sub> e) – com base nas projeções do Projeto DDP BIICS Reflorestamento com espécie comercial (Eucalipto): 2021-2030 = \$12,59; 2031-2040 = \$ 30,77; 2041-2050 = \$ 46,61
5	Risco de financiamento	Altos custos iniciais e retornos de longo prazo. Os riscos financeiros estão diretamente associados aos riscos climáticos e tecnológicos.
6	Modelagem financeira	Não disponível
7	Modelo de aquisição	Parceria público-privada (PPP) e <i>business-to-business</i> (B2B)
9	Estágio do projeto	Concepção de Projeto
10	Suporte e assistência técnica	A implementação desta atividade de projeto depende da aceitação do proprietário (agricultores, produtores florestais, empresas florestais) e da Assistência Técnica Rural (ATER) para a disseminação de tecnologias florestais.
<b>IV. BARREIRAS E RISCOS DO PROJETO</b>		
1	Barreiras e riscos do projeto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos custos iniciais e retornos de longo prazo.</li> <li>• Falta de apoio financeiro para aumentar as áreas reflorestadas.</li> <li>• Risco climático e tecnológico.</li> <li>• Incentivos insuficientes para convencer os produtores e agricultores florestais a investir e assumir os riscos da atividade florestal.</li> <li>• Falta de assistência técnica rural (ATR) para disseminar tecnologias florestais.</li> <li>• Falta de uma política florestal independente e representativa (as políticas florestais estão atreladas à política agrícola).</li> </ul>
2	Condições favoráveis	Reflorestamentos com espécies comerciais podem ser viabilizados através de: fortalecimento institucional do setor de florestas plantadas; ampliação e disseminação do conhecimento e extensão rural em florestas plantadas; fomento à demanda por biomassa sustentável a partir de produtos florestais; aumento da participação da biomassa de madeira na matriz energética; facilidade na exportação de pellets de madeira, briquetes, e chips de florestas plantadas; concessão de incentivos fiscais a empresas que utilizam biomassa renovável.
2	Desenvolvimento de políticas	Políticas já implementadas:

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Política Agrícola (Lei 8.171/1991)</li> <li>• Política Agrícola para Florestas Plantadas (Decreto 8.375/2014)</li> </ul> <p>Políticas não totalmente implementadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Código Florestal (Lei 12.651/2012)</li> <li>• Programa de Regularização Ambiental – PRA (Lei 12.651/2012 e Decreto 7830/2012)</li> </ul> <p>Políticas futuras:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Criação de Mercados de Carbono</li> <li>• Aumento das garantias para os Títulos Verdes agrícolas</li> </ul>
<b>V. INFORMAÇÕES E DOCUMENTAÇÃO ADICIONAIS</b>		
1	Benefícios e riscos sociais, econômicos e ambientais	Os benefícios ambientais, econômicos e sociais associados ao reflorestamento com espécies comerciais são múltiplos, dentre eles destacam-se: estabelecimento de plantações para oferta de energia renovável (substituição de biomassa não renovável); remoção de CO <sub>2</sub> da atmosfera; conservação da biodiversidade (fauna e flora); conservação do solo e da água e geração direta de emprego e renda. Não se espera impactos socioeconômicos e ambientais negativos significativos neste projeto.
2	Potencial de transformação	Essa atividade de projeto possibilita o aumento das áreas florestais no Brasil, gerando renda para produtores que podem se beneficiar do mercado de carbono. O Brasil tem grande potencial para replicar essa atividade de projeto, tendo em vista seu notável potencial tecnológico na área florestal e condições edafoclimáticas favoráveis.
3	Aprovações/autorizações regulamentares	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA); Instituto Nacional de Reforma Agrária (Incra); e órgãos ambientais estaduais e municipais.
4	Consulta pública	Esta ideia de projeto foi apresentada às partes interessadas durante os workshops da AFOLU no contexto do projeto DDP BIICS. Mais de 30 especialistas de diferentes instituições participaram das oficinas. A lista completa de participantes/instituições é apresentada no Relatório Mensal – Projeto Decarboost/setor AFOLU.
5	Documentação chave e documentos de apoio	<p>Centro Clima/COPPE/UFRJ. Projeções do Projeto DDP BIICS (2021).</p> <p>Brasil (2018). Plano Nacional de Desenvolvimento de Florestas Plantadas. MAPA, Brasil, 2018.52p.</p> <p>Brasil (2012). Código Florestal Brasileiro – Lei 12.651/2012. Disponível em: <a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/12651.htm">http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/12651.htm</a>. Brazil (1991).</p> <p>Política Agrícola – Lei 8.171/1991. Disponível em: <a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8171.htm">http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8171.htm</a></p> <p>MCTIC &amp; INEP (2021). Relatório sobre a avaliação das necessidades tecnológicas para a implementação de planos de ação climática no Brasil: mitigação. – Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações, Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. 203p. 2021.</p>

**Tabela 5.** Área florestal requerida para produção de pellets, briquetes e cavacos (Mha) e estimativa de emissão evitada (Mt CO<sub>2</sub>e)

Reflorestamento para uso industrial no Brasil				
Ano	Área total de floresta (Mha)	Mitigação Total (Mt CO <sub>2</sub> e)	Área adicional (Mha)	Mitigação adicional (Mt CO <sub>2</sub> e)
2021	0,75	132,63	0,18	31,05
2022	0,92	163,68	0,18	31,05
2023	1,10	194,74	0,18	31,05
2024	1,27	225,79	0,18	31,05
2025	1,45	256,85	0,18	31,05
2026	1,63	287,90	0,18	31,05
2027	1,80	318,96	0,18	31,05
2028	1,98	350,01	0,18	31,05
2029	2,15	381,06	0,18	31,05
2030	2,33	412,12	0,18	31,05
2031	2,50	443,17	0,18	31,05
2032	2,68	474,23	0,18	31,05
2033	2,85	505,28	0,18	31,05
2034	3,03	536,34	0,18	31,05
2035	3,20	567,39	0,18	31,05
2036	3,38	598,44	0,18	31,05
2037	3,55	629,50	0,18	31,05
2038	3,73	660,55	0,18	31,05
2039	3,90	691,61	0,18	31,05
2040	4,08	722,66	0,18	31,05
2041	4,25	753,72	0,18	31,05
2042	4,43	784,77	0,18	31,05
2043	4,60	815,82	0,18	31,05
2044	4,78	846,88	0,18	31,05
2045	4,96	877,93	0,18	31,05
2046	5,13	908,99	0,18	31,05
2047	5,31	940,04	0,18	31,05
2048	5,48	971,09	0,18	31,05
2049	5,66	1,002,15	0,18	31,05
2050	5,83	1,033,20	0,18	31,05

Fonte: Estimativas do Projeto DDPBIICS

\*Valores anuais de remoção de CO<sub>2</sub>e para *Eucalyptus sp.* com sete anos (idade de corte).



## Plano de Mitigação de Transportes

*Autores: Márcio D'Agosto, George V. Goes & Daniel Schmitz*



## SUMÁRIO

1. Apresentação do Setor .....	4
2. Objetivos .....	7
3. Ações de Mitigação.....	7
3.1. Eletrificação da Frota Brasileira.....	10
3.2. Ganhos de Eficiência Energética.....	11
3.3. Melhorias no Transporte Público Urbano.....	11
3.4. Reformulação de Sistemas de Transportes.....	11
3.5. Eletrificação de Sistemas de Transportes .....	11
3.6. Aumento do uso de Biocombustíveis .....	11
4. Instrumentos .....	12
5. Referências.....	20
Apêndice 1 – Instrumentos Propostos .....	23
A1.1. Instrumento 1 – Novos itens à Política Nacional de Mobilidade Urbana .....	23
A1.2. Instrumento 2 – Linha de Financiamento para Ônibus zero Emissão do Programa Refrota .....	27
Apêndice 2 – Oportunidades de Investimentos .....	34
A2.1. Oportunidade de Investimento I: Planejamento e Aquisição de Ônibus Elétricos a Bateria .....	34
A2.2. Oportunidade de investimento II: Plano de Ação em Transporte de Carga Sustentável .....	45

## FIGURAS

Figura 1.	Consumo de energia e dependência do diesel no setor de transportes brasileiro .....	4
Figura 2.	Demanda interna de diesel mineral e biodiesel.....	6
Figura 3.	Evolução das medidas de mitigação no setor de transportes brasileiro.....	9
Figura 4.	Trajatórias de emissão de GEE nos cenários CPS e DDS – transportes .....	10
Figura 5.	Atividades envolvidas no processo de publicação do instrumento I .....	26
Figura 6.	Ônibus tipo básico e padron em operação na cidade de São Paulo .....	29
Figura 7.	Participação de ônibus padrão e articulados/biarticulados em cidades brasileiras selecionadas...	30
Figura 8.	Atividades envolvidas no processo de publicação do instrumento II .....	32
Figura 9.	Ônibus de piso baixo .....	36
Figura 10.	Principais ônibus elétricos que podem ser adquiridos no Brasil.....	37
Figura 11.	Modelo de negócio amplamente adotado nas cidades brasileiras.....	38
Figura 12.	Possível alternativa de modelo de negócio a ser adotado nas cidades brasileiras.....	38
Figura 13.	Exemplos de modelos alternativos de veículos atualmente disponíveis no Brasil .....	46

## TABELAS

Tabela 1.	Transporte – Instrumentos de política e barreiras relacionadas identificadas no relatório anterior.....	12
Tabela 2.	Elementos e detalhes da linha de financiamento atual .....	27
Tabela 3.	Elementos e detalhes da linha de financiamento proposta .....	31
Tabela 4.	Tipos de veículos e aplicação .....	36
Tabela 5.	Requisitos mínimos para motores elétricos e baterias .....	37
Tabela 6.	Cenário alternativo (aplicação em duas cidades e versão escalável).....	39
Tabela 7.	Cronograma de atividades propostas.....	39
Tabela 8.	Fabricantes e modelos disponíveis localmente .....	46
Tabela 9.	Cronograma de atividades proposto .....	47
Tabela 10.	CAPEX, OPEX e emissões de GEE evitadas, considerando a aplicação do projeto nas 49 cidades brasileiras com mais de 500 mil habitantes .....	49

## 1. Apresentação do Setor

A agenda climática brasileira, historicamente, é uma das mais ambiciosas dentre os principais países emissores. Apesar disso, há alta confiança que os compromissos ambientais assumidos não refletem o potencial do setor de transportes. Avanços relacionados ao uso intensivo de biocombustíveis e à infraestrutura de modos de alta capacidade foram alcançados, mas o setor ainda enfrenta barreiras para a implementação de biocombustíveis *drop-in* avançados e mobilidade elétrica no transporte de cargas e passageiros. Com base em uma abordagem voltada às partes interessadas, o Plano de Mitigação de Transportes identifica barreiras críticas e aborda possíveis instrumentos políticos que viabilizem um caminho de baixo carbono no setor. Além disso, são apresentadas e discutidas oportunidades de investimentos para implementação nos próximos anos.

O setor de transportes é o maior consumidor mundial de combustíveis derivados do petróleo, respondendo por 60% da demanda mundial de petróleo (IEA, 2021). Cerca de 23% do uso final de energia no mundo e 14% das emissões antrópicas globais têm origem nas atividades de transporte (Bunsen *et al.*, 2018). O transporte brasileiro, fortemente dependente do diesel mineral, é responsável por 13% das emissões nacionais de GEE (La Rovere *et al.*, 2019a). Desde 1980, a participação do diesel na demanda total de energia para transporte oscilou entre 34% e 53% (EPE, 2021), conforme mostra a Figura 1.

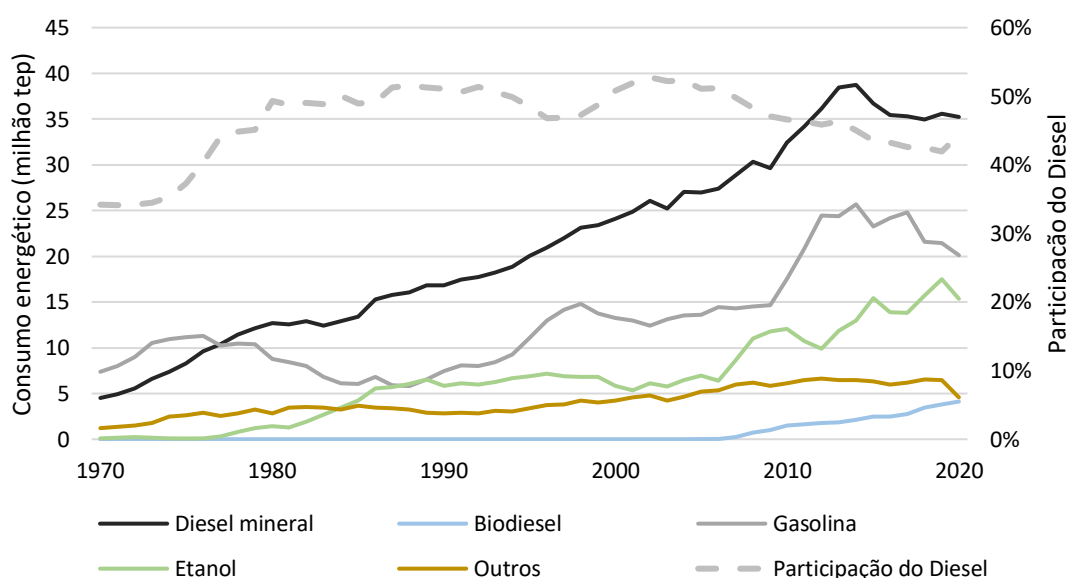


Figura 1. Consumo de energia e dependência do diesel no setor de transportes brasileiro

Fonte: Adaptado de EPE (2021)

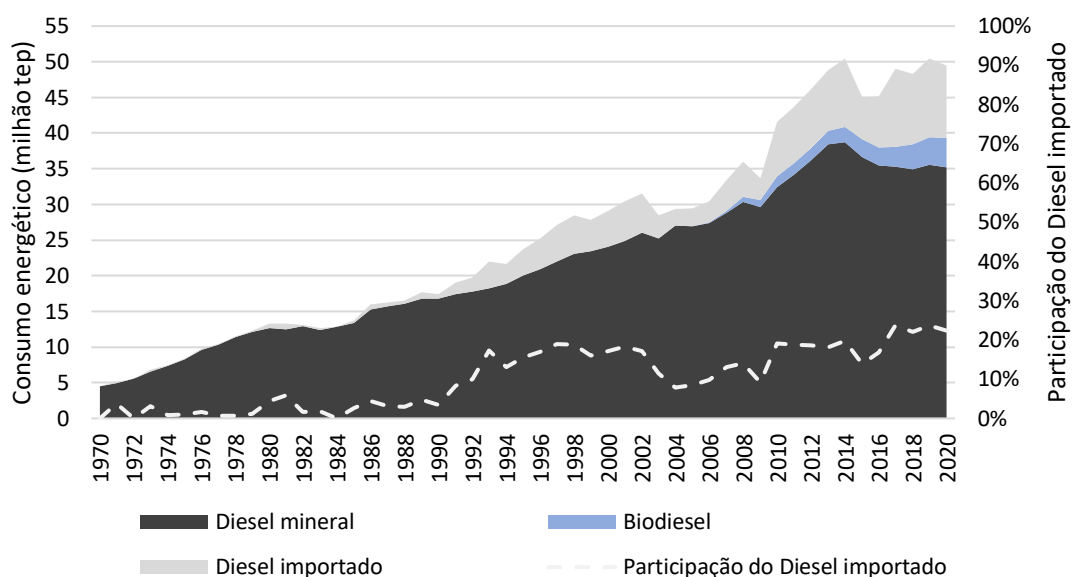
Em 2019, o transporte rodoviário representou 91% da atividade de transporte de passageiros e 54% da atividade de transporte de carga. Esse modo tem sido historicamente utilizado para o transporte de mercadorias em distâncias continentais, refletindo sua alta participação na divisão modal brasileira. Investimentos maciços na indústria automobilística a partir da década de 1950, em contraste com a falta de incentivos aos modos de alta

capacidade, podem explicar a situação atual (CNT, 2018a). O Brasil possui aproximadamente 30 mil quilômetros de ferrovias, mas menos de um terço são utilizados (Gonçalves *et al.*, 2020). Em situação semelhante, aproximadamente 40 mil quilômetros de hidrovias são viáveis para a navegação interior, embora apenas um quarto seja utilizado (EPL, 2018).

Atualmente, praticamente todos os ônibus são movidos a diesel, assim como caminhões, trens de carga, embarcações de navegação interior e apoio *offshore*. Porém, diferentemente da gasolina, que tem como alternativa o etanol hidratado e o gás natural veicular, o diesel mineral ainda não possui um combustível substituto imediato. Para amenizar o problema, está prevista para 2023 uma perspectiva legal de aumento da mistura de biodiesel em volume em até 15% (B15) (Brasil, 2019). No entanto, o aumento é altamente improvável, pois ao longo de 2021 a mistura de biodiesel caiu de 13% para 10% e continua assim. No entanto, com a chegada da nova fase do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve P8) (equivalente ao Euro 6), misturas maiores de biodiesel devem ser analisadas com cautela, pois estudos europeus indicam que esses novos veículos não estão preparados para receber misturas com teor de éster acima de 7% (EPE, 2020). O uso de Óleo Vegetal Hidrotratado (HVO) poderia mitigar esse problema. No entanto, esse combustível ainda não é comercializado no Brasil.

O aumento do percentual de mistura de biodiesel desde 2005, um mecanismo para melhorar a segurança energética, não foi suficiente para reduzir a demanda por diesel mineral. Isso é especialmente preocupante devido ao histórico de paralisações no transporte rodoviário brasileiro, que, por exemplo, impactaram fortemente a atividade de carga em 2018, com escassez de alimentos, suprimentos médicos e combustíveis (Dantas *et al.*, 2019). Nesse sentido, a Figura 2 mostra a flutuação da demanda de diesel mineral e biodiesel.

Além disso, desde a recessão econômica de 2015, o consumo de diesel mineral tem sido mais dependente de importações. Esse também é o caso do querosene de aviação, cuja oferta interna não tem sido suficiente para atender ao crescimento da demanda, de modo que as importações devem representar 30% do volume total até 2031 (EPE, 2022). Por fim, o Brasil não aderiu à fase inicial do Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA), o que pode representar um retrocesso na descarbonização do setor (Brasil, 2018).



Fonte: Adaptado de EPE (2021)

Figura 2. Demanda interna de diesel mineral e biodiesel

O transporte público está continuamente perdendo passageiros para outros modos de transporte. Embora a proporção da população urbana no país tenha aumentado de 78% para 86% entre 1996 e 2016, o número anual de passageiros transportados pelo transporte público urbano por ônibus evoluiu de forma diferente (CNT, 2018b; Knoema, 2020). Em 1996, 461 milhões de passageiros foram transportados por ônibus urbanos no Brasil, caindo para 324 milhões 20 anos depois, uma redução de aproximadamente 30% (NTU, 2018). Isso pode estar associado, entre outros motivos, ao histórico de políticas públicas voltadas ao uso individual do transporte motorizado de passageiros. Por exemplo, em duas ocasiões entre 2008 e 2012, o governo brasileiro aprovou a redução do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), incidente sobre veículos automotores, aumentando substancialmente sua comercialização (ANPTrilhos, 2018).

A contínua redução do número de usuários impacta diretamente na receita tarifária dos serviços de transporte coletivo por ônibus no Brasil, levando a novos aumentos nas tarifas. Entre 1996 e 2016, a tarifa média aumentou 848%, mais que o dobro do índice de inflação do período (387%) (NTU, 2018). Esse reajuste tarifário pode ser explicado pelo modelo de concessão vigente nas cidades brasileiras, no qual a receita tarifária cobre o custo do sistema. Assim, os impactos negativos sobre a demanda tendem a ser convertidos em reajustes tarifários. Isso, aliado a uma frota de ônibus que não atende aos padrões internacionais de conforto, reduz ainda mais a atratividade desse modal de transporte, estimulando a migração para outros meios, como automóveis particulares e motocicletas.

Novos serviços promovidos por tecnologias emergentes, como aplicativos de carona, são oferecidos como opções de baixo custo para os usuários, competindo com modos coletivos de transporte, como metrô ou ônibus, principalmente em viagens de curta distância. Portanto, o transporte coletivo por ônibus também teve parte de sua

demanda captada por esses tipos de serviços. Com custos operacionais elevados<sup>16</sup>, a redução da demanda de passageiros leva ao aumento das tarifas, intensificando a evasão de passageiros. A crise provocada pela pandemia de COVID-19 impactou a demanda e a oferta de transporte coletivo por ônibus, agravando o círculo vicioso mencionado. Sessenta dias após o início das medidas emergenciais de contenção, a demanda atingiu 29% do nível anterior à pandemia, e a oferta de ônibus diminuiu 32%, resultando em um prejuízo total de aproximadamente 400 milhões de dólares (NTU, 2020).

Um efeito da pandemia de COVID-19 é o aumento inesperado das teleatividades, principalmente do teletrabalho, que chegou a 10% em 2020 entre os trabalhadores ocupados no Brasil (IBGE, 2020). No entanto, a participação das teleatividades é desigual em sua abrangência. Por exemplo, o teletrabalho atingiu 13% na região Sudeste e apenas 4% na região Norte. Além disso, um amplo instrumento para estimular as teleatividades ainda não havia sido formulado. O aumento da ambição exige que todos os aspectos da procura de transporte sejam compreendidos, identificando assim uma pluralidade de opções.

## 2. Objetivos

O plano de mitigação dos transportes visa reduzir as emissões por meio da melhoria do nível de serviço do transporte de passageiros e carga e da utilização de medidas alternativas às convencionalmente adotadas no setor. Os objetivos específicos do plano são:

- Diagnosticar os problemas que impactam no cumprimento dos compromissos ambientais assumidos e propor alternativas, principalmente em relação aos serviços de transporte público;
- Aumentar a segurança energética, reduzindo a dependência do óleo diesel mineral e aumentando o uso de eletricidade e biocombustíveis *drop-in*;
- Indicar possíveis modelos de financiamento para tecnologias de baixa ou zero emissão no setor de transportes;
- Aumentar a segurança jurídica dos contratos atuais e futuros, propondo melhorias ou novas regulamentações;
- Reverter o crescimento das emissões de poluentes atmosféricos em áreas urbanas por meio da maior eficiência do uso final na mobilidade de pessoas e cargas.

## 3. Ações de Mitigação

As Ações de Mitigação Nacionalmente Apropriadas (NAMAs), submetidas à Convenção do Clima em 2010, estabelecem compromissos legais para reduzir as emissões de carbono até 2020, enquanto a Contribuição

---

<sup>16</sup> É frequente a compra de diesel com preços acima do praticado no mercado, em decorrência do alto risco de crédito da concessionária.

Nacionalmente Determinada (NDC), ratificada em 2016, mas revisada em 2020 e 2022<sup>17</sup>, tem como foco 2030. As NAMAs brasileiras não detalham metas quantitativas para o setor de transportes, considerando um valor base para comparação. Ainda assim, os objetivos que poderiam ser aplicados aos transportes são: (i) reduzir o uso de combustíveis fósseis e eletricidade por meio do aumento da eficiência energética em diferentes setores da economia; e (ii) aumentar a oferta de etanol anidro e hidratado, bem como de biodiesel em substituição aos combustíveis fósseis.

Uma possível razão para a falta de metas quantitativas é a ausência de estudos para estabelecer uma linha de base consistente para indicadores de transportes, como eficiência energética ou penetração de tecnologias. Não obstante, La Rovere *et al.* (2019b) detalhou indicadores relacionados ao transporte entre 2010 e 2018 (também projetando os resultados de 2019 e 2020) e concluiu que as metas foram cumpridas, pois tanto o aumento da eficiência energética quanto o uso de biocombustíveis resultaram em uma redução nas emissões de carbono em até 93 Mt CO<sub>2</sub>e.

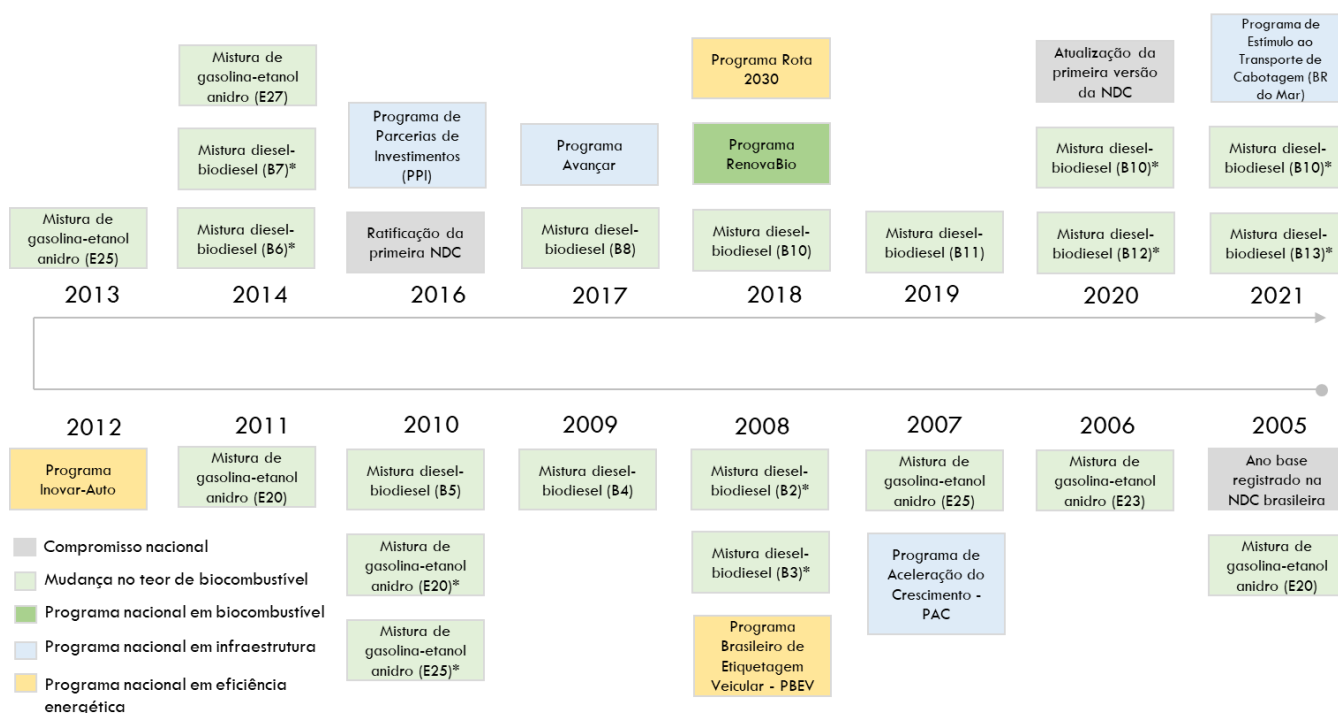
Tanto a NDC como a NAMA brasileira, como ressaltado, não especificam metas quantitativas para transportes. Em outras palavras, ambos não estabelecem metas secundárias precisas para atingir a meta absoluta de mitigação de carbono (no caso da NDC, 43% abaixo dos níveis de 2005 em 2030). Assim, as metas da NDC aplicáveis ao setor de transportes são: (i) expandir o consumo de biocombustíveis, aumentar a oferta de etanol, inclusive aumentando a participação de biocombustíveis avançados (segunda geração) e a participação de biodiesel na mistura de diesel; e (ii) continuar a promover medidas de eficiência e melhorar a infraestrutura de transportes e transporte público em áreas urbanas.

Como mostra a Figura 3, um conjunto de instrumentos foi lançado nas últimas décadas para responder à crise climática e aos compromissos assumidos. O programa **RenovaBio**, lançado em 2016, foi desenvolvido para atender às metas do NDC ao certificar produtores para obtenção de créditos de descarbonização (CBIOS) a serem adquiridos pelas distribuidoras de combustíveis, considerando cotas anuais obrigatórias ou negociadas no mercado. Como resultado, o consumo de biocombustíveis vem aumentando constantemente no Brasil, seja pelo aumento da mistura regulamentada de biodiesel ou pela oferta de etanol hidratado (Goes *et al.*, 2020).

Além disso, a eficiência energética foi ampliada por meio de programas nacionais como o **Rota 2030**, baseado em incentivos fiscais à pesquisa e desenvolvimento, e o **Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV)** para referenciar e melhorar a competitividade do setor. Por fim, o Brasil avançou nos instrumentos de expansão da infraestrutura dos modos de transporte de alta capacidade. Entre 2010 e 2020, foram lançados os programas **Parcerias de Investimentos - PPI** (2016) e **Avançar** (2017), em substituição ao **Programa de Aceleração do Crescimento - PAC** (2007). Tais programas foram concebidos para promover investimentos em projetos estratégicos de infraestrutura, que incluem transportes, por meio de investimentos públicos ou parcerias público-privadas.

---

<sup>17</sup> Mantendo o percentual de redução, mas retirando metas setoriais (Brasil, 2020).



Nota. (\*) Aumento ou diminuição do teor de biocombustíveis no mesmo ano.

Fonte: Goes et al. (2022).

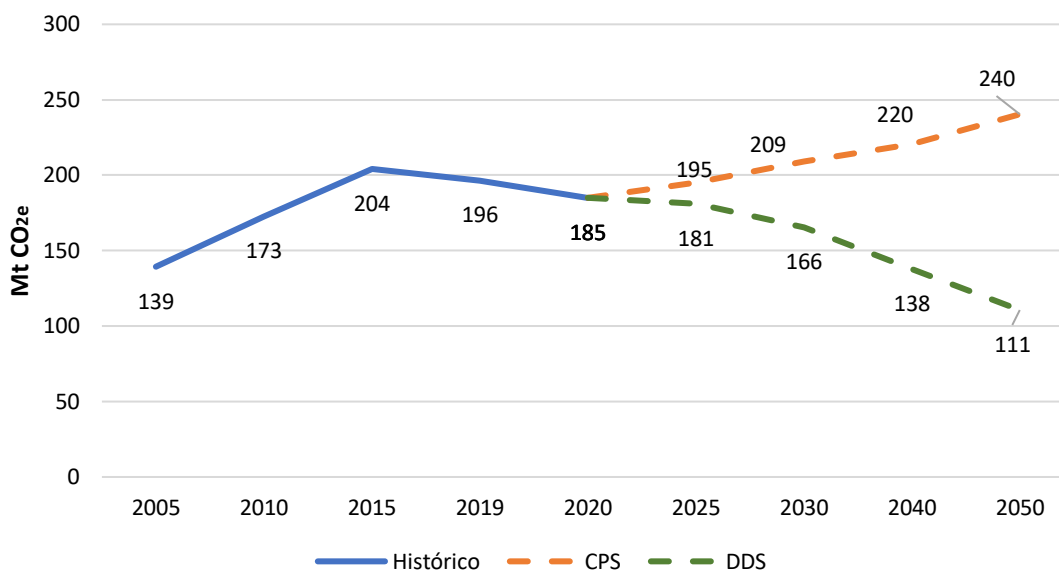
Figura 3. Evolução das medidas de mitigação no setor de transportes brasileiro

Embora tenham sido feitos progressos no combate às emissões de gases com efeito de estufa (GEE), não resolveram problemas estruturais. Tais problemas explicam, por exemplo, a perda de atratividade do transporte público e a baixa penetração da mobilidade elétrica no mercado local. Acresce que, tal como noutras economias, os compromissos assumidos e as ações lançadas focam em medidas tecnológicas de infraestrutura. A incorporação de medidas do lado da demanda é, então, uma tarefa importante para os tomadores de decisão brasileiros. As possíveis opções a esse respeito incluem evitar viagens (teleatividades, mudanças nos estilos de vida, normas sociais etc.), escolhas de tecnologia e energia, bem como mudanças na prestação de serviços e transições tecnológicas e sociais (Creutzig *et al.*, 2018).

O processo de seleção de instrumentos de políticos e oportunidades de investimento exigiu a análise de portfólios de compromissos assumidos e cenários prospectivos. Com a participação ativa de *stakeholders*, procurou-se traduzir as metas dos NAMAs e NDC em ações de mitigação, considerando o contexto local, para melhor representar as transformações necessárias para atender ou mesmo superar os compromissos assumidos. Além disso, os cenários prospectivos denominados “Current Policies” (CPS) e “Deep Decarbonization” (DDS) de La Rovere *et al.* (2021) e “Additional Mitigation” (CMA) de Unterstell e La Rovere (2021). As trajetórias de emissão de carbono dos cenários<sup>18</sup> analisados estão ilustradas na Figura 4.

<sup>18</sup> O horizonte temporal do CMA é de oito anos, com resultados equivalentes ao DDS até 2030. Por esse motivo, este cenário não foi incluído no gráfico.





Fonte: La Rovere et al. (2021).

Figura 4. Trajetórias de emissão de GEE nos cenários CPS e DDS – transportes

A partir dessas atividades, seis ações de mitigação foram desenhadas, conforme apresentado a seguir.

### 3.1. Eletrificação da Frota Brasileira

Apesar da falta de compromissos assumidos pelo governo brasileiro relacionados à eletrificação dos ônibus e a melhorias operacionais do transporte urbano de carga, os cenários local e internacional oferecem condições favoráveis para investimentos nessas áreas. No caso do transporte coletivo, a medida poderia estar vinculada a um conjunto de instrumentos políticos voltados à qualificação dos serviços de ônibus, aumentando sua atratividade e competitividade. Um forte argumento é a efetividade em melhorar uma pequena fração da frota de veículos que é responsável por grande parte da atividade de passageiros. Ao estimular o serviço de transporte por ônibus nas cidades, também são aceleradas transformações em sua configuração espacial, levando as pessoas a repensar o uso do transporte individual motorizado.

A eletrificação de caminhões urbanos surge como outra medida promissora, assim como no caso dos ônibus elétricos, a frota de caminhões leves é reduzida em relação ao número total de veículos em circulação, o que facilita o planejamento e a implementação eficazes de instrumentos de política, bem como oportunidades de investimento nessa área. Como a cobertura operacional das entregas de última milha é limitada, a necessidade de estações de recarga é reduzida. A viabilidade técnica desta medida de mitigação existe e requer condições semelhantes à opção anterior.

### 3.2. Ganhos de eficiência energética

Esta medida de mitigação está relacionada com a melhoria da eficiência energética dos motores, bem como melhorias operacionais na mobilidade de pessoas e cargas. Nessa linha, são consideradas melhorias tecnológicas em motores a combustão interna, como variações de motores de três cilindros, motores turbo de injeção direta, uso de sistemas *start/stop* e modos de operação econômicos (Modo Eco), entre outras melhorias lançadas no âmbito dos programas nacionais como o extinto Inovar Auto e o atual Rota 2030. Por fim, considera-se a melhoria dos programas de rotulagem ecológica na logística.

### 3.3. Melhorias no Transporte Público Urbano

Consideram-se medidas que enfatizam a prioridade do transporte público sobre o transporte individual, bem como a expansão dos sistemas atuais. Isso inclui otimização de rotas de ônibus, integração física e tarifária e implantação de corredores exclusivos para ônibus para aumentar a atratividade dos serviços de transporte público.

### 3.4. Reformulação de Sistemas de Transportes

O redesenho das redes de transporte busca equilibrar razoavelmente a divisão modal. Esta ação de mitigação passa pelo desenvolvimento de novos modelos de concessão, a par de um quadro regulatório para o transporte ferroviário e aquaviário, contemplando, no caso do transporte ferroviário, o direito de passagem entre diferentes concessões e o estímulo aos construtores e fornecedores equipamentos de linhas férreas. Além disso, são consideradas as realocações de concessões para linhas ferroviárias subutilizadas e inativas, bem como investimentos e financiamentos para pesquisa e desenvolvimento, educação e campanhas de conscientização.

### 3.5. Eletrificação de Sistemas de Transportes

A eletrificação das redes de transporte, especialmente as ferrovias de carga, pode ser considerada uma tarefa complementar ao redesenho das redes de transporte. Esta ação visa substituir as locomotivas de carga equipadas com sistemas de propulsão diesel-elétrico, modernizando as ferrovias de carga com cabos aéreos para o sistema elétrico em alta tensão ao longo das linhas.

### 3.6. Aumento do Uso de Biocombustíveis

Esta ação de mitigação visa ampliar os programas existentes voltados à produção e distribuição de biocombustíveis. Isso inclui o desenvolvimento de uma indústria nacional de biocombustíveis avançados baseados em biocombustíveis *drop-in*, que não apresentam restrições de mistura nos motores atuais.

O plano de mitigação setorial busca aprofundar a investigação dos problemas identificados e explorar alternativas. Com esse propósito, os principais instrumentos que poderiam ser abordados são apresentados na próxima seção.

## 4. Instrumentos

No relatório “Síntese de Barreiras” foram apresentadas as principais barreiras aos compromissos assumidos, após um processo de identificação e validação. Com base nessa atividade, foi proposto um conjunto de instrumentos políticos e financeiros para mitigar ou superar as barreiras identificadas. Algumas delas, principalmente relacionadas com a mobilidade elétrica, foram aprofundadas em novas discussões com *stakeholders* selecionados. A Tabela 1 resume as principais medidas de mitigação, instrumentos políticos e financeiros e suas barreiras relacionadas, considerando as revisões da literatura e entrevistas realizadas.

As barreiras são classificadas em E/F (econômicas/financeiras) e R/I (regulatórias/institucionais). O primeiro grupo representa barreiras intimamente relacionadas ao apoio financeiro que o governo ou instituições privadas poderiam empregar, enquanto o segundo grupo está relacionado a ações regulatórias ou políticas. De qualquer forma, todas as barreiras estão relacionadas aos dois grupos em algum nível. As medidas, propostas de políticas e correspondentes barreiras marcadas em negrito são atualmente as mais indicadas para serem abordadas. Os instrumentos de política marcados com um asterisco (\*) são detalhados no apêndice.

**Tabela 1. Transporte – Instrumentos de política e barreiras relacionadas identificadas no relatório anterior**

Medidas	Barreiras	Tipo	Instrumentos
Eletrificação da frota de veículos	Incertezas relacionadas à infraestrutura e operacionalização	E/F	Benefícios para veículos elétricos <i>plug-in</i> , como acesso prioritário a vagas de estacionamento, faixas de ônibus e pedágios da cidade
	Falta de maturidade tecnológica e infraestrutura		<b>Adoção de sistemas <i>Bonus/Malus</i></b>
	<b>Falta de linhas de crédito específicas</b>		Logística e infraestrutura para reciclagem e reaproveitamento de componentes
	Frota de veículos desatualizada		<b>Incentivos financeiros para novos modelos de negócios e infraestrutura de recarga</b>
	Forte flutuação cambial		Incentivos financeiros para atrair ou desenvolver indústrias domésticas de veículos elétricos
	<b>Alto custo de aquisição</b>		Isenção de impostos para investidores e operadores
	Alta carga tributária sobre investimentos		<b>Investimentos em pesquisa e desenvolvimento em mobilidade elétrica</b>
	Falta de fornecedores e fabricantes locais	R/I	Prazo para o fim das vendas de veículos movidos a combustíveis fósseis
	Falta de apoio para pesquisa e desenvolvimento		<b>Desenvolvimento e aplicação de normas e regulamentos (*)</b>
	A influência das atividades de <i>lobby</i> do mercado convencional		<b>(*) Novos itens à Política Nacional de Mobilidade Urbana</b>
	<b>Falta de normas e regulamentos</b>		<b>Campanhas de educação e sensibilização para a mobilidade elétrica</b>
	<b>Aceitação de novas tecnologias no mercado</b>		Desenvolvimento e aplicação de ferramentas de mensuração, relato e verificação nos níveis federal e subnacional
	Falta de conhecimento sobre os benefícios econômicos da eletrificação		
	Falta de conscientização, interesse ou envolvimento das autoridades locais		
Falta de ferramentas de medição, verificação e relatórios			
Ganhos de eficiência energética	Frota de veículos desatualizada	E/F	Programas de inspeção e sucateamento de veículos
	Falta de programas com metas específicas para veículos pesados	R/I	Aperfeiçoamento do programa nacional de etiquetagem, considerando também veículos pesados
Melhorias no transporte público urbano	<b>Priorização do transporte individual motorizado</b>	E/F	<b>Investimentos em infraestrutura de transporte público e medidas prioritárias</b>
			Subsídios do governo e isenções fiscais para o transporte público
			Adoção de sistemas <i>Bonus/Malus</i> ou fim dos incentivos fiscais para carros particulares

Medidas	Barreiras	Tipo	Instrumentos
	Decisões baseadas apenas no aspecto econômico	R/I	Campanhas de educação e conscientização para investimentos sustentáveis e de longo prazo e mudanças de comportamento da população
	Falta de linhas de crédito específicas		<b>Acesso a instrumentos financeiros para investimentos verdes</b>
	Presença maciça de ônibus básicos <sup>19</sup>		<b>(*) Linha de financiamento para ônibus de emissão zero</b>
	Falta de estudos técnicos, econômicos e ambientais assertivos		<b>Investimento e financiamento de tecnologias mais eficientes</b>
	Excesso de custos em projetos de infraestrutura		Investimentos em pesquisa e desenvolvimento com foco em mobilidade urbana
	Os modelos de concessão mal desenhados e adaptados às novas tecnologias		Apoio a municípios menores na estruturação de planos de mobilidade urbana
	Insegurança jurídica nos contratos de concessão		Simplificação da burocracia, digitalização e transparência dos processos
<b>Eletrificação das redes de transporte</b>	Falta de construtores e fornecedores ferroviários locais	E/F	Desenvolvimento de uma indústria nacional
	Alta presença de ferrovias inativas ou subutilizadas		Realocações de concessão para linhas improdutivas
	Falta de estudos e compromisso político		Recuperação e eletrificação de ferrovias subutilizadas e inativas
	Falta de conhecimento sobre os benefícios econômicos da eletrificação		<b>Investimentos e financiamento de pesquisa e desenvolvimento</b>
<b>Redesenho de redes de transporte</b>	Falta de corredores alternativos entre as principais zonas de importação/exportação e produção	R/I	Campanhas de educação e conscientização para investimentos sustentáveis e de longo prazo
	Falta de estudos técnicos, econômicos e ambientais assertivos		Investimentos em terminais intermodais, ampliando o acesso a portos e ferrovias
	Excessos de custos e obras inacabadas		Investimentos em pesquisa e desenvolvimento com foco na ecoeficiência de projetos de infraestrutura
	Falta de fiscalização e controle das obras em andamento		Simplificação da burocracia, digitalização e transparência dos processos
	Baixa disponibilidade de navios na cabotagem		Fornecer autonomia técnica, administrativa e financeira às agências reguladoras
	Maiores custos com pilotagem e operação		Promoção da indústria naval brasileira. Redução de impostos para estaleiros e consumo de combustível. Aumento da oferta de pilotos, além de estímulo à competição de mercado
	Baixa conectividade entre a rede aquática e ferroviária		Estudos específicos para estimular o transporte ferroviário e aquaviário, incluindo pavimentação, qualificação e criação de acessos rodoviários, bem como licenciamento de obras portuárias e dragagens
	Longas filas de navios esperando para serem carregados/descarregados nos principais portos		Operação portuária 24 horas por dia, 7 dias por semana
	Decisões baseadas apenas no aspecto econômico		Campanhas de educação e conscientização para investimentos sustentáveis e de longo prazo
	Modelos de concessão são mal projetados		<b>Marco regulatório das concessões ferroviárias e aquáticas</b>
<b>Aumento do uso de biocombustíveis</b>	Altos custos em pesquisa e desenvolvimento, produção, distribuição e armazenamento de biocombustíveis alternativos	E/F	Desenvolvimento de novos modelos de concessão e revisão de contratos improdutivos
	Políticas governamentais restritas ao biodiesel e ao etanol	R/I	Investimentos de médio e longo prazo visando atender as demandas nacionais e internacionais
			Desenvolvimento e aplicação de normas e regulamentos
			Misturas regulamentadas de bioquerosene na aviação e diesel verde no transporte de carga
			Incentivos financeiros para desenvolver uma indústria nacional de biocombustíveis avançados
			<b>Aperfeiçoamento e renovação do Programa RenovaBio</b>

Fonte: Autores

Os principais instrumentos políticos e financeiros propostos para permitir potenciais avanços energéticos e ambientais, agrupados por medida de mitigação, são detalhados abaixo. Desta lista de instrumentos, dois foram escolhidos para serem aprofundados neste projeto: a revisão da Política Nacional de Mobilidade Urbana (PNMU);

<sup>19</sup> Veículos com chassis e carrocerias não adequados para o transporte de passageiros.

e a revisão do programa de Renovação de Frota do Transporte Público Coletivo Urbano (Refrota). Detalhes e justificativas por trás dos instrumentos propostos são fornecidos nos apêndices.

- Eletrificação da frota de veículos:
- 'Adoção de sistemas *Bonus/Malus* e 'Incentivos financeiros para novos modelos de negócios e mecanismos de cobrança'

Os sistemas *Bonus/Malus* poderiam ser lançados como um meio de reduzir a atratividade dos veículos convencionais equipados com motores de combustão interna (MCI), redirecionando os subsídios intensivos em carbono para apoiar a transição energética. Nessa linha, o mecanismo de incentivo estaria baseado na redução dos preços dos veículos elétricos (VEs) concomitantemente ao aumento da carga tributária sobre os veículos MCI.

Fora isso, espera-se que a maioria das cargas de bateria no Brasil seja feita em residências, como no caso dos EUA, onde 80% das cargas estão concentradas em áreas residenciais (Wood *et al.*, 2017; D'Agosto *et al.*, 2020). Este também é o caso do Transporte Urbano de Cargas (TUC), considerando as garagens dos operadores, já que a autonomia da bateria cobre a maior parte das operações diárias. Portanto, esses tipos de atividades em áreas urbanas não teriam fortes necessidades de investimento além da aquisição de tecnologia. Ainda assim, o transporte de longa distância e os serviços de ônibus exigiriam intervenções, seja na infraestrutura de cobrança, seja no modelo de negócios do serviço.

Os investimentos necessários para aprimorar os modelos de negócios voltados à mobilidade elétrica estão intimamente relacionados aos estudos técnicos e à capacitação de urbanistas e operadores (discutidos no próximo tópico). Por sua vez, os investimentos em infraestrutura de recarga podem vir de entidades privadas interessadas, incluindo concessionárias de energia e distribuidoras de combustíveis, do governo ou de parcerias público-privadas. Experiências recentes apontam para uma mudança na estratégia dos fornecedores de energia convencional, visando prover a infraestrutura de recarga neste novo mercado.

- Investimentos em pesquisa e desenvolvimento focados em mobilidade elétrica

Tais instrumentos abrangem investimentos de entidades públicas e privadas em pesquisa e treinamento para melhorar o desempenho e reduzir os custos de recursos tecnológicos, como gerenciamento de demanda de recarga de VEs, desempenho da rede elétrica, ciclo de vida da bateria e dispositivos de armazenamento de energia. Pesquisa e desenvolvimento financiados pelo governo federal em veículos elétricos em universidades podem fornecer profissionais qualificados para atender às necessidades do mercado. No entanto, esse financiamento deveria se concentrar em pesquisas transformacionais e no desenvolvimento de baterias e componentes que não seriam financiadas por empresas privadas.

A indústria de baterias no Brasil tem grande predominância de empresas de capital nacional, representando 75% do mercado. Apesar disso, a indústria nacional se concentra na produção de baterias de chumbo-ácido utilizadas em veículos MCI. Existem ainda oportunidades para desenvolver competências focadas em baterias de fosfato de ferro-lítio (LFP), óxido de cobalto, manganês, níquel e lítio (NMC) ou e seus componentes (PNME, 2020).

Nesse sentido, estratégias que misturem planos nacionais (*top-down*) com iniciativas locais (*bottom-up*) emergem como um caminho interessante. Por exemplo, a China investiu fortemente na indústria doméstica de baterias e veículos elétricos por meio de planejamento central e iniciativas descentralizadas (em cidades-piloto). Os incentivos governamentais para a produção doméstica de VEs também atraíram indústrias de países como Japão e Coreia do Sul (Lutsey *et al.*, 2018).

Diferentemente dos serviços de transporte por ônibus, faltam estudos relevantes com foco na mobilidade elétrica no TUC. Portanto, estudos devem ser desenvolvidos para incentivar a eletrificação desse segmento. A paridade de custos dos caminhões elétricos com as alternativas a diesel é um importante fator de aceitação, que só deve ocorrer quando o Custo Total de Propriedade (TCO) da nova tecnologia for percebida como vantajosa pelos operadores, não apenas pela academia ou governo. Atualmente, o TCO de VEs é vantajoso para aplicações de última milha realizadas por baterias com autonomia de até 100 km.

- Desenvolvimento e aplicação de normas e regulamentos para mobilidade elétrica

Lançada em 2012, a Política Nacional de Mobilidade Urbana (Lei Federal nº 12.587) não enfatiza a necessidade de reduzir a dependência do óleo diesel mineral no transporte de cargas e passageiros, problema crítico do setor. Além disso, as diretrizes não sugerem uma mudança na tecnologia convencionalmente adotada nas cidades brasileiras (ônibus do tipo “básico”), nem expressam as condições para a introdução de tecnologias emergentes, como ônibus e caminhões elétricos. As menções relacionadas a GEE ou poluentes se limitam ao monitoramento dos níveis de emissão e à criação de áreas restritas. Portanto, adicionar novos incisos e alíneas a parágrafos da PNMU, especificamente no que diz respeito à introdução de veículos com emissão ultrabaixa (ULEV<sup>20</sup>) nas áreas metropolitanas, é um dos dois principais instrumentos sugeridos no escopo deste estudo (ver apêndices para mais detalhes).

Além da revisão da política nacional e do enfrentamento das deficiências dos sistemas jurídico e judiciário, a mobilidade elétrica ainda enfrenta algumas lacunas quanto à padronização de componentes, produtos e processos. Quase vinte variações de conectores de recarga EV estão atualmente disponíveis no mercado global. Localmente, os plugues mais adotados são Tipo 2, CCS Combo 2, J-1772, CHAdeMO e Wall. Dentre eles, os conectores Tipo 2 (AC) e CCS Combo 2 (DC) são os mais representativos no Brasil, equipando mais de 80% dos modelos de veículos elétricos e híbridos.

Assim, deve-se estabelecer uma arquitetura comum para o sistema de recarga de VEs, incluindo requisitos operacionais e dimensionais para os conectores de entrada do veículo correspondentes para acelerar a penetração no mercado. É o caso das normas técnicas implementadas nos Estados Unidos (SAE J1772/2009) e na França (NF EN 62196-2/2017). Em 2020, a Plataforma Nacional de Mobilidade Elétrica (PNME) propôs que os postos de recarga de corrente alternada proovessem, pelo menos, conectores Tipo 2. Por sua vez, recomenda-se que as estações de recarga DC devam ter pelo menos três tipos de conectores, mas necessariamente um deles deva ser o CCS

---

<sup>20</sup> Variando de veículos elétricos a bateria/célula de combustível a híbridos *plug-in* e elétricos com autonomia estendida.

Combo 2 (D'Agosto *et al.*, 2020). Para serem válidas, tais recomendações devem ser aceitas e implementadas por instituições apropriadas, como a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

No que respeita à interoperabilidade, é fundamental a exigência de comunicação via internet nos postos de recarga públicos e privados. Um dos objetivos é disponibilizar ao público dados para estudos de segurança energética, planeamento urbano etc. A comunicação entre os postos de recarga e o sistema central de gestão deve funcionar através de um protocolo aberto. Assim, o usuário pode experimentar a flexibilidade de usar estações de recarga de diferentes provedores. Destaca-se também a necessidade de padronização do modelo de cobrança em função do tempo gasto ou consumo de energia. Por último, as plataformas eRoaming seriam um avanço importante na interoperabilidade, que incluiria um conjunto de opções de pagamento, incluindo sistemas de pagamento manual e eletrônico.

Em relação à aprovação de modelos, é necessário um maior nível de detalhamento nas bases de dados nacionais para melhorar a precisão dos balanços energéticos, inventários de emissão atmosférica e outras análises sociais, econômicas e ambientais. Os reguladores devem, por exemplo, proceder à inclusão da fonte de energia (gasolina, diesel etc.) no registro do veículo elétrico híbrido (HEV).

- Campanhas de educação e sensibilização para a mobilidade elétrica

O Plano Nacional sobre Mudança do Clima, como instrumento da Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), define ações e medidas para enfrentar os efeitos do aquecimento global. Um dos objetivos é promover educação, capacitação e comunicação sobre políticas climáticas (Brasil, 2021). Embora atenção crescente tenha sido dada nos últimos anos, as capacidades e inovações no Brasil em relação à mobilidade elétrica ainda estão em estágio inicial (PNME, 2020).

Estudos e campanhas de conscientização devem superar barreiras à aceitação do mercado de VEs por usuários e tomadores de decisão (Sclar *et al.*, 2019). Nesse sentido, estratégias devem ser fornecidas para superar inseguranças relacionadas ao: (i) desempenho de longo prazo da bateria, requisitos de manutenção e valor residual; (ii) incertezas de mercado em países emergentes, cujas economias ainda não atingiram a escala de produção de baterias e outros elementos necessários para reduzir o custo do sistema de propulsão; e (iii) questões geopolíticas e econômicas relacionadas à distribuição de baterias e à concentração da produção de VEs em alguns países.

O Brasil pode aprender com as principais iniciativas globais e abastecer o mercado sul-americano com o desenvolvimento de uma indústria doméstica de VEs (Slowik *et al.*, 2018). Como o transporte rodoviário é dominante na divisão modal, o Brasil possui uma das maiores frotas de ônibus e caminhões do mundo. Possuir a capacidade intelectual e produtiva do sistema de propulsão e componentes é uma tarefa estratégica para o Brasil

- Melhorias no transporte público urbano:
  - ‘Investimentos em infraestrutura de transporte público e medidas prioritárias’ e ‘Desenvolvimento de novos modelos de licitação’

Conforme mencionado no relatório “Visão Geral das Barreiras (Brasil)”, o transporte público está continuamente perdendo passageiros para outros modos de transporte. Embora a proporção da população urbana no país tenha aumentado de 78% para 86% entre 1996 e 2016, o número anual de passageiros transportados pelo transporte público urbano por ônibus caiu 30% (CNT, 2018; NTU, 2018; Knoema, 2020). Isso pode estar associado, entre outros motivos, ao histórico de políticas públicas voltadas ao uso individual do transporte motorizado de passageiros no Brasil.

A literatura e as consultas anteriores aos principais *stakeholders* indicam que o modelo de negócios existente é uma barreira crítica para reverter essa tendência, especialmente quando o mercado exige mobilidade elétrica, integração modal e medidas prioritárias. Assim, um melhor equilíbrio entre demanda, oferta e qualidade do serviço, com equidade tarifária e foco no atendimento ao cliente, é necessário para aumentar a atratividade dos serviços de transporte por ônibus.

A mudança do modelo de negócios convencionalmente adotado é um importante instrumento de política, especialmente em termos de propriedade de ônibus e política tarifária. No modelo de negócios convencional, a responsabilidade de investir em novos veículos e infraestrutura é do operador. No entanto, o fator de risco decorrente da insolvência financeira das operadoras e da constante judicialização dos contratos reduz significativamente a oferta de crédito pelas instituições financeiras. Essa situação deixa pouco espaço para investimentos em tecnologias emergentes, que demandam um custo de aquisição mais elevado.

Em um modelo alternativo, dentre vários outros a considerar, a autarquia/governo assume a responsabilidade pela aquisição da frota de ônibus e da infraestrutura de recarga, mediada por certame específico, cedendo-as aos operadores. Por sua vez, os operadores são remunerados pela prestação do serviço concessionado e pagam a renda pela utilização do veículo e da infraestrutura de recarga. Isso estaria vinculado a medidas prioritárias (faixas exclusivas para ônibus, equidade tarifária etc.) e restrições ao uso de automóveis (pedágios urbanos, redução ou encarecimento do espaço disponível para estacionamento etc.).

- Revisão das modalidades tarifárias e contratos vigentes

No Brasil, as tarifas de transporte público geralmente cobrem todos os custos e despesas da operação, com pouco espaço para melhorias operacionais ou subsídios. No entanto, quando o número de usuários pagantes diminui, como observado nos últimos anos, os impactos negativos na receita tendem a se converter em reajustes tarifários. Esse círculo vicioso de queda de demanda e aumento de tarifas (acima da inflação) reduz continuamente a atratividade do serviço de transporte por ônibus no Brasil.

Nesta conjuntura, surge uma oportunidade para novos modelos de negócios que repensam os métodos de cálculo de tarifas. Uma possibilidade é reduzir o papel das operadoras de ônibus na gestão de todos os custos do serviço, transferindo a responsabilidade por alguns ativos para uma entidade com maior poder de barganha. Outra possibilidade é a imposição de cláusulas contratuais que condicionem benefícios ou reajustes tarifários a ganhos de



eficiência operacional. Ainda assim, essas possibilidades devem ser contempladas por um amplo estudo sobre o tema, preferencialmente conduzido e divulgado pelo governo federal.

- Acesso a instrumentos financeiros para investimentos verdes

Dois bancos brasileiros, a Caixa Econômica Federal (por meio do Programa Refrota) e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (por meio da Agência Especial de Financiamento Industrial - FINAME), são os principais credores que as operadoras de ônibus consideram ao renovar sua frota. No entanto, uma melhor apreciação de tecnologias de baixa ou zero emissão ajudaria a reduzir a dependência energética de combustíveis fósseis e a percepção comum de maiores riscos envolvendo tecnologias alternativas. Isso é especialmente verdadeiro no caso do Programa Refrota, pois as tarifas oferecidas são as mesmas para os ônibus elétricos e convencionais (básicos). Assim, a linha de financiamento de ônibus emissão zero no âmbito do Programa Refrota é o segundo instrumento recomendado no escopo deste projeto (ver apêndices para maiores detalhes).

Além disso, o crédito pode vir de fontes internacionais específicas dedicadas a projetos que promovam a mitigação e adaptação às mudanças climáticas, como fundos verdes e papéis comerciais emitidos por instituições financeiras ou empresas. O Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) promove o financiamento de projetos sustentáveis em países da América Latina e do Caribe por meio de fundos verdes internacionais, como o GCF e o GEF.

Internamente, os credores também poderiam implementar mecanismos baseados nas melhores práticas internacionais, como o Pay as You Save (PAYS), o Cleaner Transport Facility (CTF) e o Zero Emission Urban Bus System (ZeEUS). Cada mecanismo de financiamento busca alavancar investimentos em transporte sustentável, com algumas diferenças. O PAYS representa uma operação de financiamento estruturada em que a concessionária de energia ou o município investe em baterias e estações de recarga, recuperando custos ao cobrar do operador do serviço de ônibus pelo uso dos ativos. O CTF se concentra em modelos de custeio do ciclo de vida, que envolvem instrumentos de compartilhamento de riscos, ao mesmo tempo em que alavancam fundos do setor privado em contraste a modelos tradicionais que exigem maior investimento de capital. Por último, a ZeEUS obtém fundos do Banco Europeu de Investimento (BEI) por meio do Cleaner Transport Facility (CTF). O BEI concede financiamento a longo prazo em parceria com o setor privado, ao mesmo tempo que apoia investimentos fora da UE. Os modelos de financiamento são diferentes para cada país membro.

- Eletrificação das redes de transporte:
  - Investimentos e financiamento de pesquisa e desenvolvimento

Uma das razões para a ainda baixa penetração de locomotivas elétricas no transporte de carga brasileiro são os altos custos envolvidos. Nesse caso, além dos mecanismos de financiamento listados no tópico anterior, as empresas interessadas com credibilidade e reputação podem emitir títulos verdes ou Debêntures Vinculadas à Sustentabilidade (SLD) para captar recursos. Recentemente, uma empresa ferroviária brasileira, assim como uma

empresa de telecomunicações, levantou capital da SLD. No entanto, a empresa ferroviária não associou o capital angariado à eletrificação das ferrovias, mas a outras medidas de sustentabilidade (Rumo, 2021).

Portanto, o desenvolvimento de estudos sobre a implantação de ferrovias elétricas no Brasil deve aumentar a frequência dessa medida de sustentabilidade entre as opções das empresas. Isso inclui estratégias para fornecer eletricidade de alta tensão (e depósitos de manutenção) em longas distâncias e substituir as atuais locomotivas diesel-elétricas por outras totalmente elétricas.

- Redesenho de redes de transporte:
  - Marco regulatório para concessões ferroviárias e hidroviárias

A maior utilização do transporte ferroviário depende da solução de conflitos urbanos, como, por exemplo, o elevado número de passagens de nível e invasões de faixa de rodagem. Um marco regulatório que cubra essas impedências, por exemplo, reduzindo as barreiras ao compartilhamento de infraestrutura entre diferentes empresas, é necessário para reduzir a insegurança jurídica nas concessões atuais e aumentar o interesse em novas ferrovias.

No caso do transporte aquático, é necessário um marco regulatório que estimule o desenvolvimento da indústria naval brasileira, principalmente atrelado ao aumento da oferta, regularidade e unificação de documentos e acessos (a exemplo do sistema 'Porto sem Papel'). Quanto a este último ponto, apesar de ser um transporte local, a cabotagem exige um volume de documentos e procedimentos portuários como os da navegação de longo curso (CNT, 2018). Isso aumenta o custo do serviço, reduzindo sua atratividade em relação ao transporte rodoviário.

- Aumento do uso de biocombustíveis:
  - Aperfeiçoamento do Programa RenovaBio, introduzindo biocombustíveis avançados e alternativos

Esta década representa uma oportunidade para avançar nas condições técnicas e políticas que sustentam os mercados domésticos de bioquerosene e bio-óleo. A falta de políticas públicas para adoção de misturas avançadas de biocombustíveis, associada ao aumento do custo de manutenção de veículos comerciais leves, caminhões e ônibus movidos a altas misturas de biodiesel (acima de 10%), são barreiras importantes para o mercado.

Assim, são necessários incentivos para biocombustíveis *drop-in*, principalmente com foco na complementação de misturas de biodiesel (de 10% em diante). Os tomadores de decisão locais devem estar atentos aos próximos passos da Organização Marítima Internacional (IMO) e da Organização Internacional de Aviação Civil (ICAO), buscando ampliar as oportunidades comerciais e fortalecer a posição do Brasil como importante produtor de novos biocombustíveis avançados. Deve-se, outrossim, considerar o aprimoramento e a renovação do Programa RenovaBio.

## 5. Referências

- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2019). Resolução nº 778/2019. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2020). Boletim Trimestral de Preços e Volume de Combustíveis. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2021). Resolução nº 842/2021. Especificação do gasóleo verde, bem como as obrigações de controlo de qualidade a cumprir pelos agentes económicos. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- ANPTrilhos - Associação Nacional dos Transportadores de Passageiros nos Trilhos. Propostas para o Avanço da Mobilidade Urbana Nacional. Disponível em: <https://anptrilhos.org.br/>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- ANTP - Associação Nacional dos Transportes Públicos (2022). Um novo modelo de contratação. Disponível em: <https://http://www.antp.org.br/>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- Brasil - Ministério do Meio Ambiente (2010). Ações de Mitigação Nacionalmente Apropriadas do Brasil. Disponível em: <https://unfccc.int>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- Brasil - Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (2014). Primeiro Relatório Bienal de Atualização do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Brasília: República Federativa do Brasil, 2014. Disponível em: <https://gov.br/mcti/>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- Brasil (2015). Contribuição Nacionalmente Determinada Pretendida para atingir o objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática. Disponível em: [unfccc.int](https://unfccc.int). Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- Brasil - Ministério das Relações Exteriores. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (2017). Segundo Relatório Bienal de Atualização do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Brasília: República Federativa do Brasil, 2017. Disponível em: <https://gov.br/mcti/>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- Brasil. Ministério da Infraestrutura (2018). Plano de Ação para Redução das Emissões de CO<sub>2</sub> da Aviação Civil Brasileira. Disponível em: <https://www.anac.gov.br/>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- Brasil - Ministério do Desenvolvimento Regional (2018). Livro de Referência Técnica: Eficiência Energética na Mobilidade Urbana. Disponível em: <https://antigo.mdr.gov.br/>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- Brasil. Ministério de Minas e Energia (2019). Relatório de consolidação dos testes e ensaios para validação da utilização de Biodiesel B15 em motores e veículos. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>. Acesso em 01 de abril de 2022.
- Brasil (2020). Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil (submissão atualizada). Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática. Disponível em: [unfccc.int](https://unfccc.int). Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- Bunsen, T., Cazzola, P., Gomer, M., Paoli, L., Scheffer, S., Schuitmaker, R. & Teter, J. (2018). Global EV Outlook 2018: Towards cross-modal electrification.
- CNPE - Conselho Nacional de Política Energética (2021). Estabelece a redução da obrigatoriedade da mistura de biodiesel ao diesel fóssil de 13% para 10%, no 79º Leilão de Biodiesel. Disponível em: <https://www.gov.br>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- CNT - Confederação Nacional dos Transportes (2018). Transporte move o Brasil: proposta da CNT aos candidatos - Brasília: CNT, 2018. Disponível em: <https://repositorio.itl.org.br/>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- CNT - Confederação Nacional do Transporte (2018b). Anuário CNT do Transporte. Estatísticas consolidadas; 2018. Disponível em: <https://repositorio.itl.org.br/>. Acesso em 01 de abril de 2022.
- Creutzig, F., Roy, J., Lamb, W. F., Azevedo, I. M., Bruine de Bruin, W., Dalkmann, H.,... & Weber, E. U. (2018). Towards demand-side solutions for mitigating climate change. *Nature Climate Change*, 8(4), 260-263.
- D´Agosto, M. A. Gonçalves D. N. S. Vai G.V. Bandeira R.A.M. Costa M. G. (2020). Normas e regulamentos para a mobilidade para Veículos Elétricos elétricos no enquadramento do Brasil Análise internacional e propostas de N&R para o contexto brasileiro. PROMOB-e Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

- Dantas, G., Siciliano, B., Freitas, L., de Seixas, E. G., da Silva, C. M., & Arbilla, G. (2019). Por que os níveis de ozônio permaneceram altos no Rio de Janeiro durante a greve dos caminhoneiros brasileiros? Pesquisa de Poluição Atmosférica.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2020). Plano Nacional de Energia 2050 - Versão para Consulta Pública; 2020. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>. Acesso em 01 de abril de 2022.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2021). Balanço Energético Nacional - 2021. Ano Base 2020, Ministério de Minas e Energia, DF, Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em 01 de abril de 2022.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2022). Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, Ministério de Minas e Energia, DF, Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em 01 de abril de 2022.
- EPL - Empresa de Planejamento e Logística (2018). Plano Nacional de Logística. Disponível em: <https://www.epl.gov.br/>. Acesso em 01 de abril de 2022.
- Goes, G. V., Gonçalves, D. N. S., Márcio de Almeida, D. A., La Rovere, E. L., & de Mello Bandeira, R. A. (2020). MRV framework and prospective scenarios to monitor and ratchet up Brazilian transport mitigation targets. *Climatic Change*, 162(4), 2197-2217.
- Goes, G. V., Gonçalves, D. N. S. D'Agosto, M. A. Araldi, F. Why electric mobility should be treated as the main instrument of transport climate policy in the next rounds of the Brazilian NDC. Available at: <https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2022/03/Policy-Brief-Transport-in-Brazil.pdf>. Accessed on 01 April 2022.
- Gonçalves, D.N.S.; Goes, G.V.; D'Agosto, M. de A (2020). Energy transition in Brazil: Paris Agreement compatible scenario for the transport sector up to 2050. *Climate Transparency*. Available at: <https://climate-transparency.org/>. Accessed on 01 January 2022.
- Grottera, C., Napolini, G. F., La Rovere, E. L., Gonçalves, D. N. S., de Farias Nogueira, T., Hebeda, O., Goes, G.V. & Lefèvre, J. (2022). Energy policy implications of carbon pricing scenarios for the Brazilian NDC implementation. *Energy Policy*, 160, 112664.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2020). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, Ministério de Minas e Energia, DF, Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2021). Balanço Energético Nacional - 2021. Ano Base 2012, Ministério de Minas e Energia, DF, Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- EPL - Empresa de Planejamento e Logística (2018). Plano Nacional de Logística. Disponível em: <https://epl.gov.br/>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2020). Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios - PNAD COVID19. Tabelas - agosto de 2020 - semana 2. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- IEA - International Energy Agency. *Global Energy Review 2021*. Available at: <https://iea.org>. Accessed on 01 April 2022.
- IEMA - Instituto de Energia e Ambiente. *Boletim Monitor de Barramento SP*. Terceira edição. Disponível em: <https://energiaambiente.org.br/>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- Knoema (2020), Population estimates and projections. Available at: <https://pt.knoema.com/atlas/Brasil/Popula%C3%A7%C3%A3o-urbana-percent-do-total>. Accessed on 01 January 2022.
- La Rovere et al. (2019a). Indicators for progress monitoring in the achievement of NDC targets in Brazil. Rio de Janeiro: Centro Clima, 2019. Available at: <http://centroclima.coppe.ufrj.br>. Accessed on 01 January 2022.
- La Rovere et al. (2019b). Preparation of modeling to estimate the socioeconomic impacts of the adoption of a carbon pricing - PMR Project Brazil. Rio de Janeiro: Centro Clima, 2020. Available at: <http://centroclima.coppe.ufrj.br>. Accessed on 01 January 2022.
- La Rovere E., Dubeux C., Wills W. Walter, K. C., Napolini, G. Hebeda O., Gonçalves D. N. S., Goes, G. V., D'Agosto M. A., Nogueira E. C., Cunha H. F., Gesteira C., Treut G., Cavalcanti G., Bermanzon M. (2021). Policy lessons on deep decarbonization in large emerging economies. Available at: <https://www.iddri.org/en/publications-and-events/report/policy-lessons-deep-decarbonization-large-emerging-economies>. Accessed on 01 January 2022.
- Lutsey, N.; Grant, M.; Wappelhorst, S.; Zhou, H. Power play: How governments are spurring the electric vehicle industry. *Int. Counc. Clean Transp.* - ICCT 2018, doi:10.13140/RG.2.2.12294.47683.

- NTU - Associação Nacional das Empresas de Transportes Urbanos. Anuário NTU 2017-2018; Brasília, DF, 2018. Disponível em: <https://www.ntu.org.br>. Acesso em 01 de abril de 2022.
- NTU - Associação Nacional das Empresas de Transportes Urbanos. COVID-19 e o Transporte Público por Ônibus: Impactos no setor e ações realizadas; Associação Nacional das Empresas de Transportes Urbanos: Brasília, DF, 2020. Disponível em: <https://www.ntu.org.br>. Acesso em 01 de abril de 2022.
- PNME - Plataforma Nacional de Mobilidade Elétrica (2020). 1º Anuário Brasileiro de Mobilidade Elétrica. Disponível em: <https://www.pnme.org.br/>. Acesso em 01 de abril de 2022.
- Natalie Unterstell e Emílio La Rovere, coord. (2021). Climate and Development: Visions for Brazil 2030. Available at: <[www.climaesociedade.org](http://www.climaesociedade.org)>. Accessed on 01 January 2022.
- Rumo. Rumo capta R\$ 1,5 bilhão em SLD (Debêntures Vinculadas à Sustentabilidade), na maior e mais longa emissão desta modalidade. Disponível em: <https://rumolog.com>. Acesso em 01 de abril de 2022.
- Sclar, R., Gorguinpour, C., Castellanos, S., & Li, X. (2019). Barriers to adopting electric buses.
- Slowik, P.; Araujo, C.; Dallmann, T.; Façanha, C. International Evaluation of Public Policies for Electromobility in Urban Fleets; 2018.
- SPTrans - São Paulo Transportes (2022). Especificações técnicas do veículo. Disponível em: <https://www.sptrans.com.br/manuais-tecnicos-e-resolucoes/acessibilidade-especificacoes-tecnicas/>. Acesso em 01 de abril de 2022.
- Wood, E. W., Rames, C. L., Muratori, M., Srinivasa Raghavan, S., & Melaina, M. W. (2017). National plug-in electric vehicle infrastructure analysis (No. NREL/TP-5400-69031; DOE/GO-102017-5040). National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (Estados Unidos).

## Apêndice 1 – Instrumentos Propostos

### A1.1. Instrumento 1 – Novos itens à Política Nacional de Mobilidade Urbana

Conforme discutido na apresentação do setor, o incentivo à mobilidade elétrica ou ao uso de ULEVs não está incluído nos compromissos assumidos pelo Brasil. A falta de compromissos reflete a ausência de um instrumento nacional sobre o tema. Além disso, a Lei Federal nº 12.587/2012, que institui a PNMU, também não trata de diretrizes relacionadas à mobilidade elétrica ou ULEVs. Para preencher essa lacuna, foram feitas regulamentações em nível municipal. Por exemplo, o município de São Paulo planeja eliminar as emissões de CO<sub>2</sub> de origem fóssil e reduzir as emissões de NOx e MP em 95% até 2038 (Lei Municipal nº 16.802/2018). Antes disso, a Lei Municipal nº 14.933/2009 tentou proibir o uso de ônibus a diesel até 2018, o que não foi cumprido. Apesar dos esforços, o município caminha lentamente rumo à meta estabelecida por lei e contratos (IEMA, 2021).

Parte dos obstáculos enfrentados pelos municípios decorre da falta de uma diretriz nacional clara sobre o assunto. Portanto, iniciativas descentralizadas podem não gerar os resultados esperados. Do lado da oferta, a ausência de uma diretriz nacional compromete o processo de planejamento da indústria de veículos elétricos ao definir uma agenda para o Brasil. Esse problema foi apontado por representantes de fabricantes do Brasil, Argentina, Colômbia e México no evento “Capacidade de produção de ônibus elétricos na América Latina”, realizado em 9 de junho de 2022. Apesar da existência de capacidade, a falta de metas governamentais impacta investimentos na indústria local. Em situação favorável, a produção de baterias em parceria com países vizinhos poderia ser avaliada para evitar a volatilidade do câmbio.

De acordo com a Lei Federal nº 12.587/2012, a PNMU busca integrar os diferentes modos de transporte e melhorar a acessibilidade e mobilidade de pessoas e cargas nos municípios. No entanto, as recentes mudanças tecnológicas e comportamentais não foram contempladas pela lei no momento da promulgação. A regulamentação dos aplicativos de carona é um exemplo, pois esse novo mercado só foi incluído na PNMU seis anos depois (Lei Federal nº 13.640/2018). Da mesma forma, o mercado de veículos elétricos, praticamente inexistente no Brasil, poderia ser fortalecido com mudanças na Lei Federal nº 12.587/2012. Assim, as novas redações ou adições de incisos e alíneas a parágrafos existentes estão marcadas em negrito na tabela abaixo.

CAPÍTULO I (SEÇÃO II): PRINCÍPIOS, DIRETRIZES E OBJETIVOS DA POLÍTICA NACIONAL DE MOBILIDADE URBANA		
Artigo 6	Item atual	II – prioridade dos modos de transportes não motorizados sobre os motorizados e dos serviços de transporte público coletivo sobre o transporte individual motorizado
	Item proposto (nova redação)	II – prioridade dos modos de transportes não motorizados sobre os motorizados e dos serviços de transporte público coletivo sobre o transporte individual motorizado <b>e veículos com emissão ultrabaixa sobre veículos movidos a combustíveis fósseis</b>
Artigo 8	Item proposto (adição)	XI – incentivando o uso de veículos com emissão ultrabaixa

CAPÍTULO V: DIRETRIZES PARA PLANEJAMENTO E GESTÃO DE SISTEMAS DE MOBILIDADE URBANA		
Artigo 22	Item atual	III – implantar a política tarifária
	Item proposto (nova redação)	III – implantar a política tarifária, <b>incluindo a possibilidade de alteração do modelo de negócio</b>
Artigo 23	Item atual	III – aplicação de tributos sobre modos e serviços de transporte urbano pela utilização da infraestrutura urbana, visando a desestimular o uso de determinados modos e serviços de mobilidade, vinculando-se a receita à aplicação exclusiva em infraestrutura urbana destinada ao transporte público coletivo e ao transporte não motorizado e no financiamento do subsídio público da tarifa de transporte público, na forma da lei
		IV – dedicação de espaço exclusivo nas vias públicas para os serviços de transporte público coletivo e modos de transporte não motorizados
		V – estabelecimento da política de estacionamentos de uso público e privado, com e sem pagamento pela sua utilização, como parte integrante da Política Nacional de Mobilidade Urbana
	Item proposto (nova redação)	<p>III – aplicação de tributos sobre modos, <b>tecnologias</b> e serviços de transporte urbano pela utilização da infraestrutura urbana, visando a desestimular o uso de determinados modos, <b>tecnologias</b> e serviços de mobilidade, vinculando-se a receita à aplicação exclusiva em infraestrutura urbana destinada ao transporte público coletivo e ao transporte não motorizado e no financiamento do subsídio público da tarifa de transporte público, na forma da lei</p> <p>IV – dedicação de espaço exclusivo nas vias públicas para os serviços de transporte público coletivo, <b>caminhões e automóveis elétricos a bateria</b>, e modos de transporte não motorizados</p> <p><b>a) No caso dos carros elétricos a bateria, este espaço é reservado a veículos que transportem dois ou mais passageiros para além do condutor</b></p> <p>V – estabelecimento da política de estacionamentos de uso público e privado, com e sem pagamento pela sua utilização, como parte integrante da Política Nacional de Mobilidade Urbana</p> <p><b>a) A política de estacionamento deve priorizar veículos elétricos a bateria ao lidar com limitação de espaço para vagas</b></p> <p><b>b) A política de estacionamento deve priorizar os veículos elétricos a bateria ao lidar com limitação de espaço para carga e descarga</b></p>
Artigo 24	Item atual	III – as infraestruturas do sistema de mobilidade urbana, incluindo as ciclovias e ciclofaixas
	Item proposto (nova redação)	III – as infraestruturas do sistema de mobilidade urbana, incluindo as ciclovias e ciclofaixas, <b>bem como infraestrutura de recarga de veículos elétricos</b>
	Item proposto (adição)	<p><b>XII – a rede elétrica para atender a demanda por infraestrutura de veículos elétricos, garantindo a estabilidade</b></p> <p><b>XIII – metas de mitigação das emissões de GEE e poluentes atmosféricos do transporte individual motorizado, transporte público coletivo e transporte de carga para o médio e longo prazo</b></p> <p><b>a) Médio prazo significa um período inferior a 10 anos</b></p> <p><b>b) Longo prazo significa um período superior a 10 anos</b></p>

<b>CAPÍTULO V: DIRETRIZES PARA PLANEJAMENTO E GESTÃO DE SISTEMAS DE MOBILIDADE URBANA</b>		
		<p><b>XIV – metas de redução de ruído de veículos automotores, considerando transporte individual motorizado, serviços de transporte público coletivo e transporte de carga para o médio e longo prazo</b></p> <p>a) Médio prazo significa um período inferior a 10 anos</p> <p>b) Longo prazo significa um período superior a 10 anos</p>
		<p><b>XV – metas de melhoria do nível de serviço do transporte público coletivo para o médio e longo prazo</b></p> <p>a) Médio prazo significa um período inferior a 10 anos</p> <p>b) Longo prazo significa um período superior a 10 anos</p>
		<p><b>XVI – se aplicável, metas de redução da participação de ônibus básicos na frota do sistema de mobilidade urbana para o médio e longo prazo</b></p> <p>a) Médio prazo significa um período inferior a 10 anos</p> <p>b) Longo prazo significa um período superior a 10 anos</p>

O objetivo é propor poucos ajustes, mas precisos. Portanto, a presente proposta introduz o conceito de ULEVs na lei e enfatiza sua preferência em relação aos veículos movidos a combustíveis fósseis. Isso fica claro nas novas versões dos artigos seis e oito do capítulo 1. Os aspectos técnicos que facilitam a introdução dos ULEVs na mobilidade urbana estão contemplados nos artigos 22, 23 e 24 do capítulo 5. Por fim, incisos e alíneas estabelecendo metas de médio e longo prazo a serem considerados em planos de mobilidade urbana ou contratos de concessão são delineados, devendo ser revisados em momentos futuros, com base no monitoramento contínuo da execução. Reforça-se que os planos de mobilidade urbana já são exigidos por lei e devem ser revisados periodicamente pelos municípios com mais de 20.000 habitantes.

As sugestões acima são boas práticas adotadas em outros países. Nos EUA, os ULEVs têm permissão para acessar faixas de veículos de alta ocupação (High-Occupancy Vehicle Lane – HOV), também conhecidas como faixas de *carpool* (23 Código dos EUA §166 – instalações HOV). Atualizar o PNMU, incluindo o conceito de pista HOV, que ainda está ausente no Brasil, e considerar os ULEVs entre as categorias cobertas seria uma boa prática.

Esse instrumento, se implementado, complementaria a segunda proposta (Linha de financiamento para ônibus zero emissão do Programa Refrota). Ao promulgar uma lei que expressa a prioridade dos ULEVs sobre os veículos movidos a combustíveis fósseis, indicando também a necessidade de reduzir a circulação de ônibus do tipo básico, a proposta do segundo instrumento seria fortalecida. A atualização proposta do PNMU também aumentaria a atratividade das duas oportunidades de investimento listadas nos apêndices. As atividades que podem estar envolvidas no processo de ratificação do instrumento proposto estão ilustradas na Figura 5.



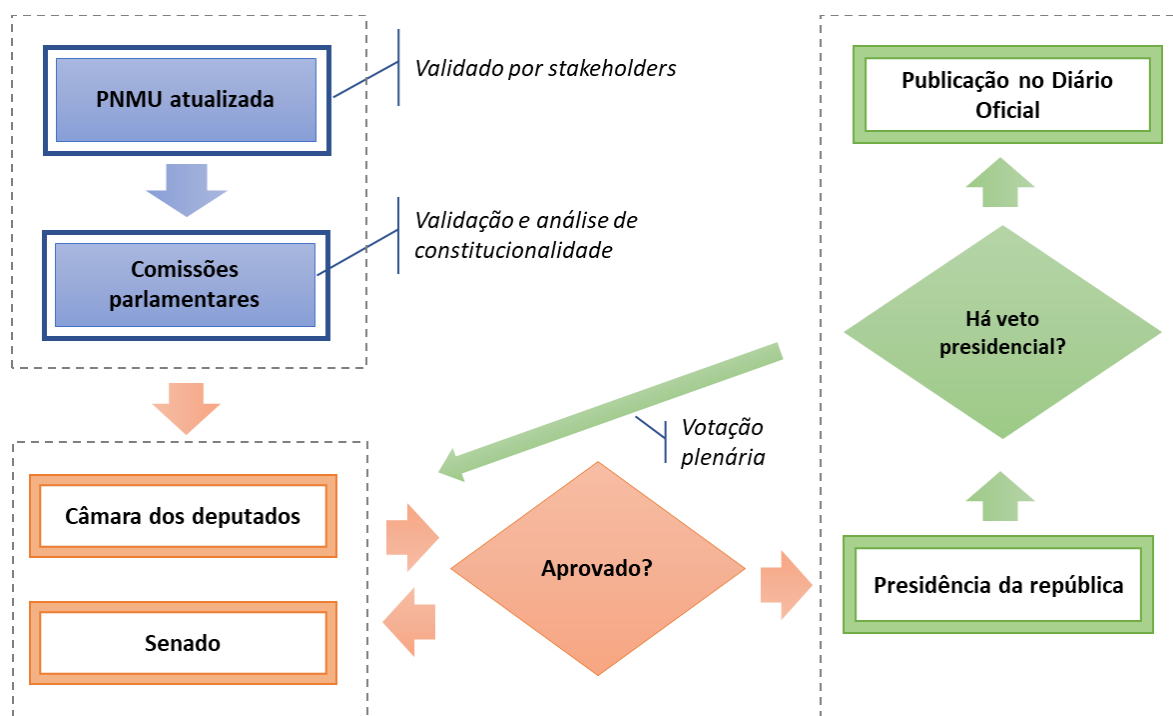


Figura 5. Atividades envolvidas no processo de publicação do instrumento I

Fonte: Autores

Atualmente, um grupo de estudos envolvendo ministérios e entidades setoriais brasileiras está analisando formas de melhorar as regulamentações existentes sobre o transporte público. O instrumento poderia então ser incorporado à mobilização de forças em curso, acelerando sua implementação.

Em uma visão mais ampla, o instrumento proposto deve ajudar a superar as barreiras relacionadas à mobilidade elétrica e ao transporte público urbano no Brasil. Mais especificamente, as seguintes barreiras seriam potencialmente afetadas: (i) incertezas relacionadas à infraestrutura e operacionalização; (ii) falta de maturidade tecnológica e infraestrutura; (iii) aceitação de novas tecnologias no mercado; (iv) falta de conscientização, interesse ou envolvimento das autoridades locais; (v) falta de ferramentas de medição, verificação e relatórios; (vi) presença massiva de ônibus básicos; (vii) modelos de concessão mal desenhados e adaptados às novas tecnologias; (viii) insegurança jurídica nos contratos de concessão.

## A1.2. Instrumento 2 – Linha de Financiamento para Ônibus Zero Emissão do Programa Refrota

O programa Refrota, apoiado pelo Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR) e gerido pela Caixa Econômica Federal (CEF)<sup>21</sup>, visa aumentar a eficiência das operadoras de ônibus e a qualidade de vida dos moradores das cidades por meio da renovação da frota. Os recursos do programa são provenientes do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS). Os veículos abrangidos pelo programa são classificados em duas categorias:

- Tipo 1: miniônibus<sup>22</sup>, micro-ônibus<sup>23</sup>, ônibus midi<sup>24</sup> e ônibus básicos<sup>25</sup>;
- Tipo 2: ônibus padron<sup>26</sup>, ônibus articulado<sup>27</sup> e ônibus biarticulado<sup>28</sup>.

As condições atualmente oferecidas são apresentadas na Tabela 2.

**Tabela 2.** Elementos e detalhes da linha de financiamento atual

Elemento <sup>29</sup>	Descrição	
<b>Tipo 1</b>	Miniônibus, micro-ônibus, ônibus midi e ônibus básicos	
<b>Tipo 2</b>	Ônibus padron, ônibus articulado e ônibus biarticulado	
<b>Período de carência</b>	Tipo 1	Até 15 meses
	Tipo 2	Até 20 meses
<b>Período de amortização</b>	Tipo 1	Até 72 meses
	Tipo 2	Até 108 meses
<b>Duração máxima</b>	Tipo 1	Até 87 meses
	Tipo 2	Até 128 meses
<b>Taxa de juros nominal</b>	Ambos	Até 9,0% ao ano (taxa nominal de 6% + spread de 3% e adicional de risco de crédito)
<b>Amortização</b>	Método de Amortização Francês (Sistema Price)	
<b>Parcelas</b>	Mensais	
<b>Garantias</b>	Alienação fiduciária da frota financiada ou percentual da receita futura da operadora	
<b>Saldo devedor</b>	Reajustado na mesma alíquota e periodicidade do FGTS	
<b>Inadimplência</b>	Valor monetário da obrigação, atualizado proporcionalmente, com correção pro rata na mesma taxa e periodicidade do FGTS, além de juros de mora de 0,033% ao dia	

Fonte: Autores

<sup>21</sup> A CEF é o agente operacional da Refrota e um de seus agentes financeiros.

<sup>22</sup> PBT não superior a cinco toneladas.

<sup>23</sup> PBT não superior a sete toneladas.

<sup>24</sup> PBT não superior a 10 toneladas.

<sup>25</sup> PBT não superior a 16 toneladas. Mínimo de 70 passageiros, entre sentados e em pé.

<sup>26</sup> PBT não superior a 16 toneladas. Ônibus de piso baixo com capacidade mínima de 80 passageiros, entre sentados e em pé.

<sup>27</sup> PBT não superior a 26 toneladas. Ônibus de piso baixo com capacidade mínima de 100 passageiros, entre sentados e em pé.

<sup>28</sup> PBT não superior a 36 toneladas. Ônibus de piso baixo com capacidade mínima de 160 passageiros, entre sentados e em pé.

<sup>29</sup> Em situações excepcionais, os limites de referência relatados podem ser alterados.

Embora o programa ofereça taxas de juros abaixo do mercado, as condições para emissão de financiamentos garantidos são obstáculos para operadoras instáveis financeiramente. Conforme discutido na apresentação do setor de transportes, o transporte público tem perdido competitividade continuamente e isso tem impactado econômica e financeiramente os atores envolvidos.

Com base nas impressões dos *stakeholders*, há alta confiança de que o modelo de negócios normalmente adotado nos serviços de transporte por ônibus seja uma das causas. No atual modelo de negócios, a responsabilidade de investir em novos veículos e infraestrutura é da operadora. Além disso, sucessivas alterações contratuais ou descumprimentos por parte do governo ou das operadoras reduzem a segurança jurídica do serviço, aumentando o risco de inadimplência. Portanto, mesmo na situação em que os operadores buscam financiamento para renovar sua frota, os credores muitas vezes relutam em fornecer capital, mesmo quando os fundos estão disponíveis.

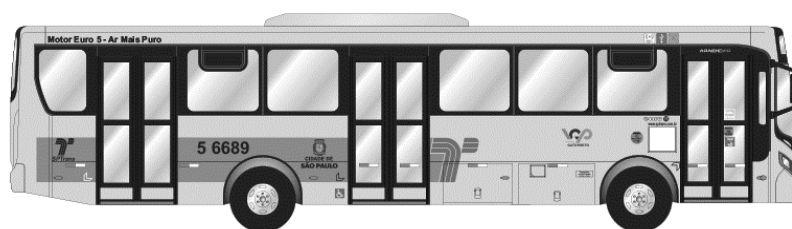
Outra questão reside na política de taxas de juros existente. No programa Refrota, o tipo de motor ou combustível utilizado não influencia no valor da taxa de juros. Os ônibus básicos são até quatro vezes mais baratos que os ônibus convencionais e cinco vezes mais baratos que os elétricos. Ao oferecer uma política de taxa de juros única, o programa incentiva a compra do primeiro tipo de ônibus, que não é adequado para o transporte de pessoas. Diante disso, propõe-se uma nova linha de financiamento para ônibus de baixa ou zero emissão a ser implementada no âmbito do Programa Refrota.

Tendo isto em conta, no instrumento proposto, as condições de financiamento, incluindo taxas de juros, variam consoante os seguintes tipos de viaturas:

- Tipo 1: ônibus padron, ônibus articulado e ônibus biarticulado com motores ciclo diesel, híbridos ou movidos a biocombustível.
- Tipo 2: ônibus padron, ônibus articulado e ônibus biarticulado com motores elétricos a bateria ou célula de combustível.

Os ônibus micro, mini, midi, e básicos foram removidos da lista de veículos designados. Embora mais baratos, esses veículos não oferecem condições adequadas para transporte e circulação de passageiros. Por exemplo, seus motores são colocados à frente da linha do eixo dianteiro, aumentando o nível de ruído e calor. As portas mais estreitas e o piso alto também são um desafio para subir a bordo, principalmente para idosos e pessoas com deficiência física. A proposta considera então o financiamento apenas de ônibus do tipo padron e articulado/biarticulado, visando melhorar a atratividade do sistema. A Figura 6 ilustra os ônibus básicos e padron em operação na cidade de São Paulo.

### Ônibus básico



### Ônibus padron

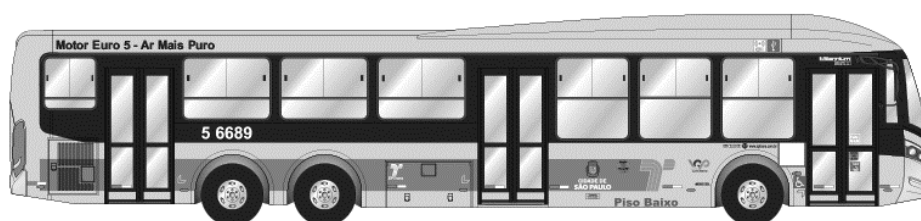


Figura 6. Ônibus tipo básico e padron em operação na cidade de São Paulo

Fonte: SPTrans (2022)

Apesar da retração econômica, algumas das principais cidades brasileiras aumentaram a participação de ônibus mais bem equipados e de alta capacidade (Figura 7). Em São Paulo e Curitiba, a participação dos ônibus padrão e articulados chegou a 47% e 55% da frota em 2020. Em Belo Horizonte, a participação desses tipos de ônibus aumentou de 14% para 16% entre 2015 e 2020. Por fim, Teresina e Fortaleza têm apresentado alta penetração de ônibus padrão e articulados/biarticulados, chegando a 35% e 14% do total em 2020, o que representa aumentos de 202% e 612% em relação a 2015. O instrumento proposto busca então auxiliar os municípios nesse fenômeno em andamento, acelerando a penetração no mercado.

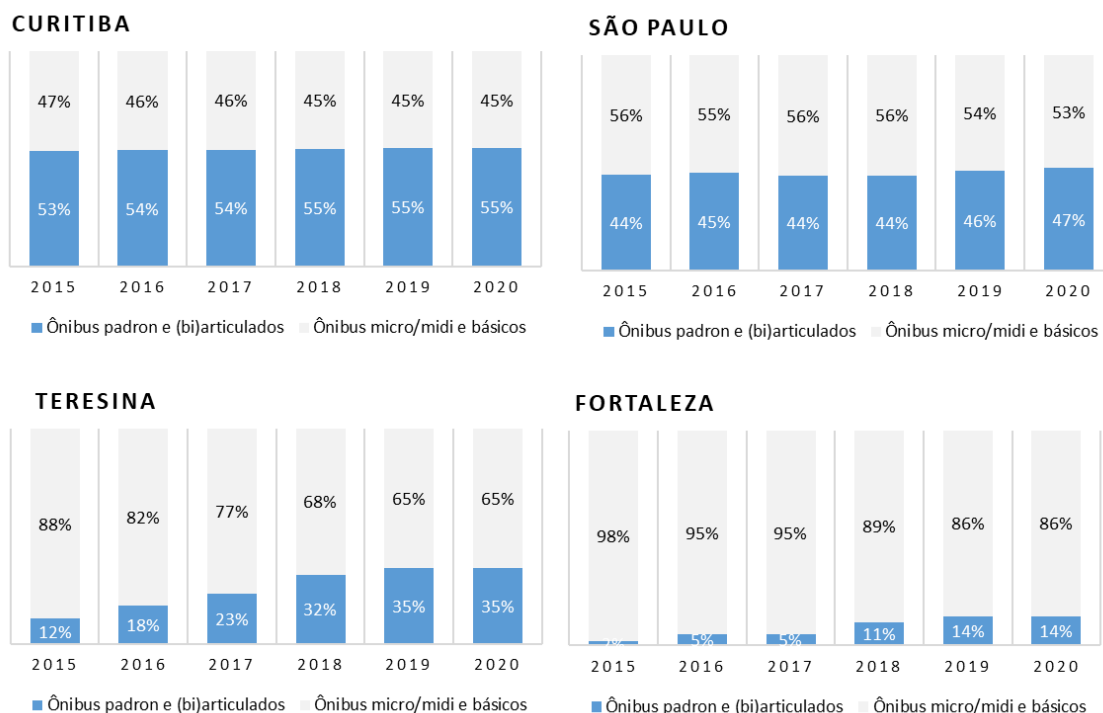


Figura 7. Participação de ônibus padrão e articulados/biarticulados em cidades brasileiras selecionadas

Fonte: Autores

Além disso, a proposta visa acelerar a transição energética na mobilidade urbana. Assim, as tecnologias de emissão zero (veículos do tipo 2) recebem melhores condições de financiamento. Os ônibus MCI e híbridos podem ser financiados com juros nominais de até 9% ao ano. Esta é a mesma condição oferecida atualmente pelo programa Refrota. No financiamento de ônibus elétrico a bateria ou a célula a combustível, a taxa de juros nominal é reduzida para 8% ao ano, com possibilidade de aumento do período de carência.

Em relação ao contrato de garantia, são propostos fundos de garantia e sociedades de propósito específico como alternativas, complementando as opções disponíveis na versão atual do programa Refrota. A criação ou modificação de um fundo de garantia como instrumento financeiro complementar para a cobertura do risco de crédito é uma opção sugerida a considerar, especialmente na circunstância de operadores severamente afetados pela crise do COVID-19. O capital poderia vir dos municípios ou do governo federal. No âmbito federal, o fundo garantidor poderia ter como base a Lei Federal nº 11.977/2009, que regulamenta o Fundo de Garantia Habitacional, administrado pela CEF, gestora de recursos do programa Refrota. Como opção, a lei<sup>30</sup> que rege o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima (FNMC) poderia ser modificada, acrescentando a prestação de garantias como opção para a aplicação dos recursos. Uma entidade de propósito específico, cujos parceiros podem ser operadoras de ônibus, concessionárias de energia, agentes financeiros ou demais investidores terceiros, seria outra opção para

<sup>30</sup> Lei Federal nº 12.114/2009.

adquirir ônibus. Com mais recursos, segurança jurídica e ganhos de escala, o risco de inadimplência é reduzido. Esse instrumento foi utilizado em cidades latino-americanas como Santiago e Bogotá (ANTP, 2022).

Mudar o atual modelo de negócios também pode reduzir o problema do risco de crédito. Essa pode ser uma prática a ser induzida pela nova linha de financiamento do programa Refrota. No modelo atual, as autarquias delegam todas as responsabilidades aos operadores, incluindo a aquisição e manutenção periódica dos ônibus, bem como a prestação do serviço. Conforme abordado anteriormente, algumas ineficiências administrativas ainda são enfrentadas por todas as operadoras. A fragilidade financeira dos operadores reduz então a vontade dos credores em lhes conceder empréstimos em condições mais favoráveis. Em diversos casos, a Caixa Econômica Federal não aprova o financiamento na forma integral ou parcial dos ativos. O problema poderia ser reduzido com modelos de negócios alternativos em que, por exemplo, a propriedade do veículo é transferida para o governo, município, fabricante ou outra entidade privada, deixando o operador unicamente responsável pela prestação do serviço.

Ademais, a contabilidade de carbono é um pré-requisito recentemente proposto pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para ser implementado no Brasil, também adotado em algumas operações por instituições como o Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Os mutuários devem relatar as emissões de carbono esperadas do projeto para acessar o crédito. Esse pré-requisito incentivaria as empresas a monitorar, relatar e verificar suas emissões, etapas essenciais para reduzir o impacto ambiental do transporte público. A Tabela 3 resume os mecanismos de financiamento descritos neste relatório.

**Tabela 3. Elementos e detalhes da linha de financiamento proposta**

Elemento	Descrição	
<b>Tipo 1</b>	Padron, ônibus articulados e biarticulados com motores ciclo diesel, híbridos ou movidos a biocombustível <sup>31</sup>	
<b>Tipo 2</b>	Padron, ônibus articulados e biarticulados com motores elétricos a bateria ou célula de combustível <sup>32</sup>	
<b>Período de carência</b>	Tipo 1	Até 15 meses
	Tipo 2	Até 24 meses
<b>Período de amortização</b>	Tipo 1	Até 72 meses
	Tipo 2	Até 104 meses
<b>Duração máxima</b>	Tipo 1	Até 87 meses
	Tipo 2	Até 128 meses
<b>Taxa de juros nominal</b>	Tipo 1	Até 9,0% ao ano (taxa nominal de 6% + spread de 3% e adicional de risco de crédito)
	Tipo 2	Até 8,0% ao ano (taxa nominal de 5% + spread de 3% e adicional de risco de crédito)
<b>Amortização</b>	Método de amortização francês (Price)	
<b>Parcelas</b>	Mensais	
<b>Garantias</b>	Igual ao mecanismo atual, mas adicionando fundos de garantia, entidades de propósito específico ou terceiros <sup>33</sup>	
<b>Saldo devedor</b>	Reajustado na mesma alíquota e periodicidade do FGTS	

<sup>31</sup> Isso inclui biogás, etanol e HVO e outros biocombustíveis. Por exemplo, alguns motores do tipo Euro 6 para ônibus e caminhões são dimensionados para o teor de 100% de biodiesel (B100).

<sup>32</sup> Alimentado por hidrogênio verde.

<sup>33</sup> No caso de mudança do atual modelo de negócio, por exemplo, transferência da propriedade dos ônibus para o governo ou terceiros.

Elemento	Descrição
<b>Inadimplência</b>	Igual ao mecanismo atual, mas o valor variará de acordo com as disposições encontradas no contrato de financiamento
<b>Pré-requisito</b>	Inventário de carbono é necessária para liberação de crédito

Fonte: Autores

As atividades que podem estar envolvidas no processo de ratificação do instrumento proposto são ilustradas na Figura 8. A necessidade de criar ou alterar a lei pode afetar o tempo de publicação do instrumento. Este seria o caso de um novo fundo de garantia. O fluxo de atividades não representa um procedimento obrigatório, mas uma indicação baseada em consultas aos atores envolvidos.

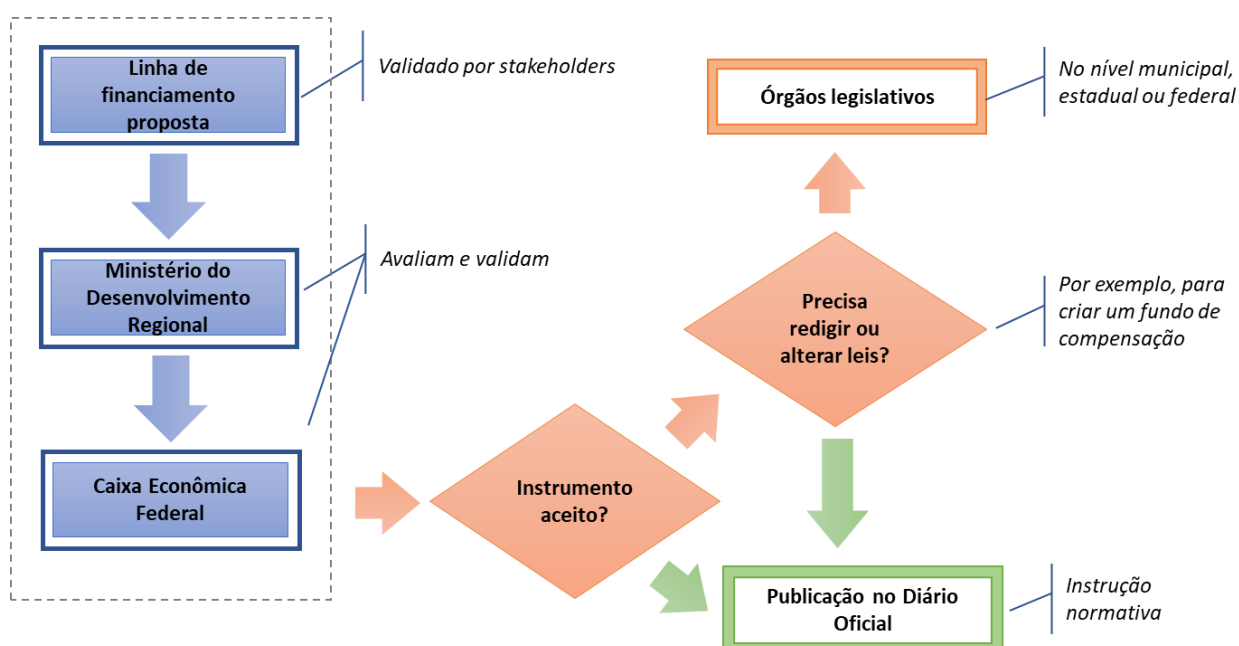


Figura 8. Atividades envolvidas no processo de publicação do instrumento II

Fonte: Autores

Em uma visão mais ampla, o instrumento proposto deve ajudar a superar barreiras relacionadas à mobilidade elétrica e ao transporte público urbano no Brasil. Mais especificamente, as seguintes barreiras seriam potencialmente afetadas: (i) falta de linhas de crédito específicas; (ii) alto custo de aquisição; (iii) priorização de transporte individual motorizado; (iv) presença maciça de ônibus básicos; (v) modelos de concessão mal projetados e adaptados a novas tecnologias; e (vi) incerteza legal nos contratos de concessão. O instrumento também pode ser diretamente afetado pela implementação da proposta anterior, "Novos itens para a Política Nacional de Mobilidade Urbana" (Apêndice A1.1). Ao destacar a importância de adotar ULEVs nas áreas metropolitanas, a política nacional de mobilidade urbana pode divulgar a questão. Isso pode acelerar a validação e implementação da nova linha de financiamento, bem como a criação ou modificação de fundos de garantia.

Além disso, o instrumento tem o potencial de aumentar a conscientização e promover oportunidades de investimento, como no caso da oportunidade de investimento 1, "Planejamento e compra de ônibus elétricos da

bateria" (ver Apêndice A2.2). Melhores condições de financiamento para a compra de emissões zero ou ônibus padron afetariam os investimentos das empresas ao substituir sua frota. Isso incentiva uma redução na parcela de ônibus básicos nas grandes cidades, além de reforçar o desenvolvimento do mercado local de veículos elétricos.



## Apêndice 2 – Oportunidades de Investimentos

Esta seção destaca duas oportunidades de investimento no setor de transportes levantadas a partir dos instrumentos políticos e financeiros selecionados como prioritários.

### A2.1. Oportunidade de Investimento I: Planejamento e Aquisição de Ônibus Elétricos a Bateria

I. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROJETO		
1	Título da atividade de projeto	Planejamento e aquisição de ônibus elétricos a bateria em duas áreas urbanas.
2	Escala da atividade do projeto	Esta oportunidade de investimento é baseada na estrutura e critérios do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). As atividades envolvidas são classificadas como Tipo 2: atividades de projeto de melhoria da eficiência energética que reduzem o consumo de energia do lado da oferta e/ou demanda, com uma produção máxima de 60 GWh por ano.
3	Localização da atividade do projeto	Dois cidades ou regiões metropolitanas brasileiras com mais de 500.000 habitantes.
4	Tecnologia / serviço / outros	<p>Os veículos introduzidos são ônibus elétricos a bateria (mini, padron e articulado). A Tabela A2.1. descreve os tipos de veículos a serem considerados em futuras licitações e sua aplicação em sistemas de transporte por ônibus. A capacidade de passageiros sentados pode ser reduzida devido a adaptações para melhorar o conforto de pessoas com deficiência e acomodação de cadeiras de rodas ou cães de assistência.</p> <p><b>**Tabela A2.1. Tipos de veículos e aplicação</b></p> <p>Os ônibus elétricos para aquisição deverão ter a estrutura do chassi em aço de alta resistência e dispositivo de regulagem de altura. Adicionalmente, a licitante deverá considerar o atendimento à norma nacional ABNT NBR 15.570, que estabelece as especificações técnicas para a fabricação de veículos urbanos destinados ao transporte coletivo de passageiros. O piso dos veículos propostos para aquisição deve atender à norma nacional ABNT NBR 14.022, que especifica os requisitos de acessibilidade para pessoas com deficiência em ônibus e trólebus, para serviços urbanos e intermunicipais. Também deve ser considerada sua adequação às novas normas estabelecidas para este tipo de veículo, denominado “ônibus de piso baixo”. Assim, os ônibus devem ter piso rebaixado em todas as suas seções (frontal, central ou total), em relação ao plano formado entre os eixos das rodas com altura não superior a 35 mm, conforme Figura A2.1.</p> <p><b>**Figura A2.1. Ônibus de piso baixo</b> Fonte. Brasil (2011) ABNT NBR 15.570.</p> <p>Por sua vez, a Tabela A2.2 apresenta os requisitos mínimos para motores elétricos e baterias a serem utilizados em ônibus padrão. Esses requisitos preliminares atendem às características operacionais dos sistemas de transporte por ônibus brasileiros e ao mercado nacional de ônibus elétricos.</p> <p><b>**Tabela A2.2. Requisitos mínimos para motores elétricos e baterias</b></p> <p>No mercado brasileiro de veículos elétricos, 5 ônibus elétricos estão disponíveis para compra e outros 21 estão em avaliação. A Figura A2.2 ilustra os principais ônibus padron que podem ser adquiridos localmente, e que hoje operam em pequena escala em cidades como Bauru, Brasília, Campinas, Maringá, Santos, São Paulo e Volta Redonda.</p> <p><b>**Figura A2.2. Principais ônibus elétricos que podem ser adquiridos no Brasil</b></p>

I. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROJETO		
		<p>Assim, propõe-se modelos de negócios alternativos em que a propriedade do veículo é transferida para o governo, município, fabricante ou outra entidade privada, deixando o operador unicamente responsável pela prestação do serviço. No atual modelo de negócios (Figura A2.3), a responsabilidade de investir em novos veículos e infraestrutura é do operador. No entanto, o fator de risco decorrente da insolvência financeira das operadoras e da constante judicialização dos contratos reduz significativamente a oferta de crédito pelas instituições financeiras. Essa situação deixa pouco espaço para investimentos em tecnologias emergentes, que demandam um custo de aquisição mais elevado. A literatura e consultas prévias aos principais <i>stakeholders</i> indicam que a elaboração dos contratos de concessão pelos municípios é uma lacuna crítica no Brasil, principalmente quando envolve ônibus elétricos, integração modal e medidas prioritárias. Além disso, este projeto, preferencialmente com o apoio de um ministério como parte interessada voluntária, pode ser uma referência para outras cidades que pretendem transformar sua mobilidade urbana.</p> <p><b>**Figura A2.3. Modelo de negócio amplamente adotado nas cidades brasileiras</b></p> <p>Para contornar tais entraves, propõe-se uma valorização mais ampla do transporte público a partir de uma revisão dos contratos existentes. A proposta busca proporcionar um melhor equilíbrio entre demanda, oferta e qualidade de serviço, com equidade tarifária e foco no atendimento ao cliente. Este processo contempla ainda cláusulas contratuais específicas para a mobilidade elétrica devido às atribuições inerentes aos ônibus elétricos, desde a infraestrutura de recarga à vida útil do ativo.</p> <p>Nesse sentido, a Figura A2.4 ilustra um modelo alternativo, dentre vários outros, a ser considerado. O município/governo assume então a responsabilidade de adquirir a frota de ônibus e a infraestrutura de recarga (mediada por edital específico), emprestando-os às operadoras. Por sua vez, os operadores são remunerados pela prestação do serviço concessionado e pagam a renda pela utilização do ônibus elétrico e da infraestrutura de recarga. Em outro aspecto, a operadora ou município poderia alugar o ônibus do fabricante em vez de comprá-lo.</p> <p><b>**Figura A2.4. Possível alternativa de modelo de negócios a ser adotado nas cidades brasileiras</b></p> <p>Medidas adicionais aos veículos elétricos movidos a bateria envolvem mudanças nas rotas de ônibus, integração física e tarifária e implantação de corredores prioritários para ônibus para aumentar a atratividade dos serviços de transporte público.</p>
5	Setor econômico	Transporte (Escopo setorial: 07 Transportes).
6	Redução média anual de emissões de GEE (t CO <sub>2</sub> e)	A média anual de emissões evitadas de GEE chegaria a 2,1 Kt CO <sub>2</sub> e/ano (ver tabela A2.3).
7	Data	<p>O início do projeto ocorre a partir da contratação de serviço de consultoria pelo investidor interessado na pesquisa/planejamento, financiamento, teste e licitação de ônibus elétricos nas duas cidades selecionadas. Após a contratação do estudo, a duração prevista do projeto é de 24 meses. O prazo se refere à fase de viabilidade, financiamento do projeto e ao início da operação.</p> <p>Com base nos prazos de licitações locais similares e na experiência da equipe técnica, em 12 meses, é possível desenvolver e validar o estudo de viabilidade com as partes interessadas, bem como conduzir o processo de aquisição. Ainda assim, o alinhamento prévio entre o investidor e o governo local/prefeitura é fundamental para cumprir todos os prazos dos produtos. Nesse momento, o Ministério do Desenvolvimento Regional tem desempenhado um papel importante ao trabalhar em conjunto com os municípios, ajudando a validar os produtos e engajar as partes interessadas. O segundo ano se restringe à realização do experimento-piloto com um ou dois veículos<sup>34</sup>, bem como à análise, validação (com <i>stakeholders</i>) e disseminação do conhecimento.</p>

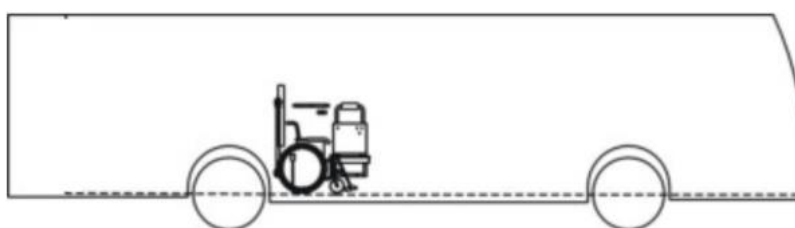
<sup>34</sup> Dado que o cronograma de entrega de 20 ônibus pode ser maior que o prazo do projeto.

I. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROJETO		
		A Tabela 4 apresenta uma proposta de cronograma do projeto para orientar as instituições envolvidas. **Tabela 4. Cronograma de atividades proposto
8	Informações de Contato	<p>Primeiro representante: George Goes, pesquisador da Coppe (Universidade Federal do Rio de Janeiro). Informações para contato: ggoes@pet.coppe.ufrj.br / +55 21 97474-5215.</p> <p>Segundo representante: Daniel Schmitz, pesquisador da Coppe (Universidade Federal do Rio de Janeiro). Informações para contato: danielnsg@pet.coppe.ufrj.br / +55 21 96901-7556.</p> <p>Terceiro representante: Fernando Araldi, Ministério do Desenvolvimento Regional (Brasil) Informações para contato: fernando.araldi@mdr.gov.br / +55 61 2108-1188.</p>

**Tabela 4.** Tipos de veículos e aplicação

Tipo de veículo	Descrição	Aplicação
Mini	Veículo automotor de transporte público com capacidade para até vinte passageiros	A ser operado em linhas de alimentadoras ou convencionais
Padron	Veículo automotor de transporte público com capacidade para até oitenta passageiros, sentados e em pé, incluindo área reservada para acomodação de cadeira de rodas ou cão-guia	A ser operado em sistemas tronco-alimentadores (com maior demanda)
Articulado	Veículo automotor de transporte público com capacidade para até cem passageiros, sentados e em pé, incluindo área reservada para acomodação de cadeira de rodas ou cão-guia	A ser operado em sistemas tronco-alimentadores (com maior demanda)

Fonte: Autores



**Figura 9.** Ônibus de piso baixo

Fonte. Brasil (2011) ABNT NBR 15.570.

**Tabela 5.** Requisitos mínimos para motores elétricos e baterias

Tipo de veículo	Requisitos	Valores de referência
Mini	Potência mínima	Pico de 180kW/200HP, que pode ser alimentado por até dois motores
	Capacidade mínima da bateria	150 kWh
	Tempo máximo para carga total <sup>1</sup>	2 horas
	Faixa mínima <sup>2, 3</sup>	200 km
	Vida	20 anos (veículo); 10 anos (bateria)
Padron	Potência mínima	Pico de 220kW/300HP, que pode ser alimentado por até dois motores
	Capacidade mínima da bateria	300 kWh
	Tempo máximo para cobrança total	4 horas
	Faixa mínima	220 km
	Vida	20 anos (veículo); 10 anos (bateria)
Articulado	Potência mínima	Pico de 440kW/600HP, que pode ser alimentado por até quatro motores
	Capacidade mínima da bateria	500 kWh
	Tempo máximo para cobrança total	5 horas
	Faixa mínima	220 km
	Vida	20 anos (veículo); 10 anos (bateria)

<sup>1</sup> Adotando o padrão europeu de plugue de recarga, com potência mínima de carregamento de 2x40 kW AC ou 2x100kW DC.

<sup>2</sup> Considerando o Ciclo de Condução Brasileiro (relatado no estudo ECarbono do Ministério do Desenvolvimento Regional).

<sup>3</sup> Considerando o retorno à garagem com 20% da carga (estado de carga) e o uso de ar-condicionado.

Fonte: Autores



Fonte: Pesquisa de mercado realizada pelos autores

**Figura 10.** Principais ônibus elétricos que podem ser adquiridos no Brasil

**Modelo convencional**

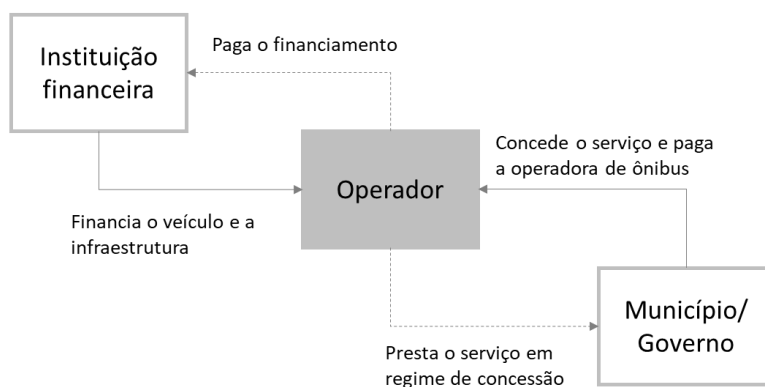


Figura 11. Modelo de negócio amplamente adotado nas cidades brasileiras

Fonte: Autores

**Exemplo de modelo alternativo**

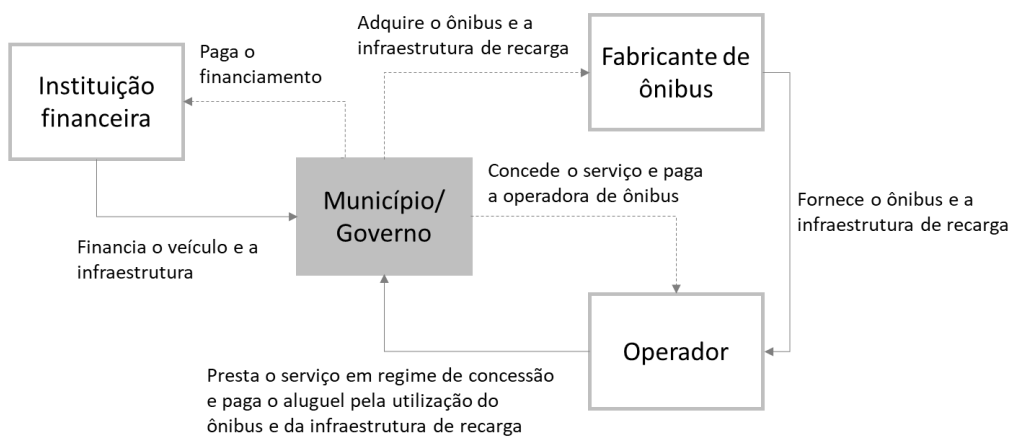


Figura 12. Possível alternativa de modelo de negócio a ser adotado nas cidades brasileiras

Fonte: Autores

**Tabela 6.** Cenário alternativo (aplicação em duas cidades e versão escalável)

Dados		Resultados
Geral	Pré-seleção: população das 42 cidades (2020)	42.685.422
	População nacional (2020)	211.755.692
	Parcela da população nacional	20%
Energia	Preço médio ponderado do diesel	5,44 BRL/l
	Preço médio ponderado da eletricidade	0,66 BRL/kWh
Atividade	frota nacional de ônibus urbanos	275.000,00
	Frota de ônibus elétrico urbano esperada nas cidades selecionadas em 2030	20
Resultados	Mitigação anual a partir de 2030	2,1 kt CO <sub>2</sub> e
	Mitigação anual a partir de 2030 (versão escalável do projeto em 42 cidades)	1,7 Mt CO <sub>2</sub> e
	Valor do projeto proposto	5.290.900,00 USD
	Custo por tonelada de carbono	-156,92 USD/t CO <sub>2</sub> e
	CAPEX (20 ônibus convencionais a diesel)	USD 2.805.110,00
	CAPEX (20 ônibus elétricos a bateria)	USD 4.910.900,00 (+ 100.000,00 com infraestrutura de recarga)
	OPEX (ônibus diesel convencionais)	0,49 USD/km
	OPEX (ônibus elétricos a bateria)	0,12 USD/km
	Diferença	-76%

Fonte: Autores

**Tabela 7.** Cronograma de atividades propostas

Entregável	Alocação	Aprovação	Prazo final
Estudo de viabilidade (modelo de negócios, modelo de compras, modelo financeiro, segurança jurídica)	Empresa de consultoria (executora)	• Governo local	Até 60 dias
		• Contratante (investidor interessado)	(Após o início do projeto)
Consulta com <i>stakeholders</i> e especialistas		-	Até 90 dias
Compras	• Proprietário do veículo (governo local ou operadoras ou fabricantes de ônibus)	• Governo local	Até 180 dias
	• Operadores de ônibus	• Contratante	
Obras de infraestrutura e adequações operacionais	Empresa de consultoria	-	Até 360 dias
Relatório do experimento piloto	• Proprietário do veículo	-	Até 660 dias
	• Operadores de ônibus	-	
Workshop com <i>stakeholders</i>		-	Até 690 dias
Relatório final	Empresa de consultoria	• Governo local	Até 720 dias
		• Contratante	

Fonte: Autores

II. DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DO PROJETO	
1	<p><b>Descrição do Projeto</b></p> <p>O uso de ônibus elétricos no Brasil ainda é ínfimo. A frota de ônibus elétricos a bateria gira atualmente em torno de 80 veículos e a maioria dos ônibus que operam nas cidades são “básicos”, cuja proposta atual busca reduzir significativamente nas cidades na próxima década. Apesar dos avanços no desenvolvimento de normas e regulamentos e na concessão de crédito, os tomadores de decisão ainda enfrentam dificuldades na formulação de contratos públicos envolvendo ônibus elétricos movidos a bateria, seu modelo de negócio, integração modal, infraestrutura prioritária e requisitos operacionais. Esta é a lacuna que a presente ação de mitigação pretende superar.</p> <p>O projeto proposto terá como foco o aumento da atratividade e competitividade dos serviços de transporte por ônibus municipais e metropolitanos por meio da melhoria do nível de serviço. Um elemento-chave da ação de mitigação é a introdução de ônibus elétricos movidos a bateria (mini, padron e articulado) para transporte público em condições de tráfego comparáveis e em terrenos semelhantes ao cenário de linha de base. A melhoria não se restringe à tecnologia veicular, mas a mudanças nas rotas de ônibus, integração (física e/ou tarifária) e implantação de corredores prioritários para ônibus que não fazem parte do sistema Bus Rapid Transit (BRT). O tipo de ação de mitigação de emissões de GEE se baseia na substituição de tecnologia (troca de veículos mais intensivos em GEE) e na redução do consumo de combustível fóssil. A área geográfica compreende dois municípios ou regiões metropolitanas com mais de 500 mil habitantes interessados em melhorar a operação dos ônibus utilizados no transporte público no Brasil.</p> <p>O projeto será dividido em:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Equipe técnica:</b> responsável pelo planejamento e seleção e aplicação de compras em duas cidades/regiões metropolitanas. As atividades envolvidas irão abranger aspectos como estruturas de garagens e esquemas de recarga de baterias, compra e manutenção de diferentes tecnologias e infraestrutura prioritária de ônibus de acordo com diferentes modelos de negócios que podem ser adotados localmente.</li> <li>• <b>Equipe Jurídica:</b> responsável por avaliar a viabilidade jurídica do projeto e minimizar possíveis causas de insegurança.</li> <li>• <b>Equipe econômica:</b> responsável pelo desenvolvimento dos modelos tarifários, outras receitas e ganhos e esquemas de financiamento para compra e manutenção de tecnologias de acordo com o tipo de modelo de negócio que pode ser adotado localmente de forma a remunerar o investidor.</li> </ul> <p>Dependendo do sucesso e divulgação dos resultados, o projeto poderá ser escalável para outras cidades similares ou serviços de transporte rodoviário intermunicipal (ver item V.2).</p>
2	<p><b>Informações-chave da tecnologia</b></p> <p>Ver tabelas A1 e 2A.</p>
3	<p><b>Descrição técnica da medida de mitigação</b></p> <p>As Tabelas A1 e A2 listam as instalações, sistemas e equipamentos que serão instalados e/ou modificados pelas atividades do projeto. Todas as tecnologias já estão disponíveis no mercado brasileiro, sendo tecnicamente viáveis no Brasil como demonstrado por Grottera <i>et al.</i> (2022), Goes <i>et al.</i> (2020), La Rovere <i>et al.</i> (2019), Ministério das Minas e Energia (EPE), bem como experiências em cidades como Bauru, Brasília, Campinas, Maringá, Santos, São Paulo e Volta Redonda. Os tipos e níveis de serviços serão definidos de acordo com o potencial de cada município. Esses municípios têm uma frota de aproximadamente 80 ônibus elétricos. No entanto, nenhum ajuste contratual foi feito usando o modelo convencional. Em alguns casos, o município adquiriu o ônibus elétrico e o colocou em operação na tarifa zero (cobrindo todos os custos e despesas).</p> <p>Além disso, atualmente, praticamente todos os ônibus são impulsionados por diesel, além de caminhões, trens de carga, navegação interior e embarcações de suporte <i>offshore</i>. No entanto, diferentemente da gasolina, que possui etanol hidratado e gás natural comprimido como alternativa para sua substituição, o diesel mineral ainda não tem um combustível substituto imediato, com uma perspectiva legal de aumentar a mistura de biodiesel (em volume) em até 15% (B15) nos próximos anos (Brasil, 2021). Ainda assim, é prudente adaptar as misturas de biodiesel para atender à nova fase do Programa de Controle</p>

II. DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DO PROJETO	
	<p>de Poluição do Ar do Veículo Motorista (Proconve P8), que é equivalente ao Euro 6, pois estudos europeus indicam que os motores atuais não estão preparados para receber misturas com teor de éster acima de 7% (EPE, 2020).</p> <p>Outra questão importante da perda contínua de passageiros para outros modos de transporte. Embora a proporção da população urbana no país tenha aumentado de 78% para 86% entre 1996 e 2016, o número anual de passageiros transportados pelo transporte público urbano por ônibus declinou (CNT, 2018; Knoema, 2020). Em 1996, 460,9 milhões de passageiros foram transportados por ônibus urbanos no país. Em 2016, esse número caiu para 323,6 milhões, uma redução de aproximadamente 30% (NTU, 2018). Isso pode estar associado, entre outras razões, a um histórico de políticas públicas destinadas ao uso individual de transporte de passageiros motorizado no país. Por exemplo, em duas ocasiões entre 2008 e 2012, o governo brasileiro aprovou a redução do imposto sobre produtos industrializados (IPI) em veículos automotores, aumentando substancialmente sua comercialização (Anprtilhos, 2018).</p> <p>Essa redução contínua no número de usuários afeta diretamente a receita da tarifa para serviços de transporte de ônibus públicos no Brasil, levando a novos aumentos de tarifas. Entre 1996 e 2016, a tarifa média aumentou 848%, mais que o dobro do índice de inflação para o período (387%) (NTU, 2018). Esse ajuste tarifário pode ser explicado pelo modelo de concessão predominante nas cidades brasileiras, no qual o custo do sistema é coberto pela receita tarifária. Portanto, os impactos negativos na demanda tendem a ser convertidos em aumentos tarifários. Isso, juntamente com uma frota de ônibus que não atende aos padrões internacionais de conforto, reduz ainda mais a atratividade desse serviço, incentivando a migração para outros meios, em particular, transporte individual motorizado. Novos serviços promovidos por tecnologias emergentes, como aplicativos de carona, são oferecidos como opções de baixo custo para os usuários, competindo com modos de transporte coletivos, como sistemas de metrô ou ônibus, principalmente em viagens de curta distância. Portanto, o transporte de ônibus público também tinha parte de sua demanda capturada por esses tipos de serviços. Como os custos operacionais não são otimizados, essa redução na demanda de passageiros leva a um aumento nas tarifas, intensificando ainda mais a evasão de passageiros. A crise causada pela pandemia COVID-19 impactou a demanda e a oferta de transporte de ônibus públicos, agravando o círculo vicioso já mencionado.</p> <p>A mitigação esperada é de 2,1 kt CO<sub>2</sub>e/ano; no entanto, indiretamente, essa mitigação pode atingir 1,7 Mt CO<sub>2</sub>e, pois esta proposta tem o potencial de influenciar 42 municípios com mais de 500.000 habitantes que atualmente não são cobertos por projetos de ônibus elétricos (aproximadamente 20% da população nacional). No cenário escalável, 33% da frota de ônibus das 42 cidades seria eletrificada até 2030. Essa análise considera apenas a substituição da tecnologia fóssil convencional por ônibus elétricos, desconsiderando outros cobenefícios como aumento da demanda de transporte público devido à redução da intensidade do uso de carros. Esses resultados foram estimados usando a ferramenta oficial adotada pelo governo brasileiro (disponível em: <a href="http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/simulador_onibus/onibusv3/">http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/simulador_onibus/onibusv3/</a>).</p>
4	<p>Participantes do projeto</p> <p>Partes envolvidas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Brasil (parte anfitriã)</li> </ul> <p>Participantes do projeto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Empresa privada de consultoria (executora).</li> <li>• Contratante interessada (instituição pública ou privada).</li> <li>• Ministério do Desenvolvimento Regional (não obrigatório). Uma parte interessada voluntária que pode contribuir com o projeto durante sua implementação.</li> </ul>
5	<p>Potencial de redução de emissões de GEE</p> <p>A média anual de emissões evitadas de GEE chegaria a 1,7 Mt CO<sub>2</sub>e/ano a partir de 2030 (considerando uma versão escalável do projeto em 42 cidades – ver seção V.2).</p>



II. DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DO PROJETO		
6	Mercado-alvo e potencial	Ganhos de eficiência energética, redução da concentração de poluentes atmosféricos, benefícios na saúde da população (internações por morbidade e redução do ruído), valorização do uso do solo, bem como publicidade são elementos-chave de decisão no financiamento desta proposta.

III. FINANCIAMENTO DO PROJETO		
1	Principais detalhes do financiamento do projeto	<p>Investimento total (USD): 5.290.900,00</p> <p>***que inclui:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratação de instituição executora (e custos relacionados ao desenvolvimento do estudo e aplicação em duas cidades): 2%</li> <li>• Custo de compra de pelo menos 10 ônibus elétricos por cidade, 20 no total (considerando o custo médio de um ônibus de 12 metros disponível no mercado local): 96%</li> <li>• Outros (consultores externos, eventos de consulta a <i>stakeholders</i>, divulgação de resultados etc.): 2%</li> </ul> <p>Duração do projeto: 2 anos (referente à fase de viabilidade, financiamento do projeto e início da operação)</p> <p>Moeda de financiamento: USD (taxa de câmbio de 12 de agosto de 2022)</p> <p>Além disso, esta proposta tem potencial para influenciar indiretamente 42 municípios (ver item V.2) em futuras compras de ônibus elétricos e fornecer subsídios técnicos aos órgãos em seus processos de contratação. Se ampliado, o OPEX dos veículos nessas 42 cidades cairia dos atuais US\$ 0,49/km para US\$ 0,12/km (economia de 76%). Esses resultados foram estimados usando a ferramenta oficial adotada pelo governo brasileiro (disponível em: <a href="http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/simulador_onibus/Onibusv3/">http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/simulador_onibus/Onibusv3/</a>).</p>
2	Fontes de financiamento	A atividade de projeto será financiada por entidades públicas e privadas interessadas. Nenhum financiamento público como parte do financiamento do projeto das partes incluídas no Anexo I da UNFCCC está envolvido na atividade do projeto.
3	Créditos de carbono	Não se espera que o projeto seja cofinanciado por meio de padrões de crédito de carbono.
4	Custo por tonelada de carbono (\$/t CO <sub>2</sub> e)	Ver tabela A2.3. O custo chega a -156,92 USD/t CO <sub>2</sub> e
5	Risco de financiamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Insegurança jurídica em vários contratos de concessão existentes (rompimentos unilaterais, atrasos nos reajustes tarifários, contratos de concessão mal elaborados etc.).</li> </ul>
6	Modelagem financeira	<p>Este projeto ainda não possui um modelo financeiro. Esta é uma nota conceitual inicial. Embora não seja possível estimar o ROI nesta fase devido à falta de definição da cidade, da demanda esperada e de todos os custos e despesas envolvidos, o valor esperado de projetos similares de concessão no Brasil costuma ficar entre 8% e 12%. CAPEX e OPEX são detalhados na Tabela 3.</p> <p>Embora o TCO dos ônibus elétricos mostre a viabilidade dessa tecnologia, algumas empresas precisarão de capital para a aquisição. Portanto, o capital envolvido nesse processo pode vir de fontes locais (BRDE, BDMG, BNDES etc.) e internacionais (BID, GEF, GCF, GTF etc.). Por exemplo, o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) promove o financiamento de projetos sustentáveis em países da América Latina e do Caribe por meio de fundos verdes internacionais, como o GCF e o GEF.</p> <p>Internamente, os credores poderiam implementar mecanismos baseados nas melhores práticas internacionais como o Pay as You Save (PAYS), o Cleaner Transport Facility (CTF) e o Zero Emission Urban Bus System (ZeEUS). Cada mecanismo de financiamento busca alavancar investimentos em transporte sustentável, com algumas diferenças.</p> <p>O PAYS representa uma operação de financiamento estruturada em que a concessionária de energia ou o município investe em baterias e estações de recarga, recuperando custos ao cobrar</p>

III. FINANCIAMENTO DO PROJETO		
		do operador do serviço de ônibus pelo uso dos ativos. O CTF se concentra em modelos de custeio do ciclo de vida, que envolvem instrumentos de compartilhamento de riscos ao mesmo tempo em que alavancam fundos do setor privado, em vez de modelos tradicionais que exigem maior investimento de capital. Por último, a ZeEUS obtém fundos do Banco Europeu de Investimento (BEI) através do Cleaner Transport Facility (CTF). O BEI concede financiamento a longo prazo em parceria com o setor privado, enquanto apoia investimentos fora da UE. Os modelos de financiamento são diferentes para cada país membro.
7	Modelo de aquisição	<i>Business-to-business</i> (B2B) ou parceria público-privada (PPP).
9	Fase do projeto	Desenvolvimento de conceito.
10	Suporte e assistência técnica	O Ministério do Desenvolvimento Regional foi consultado para confirmar a importância dessa proposta, uma vez que as tecnologias emergentes em mobilidade urbana representam uma lacuna crítica no Brasil, principalmente quando relacionadas aos ônibus elétricos, e atestou a falta de projetos semelhantes relevantes em andamento ou previstos. Além disso, o ministério forneceu uma estimativa dos custos de investimento projetados com base em seu acervo de iniciativas semelhantes. Nenhum outro suporte de assistência técnica será necessário.

IV. BARREIRAS E RISCOS DO PROJETO		
1	Barreiras e riscos do projeto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Políticas ainda focadas no transporte individual motorizado.</li> <li>• Falta de estudos técnicos, econômicos e ambientais assertivos.</li> <li>• Insegurança jurídica nos atuais contratos de concessão.</li> <li>• Modelos de concessão mal desenhados e não adaptados às novas tecnologias.</li> <li>• Alta fragilidade financeira dos prestadores de serviços de ônibus.</li> <li>• Falta de linhas de crédito específicas para tecnologias alternativas.</li> <li>• Presença maciça de ônibus básicos (veículos com chassis e carrocerias não adequados ao transporte de passageiros).</li> </ul>
2	Condições viabilizadoras	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definir metas de emissão zero e um plano de mobilidade urbana integrada de baixa emissão no município selecionado (ou área metropolitana) nos próximos anos seria uma boa prática.</li> <li>• Disposição do governo local (prefeitura) de revisar contratos atuais e futuros, especialmente em relação à propriedade de veículos.</li> <li>• O Brasil já possui fontes importantes de financiamento, como o Programa Refrota (Caixa Econômica Federal) e o Finame (BNDES), mas são necessárias linhas de crédito específicas para VEs<sup>35</sup>.</li> <li>• Os municípios devem proibir ou limitar o uso de ônibus básicos convencionais.</li> <li>• Algumas cidades já estão priorizando o transporte público (faixas exclusivas, subsídios etc.), mas são necessários esforços para integrar modos de transporte e tecnologias alternativas.</li> </ul>
3	Desenvolvimento de políticas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fim dos incentivos à mobilidade motorizada individual (redução de impostos sobre os combustíveis fósseis, redução de impostos sobre a produção automóvel etc.).</li> <li>• Campanhas de educação e conscientização com formuladores de políticas públicas, planejadores urbanos e usuários atuais e potenciais.</li> <li>• Metas de emissão zero e um plano integrado de mobilidade urbana de baixa emissão no município/área metropolitana selecionada.</li> </ul>

<sup>35</sup> Dois bancos brasileiros, a CEF (por meio do Programa Refrota) e o BNDES (por meio da linha de crédito FINAME), são os principais credores que as operadoras de ônibus consideram na renovação de sua frota. No entanto, as tarifas oferecidas no programa Refrota são as mesmas para ônibus elétricos e convencionais.

V. INFORMAÇÕES ADICIONAIS E DOCUMENTAÇÃO		
1	Benefícios e riscos sociais, econômicos e ambientais	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impacto positivo na taxa de motorização.</li> <li>• Redução do congestionamento em centros urbanos.</li> <li>• Maior acessibilidade da população.</li> <li>• Redução das emissões de poluentes do ar.</li> <li>• Redução das despesas de saúde pública.</li> <li>• Redução do ruído dos MCIs.</li> <li>• Segurança energética aprimorada.</li> <li>• Segurança jurídica aprimorada.</li> <li>• Equidade tarifária.</li> <li>• Fortalecimento da indústria doméstica como um exportador de veículos e componentes na América do Sul.</li> <li>• As baterias EV de segunda vida podem ser usadas para equilibrar a rede de energia elétrica</li> </ul>
2	Potencial transformacional	O projeto pode ser escalável para o serviço de transporte de ônibus interestadual ou internacional. Nesse caso, pode ser necessária uma alteração contratual ou a contratação de um estudo específico sobre o assunto. Além disso, a proposta atual pode ser escalável para 42 cidades e regiões metropolitanas brasileiras (todas com mais de 500 mil habitantes e sem projetos de ônibus elétricos).
3	Aprovações/permissões regulatórias	As atividades deste projeto não necessitam de autorização especial para serem realizadas. No entanto, recomenda-se que um ministério faça a intermediação da assinatura do contrato entre a instituição financiadora e a empresa contratada para desenvolver o estudo, engajando <i>stakeholders</i> e divulgando os resultados.
4	Consulta pública	Espera-se que entrevistas semiestruturadas e/ou um workshop com os principais <i>stakeholders</i> em mobilidade urbana e serviços de transporte por ônibus (planejadores urbanos, operadores, fabricantes, governo, usuários em potencial etc.) validem e refinem os resultados.
5	Documentação chave e documentos de apoio	Não aplicável.

## A2.2. Oportunidade de Investimento II: Plano de Ação em Transporte de Carga Sustentável

I. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROJETO		
1	Título da atividade de projeto	Plano de Ação de Carga Sustentável com experimento piloto em área urbana.
2	Escala da atividade do projeto	Esta oportunidade de investimento é baseada na estrutura e critérios do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). As atividades envolvidas são classificadas como Tipo 2: atividades de projeto de melhoria da eficiência energética que reduzem o consumo de energia do lado da oferta e/ou demanda, com uma produção máxima de 60 GWh por ano.
3	Localização da atividade do projeto	Cidade ou região metropolitana brasileira com mais de 500 mil habitantes.
4	Tecnologia / serviço / outros	<p>O Plano de Ação avaliará o sistema de transporte de carga de um município ou região metropolitana, visando promover uma mobilidade sustentável e eficiente. Além disso, abrange a aquisição e utilização de tecnologias de baixo carbono ou emissão zero e/ou o redesenho da logística urbana na área urbana selecionada (incluindo a possibilidade de criação de hubs logísticos urbanos e depósitos móveis). As tecnologias atualmente disponíveis localmente são mostradas na Tabela A2.5 e ilustradas na Figura A2.5. Em resumo, as tecnologias disponíveis são:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 9 modelos de caminhões movidos a bateria (de cinco fabricantes).</li> <li>• 4 modelos comerciais leves elétricos a bateria.</li> <li>• 4 modelos de motocicletas/triciclos elétricos a bateria.</li> <li>• 1 modelo de caminhão movido a GNV/Biometano.</li> </ul> <p>As intervenções levarão em consideração a distribuição espacial da atividade de carga e os modelos de negócios atualmente adotados nas regiões metropolitanas. Assim, o Plano de Ação contemplará medidas como infraestrutura prioritária para caminhões elétricos (estacionamento exclusivo e zonas de carga/descarga em áreas centrais etc.), uso de faixas exclusivas, depósitos móveis e hubs de consolidação/desconsolidação de cargas urbanas.</p>
5	Setor econômico	Transporte (Escopo setorial: 07 Transporte).
6	Redução média anual de emissões de GEE (t CO <sub>2</sub> e)	A emissão evitada dependerá da cidade escolhida, pois pode envolver intervenções na infraestrutura local, além da compra de caminhões e bicicletas elétricas por empresas interessadas. Ainda assim, foi estimado o impacto da implantação desse plano nas 49 cidades brasileiras com mais de 500 mil habitantes, considerando apenas a eletrificação da frota urbana de caminhões. Essa atividade resultou em uma média anual evitada de emissões de GEE de 1,9 Mt CO <sub>2</sub> e/ano entre 2030 e 2040.
7	Data	O início do projeto ocorre a partir da contratação de serviço de consultoria pelo investidor interessado. A duração prevista do projeto é de 24 meses.
8	Informações de Contato	<p>Primeiro representante: George Goes, pesquisador da Coppe (Universidade Federal do Rio de Janeiro). Informações para contato: ggoes@pet.coppe.ufrj.br / +55 21 97474-5215.</p> <p>Segundo representante: Daniel Schmitz, pesquisador da Coppe (Universidade Federal do Rio de Janeiro). Informações para contato: danielnsg@pet.coppe.ufrj.br / +55 21 96901-7556.</p> <p>Terceiro representante: Fernando Araldi, Ministério do Desenvolvimento Regional (Brasil) Informações para contato: fernando.araldi@mdr.gov.br / +55 61 2108-1188.</p>

**Tabela 8. Fabricantes e modelos disponíveis localmente**

Tipo de veículo	Disponibilidade local
Caminhões elétricos a bateria	BYD (eT7 12.210 e eT18 21.250), JAC (iEV1200T e iEV 350T), FNM (FNM 832 e FNM 833), VW (e-Delivery 11 e e-Delivery 14), Eletra (retrofit)
Caminhões movidos a GNV/Biometano	Scania
Comerciais leves elétricos a bateria	BYD (eT3), JAC (iEV750V), Renault (Kangoo Z.E. MAXI), Eletra (retrofit)
Motocicletas/triciclos elétricos a bateria	Electromovi (mini triciclo de carga, quadriciclo de carga, triciclo de carga basculante), Voltz (EVS Work)



eT7 12.210 (BYD)



eT18 21.250 (BYD)



eT3 (BYD)



iEV1200T (JAC)



iEV750V (JAC)



iEV 350T (JAC)



832 (FNM)



e-Delivery 11 (MAN)



KANGOO Z.E. MAXI (Renault)



Triciclo de carga (Elemovi)



Triciclo de carga (Elemovi)



Quadriciclo de carga (Elemovi)



R 410 (Scania)



EVS Work (Voltz)

**Figura 13. Exemplos de modelos alternativos de veículos atualmente disponíveis no Brasil**

Fonte: Pesquisa de mercado realizada pelos autores

**Tabela 9. Cronograma de atividades proposto**

Entregável	Alocação	Aprovação	Prazo final
Estudo de viabilidade (modelo de negócio, modelo de compras, modelo financeiro, segurança jurídica)	Empresa de consultoria	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Governo local</li> <li>• Contratante</li> </ul>	Até 60 dias
Consulta com <i>stakeholders</i> e especialistas		-	Até 90 dias
Plano de Ação de Carga Sustentável ( <i>draft</i> )		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Governo local</li> </ul>	Até 120 dias
Aquisição (veículos elétricos, garagens etc.)	Empresas de transporte interessadas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratante</li> </ul>	Até 180 dias
Obras de infraestrutura e adequações operacionais	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Empresa de consultoria</li> </ul>		Até 420 dias
Relatório do experimento piloto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Empresas de transporte interessadas</li> </ul>		Até 660 dias
Workshop com <i>stakeholders</i>	Empresa de consultoria	-	Até 690 dias
Relatório sobre os desafios da logística urbana na área selecionada		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Governo local</li> </ul>	Até 720 dias
Relatório sobre a mobilidade elétrica no transporte de carga na área selecionada		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratante</li> </ul>	
Plano de Ação de Carga Sustentável (final)			

Fonte: Autores

## II. DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DO PROJETO

1	<p><b>Descrição do Projeto</b></p> <p>O governo brasileiro, especialmente o Ministério do Desenvolvimento Regional, recebe regularmente solicitações de municípios para auxiliar no desenvolvimento e implementação de planos de mobilidade de carga em seus territórios (conforme exigido pela lei nº 12.587/2012, que estabelece as definições e diretrizes da Política Nacional Política de Mobilidade Urbana). Ao contrário da mobilidade urbana de passageiros, nenhum plano de ação de carga ou estudos relacionados aos desafios da logística urbana estão disponíveis pelo governo para apoiar os municípios ou áreas metropolitanas, geralmente administrando seus territórios com orçamentos limitados. Parte disso se deve à falta de dados locais sobre a mobilidade de carga, haja vista que as pesquisas origem-destino realizadas nos municípios brasileiros geralmente não coletam dados sobre esse tipo de atividade. Por exemplo, o programa ministerial Eficiência Energética na Mobilidade Urbana (EEMU) (Brasil, 2018), que visa medir a eficiência energética na mobilidade urbana, ainda não avaliou o transporte de carga nos municípios brasileiros devido à falta de dados locais. Além disso, a falta de conhecimento e preocupação dos formuladores de políticas sobre externalidades positivas ao planejar a mobilidade urbana de carga reduz o número de estudos e casos locais.</p> <p>O projeto envolve o desenvolvimento de um Plano de Ação de Carga para promover a mobilidade sustentável e eficiente de carga em um município selecionado ou em uma área metropolitana. Um objetivo secundário é incentivar outros municípios a realizarem planos de ação semelhantes e experimentos-piloto, contribuindo para a transição energética e melhorando a eficiência da mobilidade de carga.</p> <p><b>Entregáveis/produtos esperados:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Desafios da logística urbana – como a cidade pode se tornar um polo logístico da região (princípios, estratégias de atração de empresas, infraestrutura necessária, papel do poder público etc.).</li> <li>▪ Mobilidade elétrica no transporte urbano de carga (visão geral, benefícios, barreiras, facilitadores, implementação e estratégias prioritárias etc.).</li> </ul>
---	---

II. DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DO PROJETO		
		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Plano de Ação de Carga Sustentável (demanda projetada, intervenções e tecnologias necessárias, financiamento, políticas prioritárias, novos modelos de negócio etc.)</li> <li>▪ Experiência-piloto numa cidade ou área metropolitana selecionada (o que poderá permitir a aplicação da EEUM também no transporte de mercadorias).</li> </ul> <p>Para a condução do projeto, sugere-se a seguinte alocação de equipes técnicas e tarefas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Equipe técnica: responsável pelo desenvolvimento do plano de mobilidade urbana que inclui mobilidade elétrica e infraestruturas dedicadas (aquisição e manutenção de veículos elétricos, garagens, esquemas de recarga, infraestruturas prioritárias como estacionamento exclusivo e zonas de carga/descarga em áreas centrais, possibilidade de utilização vias exclusivas, etc.); novos modelos de negócio (garagens móveis, bicicletas e motocicletas/triciclos elétricos para entregas de última milha, etc.); e centros de consolidação/desconsolidação de cargas urbanas. A equipe de pesquisa também será responsável por projetar e realizar treinamentos com planejadores urbanos e empresas de transporte durante o experimento piloto no município/área metropolitana.</li> <li>▪ Equipe Jurídica: responsável por avaliar a viabilidade jurídica do plano de ação em transporte de carga sustentável e minimizar possíveis causas de insegurança.</li> <li>▪ Equipe econômica: responsável por avaliar a viabilidade econômica das propostas de intervenções na infraestrutura e de aquisição de veículos de acordo com o tipo de sistema e modelos de negócio que possam ser adotados localmente.</li> </ul>
2	Informações-chave da tecnologia	Não aplicável.
3	Descrição técnica da medida de mitigação	<p>Embora os caminhões urbanos representem apenas 1,3% do estoque nacional de veículos, são responsáveis por aproximadamente 10% do consumo de energia no setor de transportes brasileiro. O número relativamente pequeno de caminhões urbanos facilita o planejamento eficaz e a implementação de instrumentos de política nessa área. Como a cobertura operacional das entregas de última milha é limitada, reduz-se a necessidade de estações de recarga e todos os instrumentos associados, como intervenções no espaço urbano e aprovação de normas e regulamentos em falta relativos à interoperabilidade, mecanismos de pagamento etc.</p> <p>Os resultados do presente estudo indicam a viabilidade técnica desta medida de mitigação (ver tabela 3), mas requer pré-condições como financiamento, desincentivos ao uso de tecnologias antigas e conscientização e mobilização dos formuladores de políticas (ver Escopo IV. Barreiras do Projeto e Riscos). Considerando os efeitos desta medida de mitigação aplicada em 49 cidades no período 2026-2040, espera-se um abatimento de 21 Mt CO<sub>2</sub>e. Embora este projeto envolva apenas uma cidade.</p>
4	Participantes do projeto	<p>Partes envolvidas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Brasil (parte anfitriã)</li> </ul> <p>Participantes do projeto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Empresa privada de consultoria (executora).</li> <li>• Contratante interessada (instituição pública ou privada).</li> <li>• Cidades interessadas (prefeituras).</li> <li>• Empresas de transporte interessadas (para a experiência piloto).</li> <li>• Ministério do Desenvolvimento Regional (não obrigatório). Uma parte interessada voluntária que pode contribuir com o projeto durante sua implementação.</li> </ul>
5	Potencial de redução de emissões de GEE	Emissões médias anuais evitadas de GEE de 1,9 Mt CO <sub>2</sub> e/ano entre 2030 e 2040 (considerando uma versão escalável do projeto em 49 cidades – ver seção V.2).
6	Mercado-alvo e potencial	Ganhos de eficiência energética, redução da concentração de poluentes atmosféricos, benefícios na saúde da população (internações por morbidade e redução do ruído), valorização do uso do solo, bem como publicidade são elementos-chave de decisão no financiamento desta proposta.

**Tabela 10.** CAPEX, OPEX e emissões de GEE evitadas, considerando a aplicação do projeto nas 49 cidades brasileiras com mais de 500 mil habitantes

Ano	CAPEX (milhão USD)	OPEX (milhão USD)	Mt CO <sub>2</sub> e
2026	4	-19	2
2027	8	-25	
2028	16	-37	
2029	28	-52	
2030	43	-69	
2031	90	-148	19
2032	110	-171	
2033	127	-189	
2034	141	-203	
2035	153	-222	
2036	167	-237	
2037	180	-252	
2038	192	-266	
2039	190	-275	
2040	194	-280	
Total	1,643	-2,443	21

Nota: taxa de câmbio de 12 de agosto de 2022.

Fonte: Autores

III. FINANCIAMENTO DO PROJETO		
1	Principais detalhes do financiamento do projeto	<p>* Investimento total: <b>a ser definido no Plano de Ação</b> (este valor será um dos produtos iniciais do Plano de Ação. Atualmente, nenhum valor de referência ou experimento piloto semelhante está em processo de implementação no Brasil.</p> <p>O valor será significativamente afetado pelo local a ser selecionado e suas necessidades, mas deve incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratação de instituição executora (e custos relacionados ao desenvolvimento do estudo e aplicação em duas cidades): USD 120.000,00</li> <li>• Custo de aquisição de caminhões leves e motocicletas elétricas: <b>a ser definido no Plano de Ação</b></li> <li>• Infraestrutura (estações de carregamento, <i>hubs</i> de consolidação/desconsolidação etc.): <b>a ser definido no Plano de Ação</b></li> <li>• Outros (consultores externos, eventos de consulta a partes interessadas, divulgação de resultados etc.): USD 30.000,00</li> </ul> <p>Duração do projeto: 2 anos Moeda de financiamento: USD (taxa de câmbio de 12 de agosto de 2022)</p> <p>***O Ministério do Desenvolvimento Regional foi consultado para validar a estimativa de custo de investimento realizada em relação a projetos nacionais de relevância semelhante. O Programa Brasileiro de Logística Verde (PLVB) também foi consultado para validar a estimativa feita quanto aos requisitos de custo para um projeto piloto em um município a ser selecionado.</p>
2	Fontes de financiamento	A atividade de projeto será financiada por entidades públicas e privadas interessadas. Nenhum financiamento público como parte do financiamento do projeto das partes incluídas no Anexo I da UNFCCC está envolvido na atividade do projeto.
3	Créditos de carbono	Não se espera que o projeto seja cofinanciado por meio de padrões de crédito de carbono.
4	Custo por tonelada de carbono (\$/t CO <sub>2</sub> e)	O custo atinge 0,25 USD/t CO <sub>2</sub> e em 2030. Ao contrário da Oportunidade de investimento anterior, foi considerado apenas o custo referente ao desenvolvimento do Plano de Ação. Isso se justifica pela incerteza quanto ao número de caminhões elétricos a serem adquiridos, bem como a extensão das intervenções de infraestrutura.



III. FINANCIAMENTO DO PROJETO		
5	Risco de financiamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O risco cambial pode afetar o preço de veículos elétricos e componentes.</li> <li>• Maior inflação (e taxas de juros) pode reduzir o interesse de potenciais empresas de transporte interessadas em aderir ao plano municipal.</li> </ul>
6	Modelagem financeira	Este projeto não possui modelo financeiro, pois está em fase de concepção. Embora o TCO dos caminhões elétricos mostre a viabilidade da tecnologia, algumas empresas precisarão de capital para aquisição. O capital envolvido nesse processo pode vir de fontes locais (BRDE, BDMG, BNDES etc.) e internacionais (BID, GEF, GCF, GTF etc.). Por exemplo, o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) promove o financiamento de projetos sustentáveis em países da América Latina e do Caribe por meio de fundos verdes internacionais, como o GCF e o GEF.
7	Modelo de aquisição	<i>Business-to-business</i> (B2B).
9	Fase do projeto	Desenvolvimento de conceito.
10	Suporte e assistência técnica	O Ministério do Desenvolvimento Regional foi consultado para confirmar a importância dessa proposta, dada a inexistência de um plano de mobilidade urbana voltado para o transporte sustentável de cargas nos municípios brasileiros. O ministério também forneceu uma estimativa de custos de investimento com base em projetos de magnitude semelhante no Brasil. Além disso, o PLVB foi consultado para confirmar a importância do projeto e indicar possíveis transportadoras a serem consultadas para o experimento piloto. Nenhum outro suporte de será necessário.

IV. BARREIRAS E RISCOS DO PROJETO		
1	Barreiras e riscos do projeto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Até o momento, não foram publicados estudos técnicos, econômicos e ambientais locais sobre mobilidade elétrica em transporte urbano de carga e logística. Esta é a principal barreira de acordo com os <i>stakeholders</i> consultados.</li> <li>• Políticas ainda focadas na restrição da circulação de veículos pesados nas áreas urbanas.</li> <li>• Falta de linhas de crédito específicas para tecnologias alternativas.</li> <li>• Presença maciça de caminhões obsoletos e poluentes.</li> </ul>
2	Condições viabilizadoras	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O Brasil possui importantes fontes de financiamento, mas são necessárias linhas de crédito específicas para VEs.</li> <li>• Incentivos do governo para sucatear caminhões urbanos com MCIs.</li> </ul>
3	Desenvolvimento de políticas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os municípios devem aumentar os benefícios para o uso de caminhões elétricos (áreas de carga e descarga, pedágios urbanos gratuitos etc.).</li> <li>• Campanhas de educação e conscientização com formuladores de políticas, planejadores urbanos e cidadãos.</li> </ul>

V. INFORMAÇÕES ADICIONAIS E DOCUMENTAÇÃO		
1	Benefícios e riscos sociais, econômicos e ambientais	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impacto positivo na idade média da frota de caminhões.</li> <li>• Redução do congestionamento nos centros urbanos.</li> <li>• Conectividade de última milha e maior acessibilidade para veículos sustentáveis.</li> <li>• Redução das expectativas de inflação.</li> <li>• Redução dos custos operacionais e do frete.</li> <li>• Menor necessidade de infraestrutura de recarga em relação aos carros elétricos.</li> <li>• Redução das emissões de poluentes atmosféricos.</li> <li>• Redução de gastos com saúde pública.</li> <li>• Redução do ruído dos MCIs.</li> <li>• Maior segurança energética.</li> <li>• Baterias EV de segunda vida podem ser usadas para equilibrar a rede elétrica.</li> <li>• Impacto positivo na imagem dos veículos elétricos, incentivando os operadores a eletrificar caminhões mais pesados em rotas mais longas.</li> <li>• Indústria nacional fortalecida como exportadora de veículos e componentes na América do Sul.</li> </ul>

V. INFORMAÇÕES ADICIONAIS E DOCUMENTAÇÃO		
2	Potencial transformacional	O projeto pode ser escalável para 49 cidades e regiões metropolitanas brasileiras, todas com mais de 500 mil habitantes.
3	Aprovações/permissoes regulatórias	As atividades deste projeto não necessitam de autorização especial para serem realizadas. No entanto, recomenda-se que um ministério faça a intermediação da assinatura do contrato entre a instituição financiadora e a empresa contratada para desenvolver o estudo, engajando <i>stakeholders</i> e divulgando os resultados.
4	Consulta pública	Espera-se que entrevistas semiestruturadas e/ou um workshop com as principais partes interessadas em mobilidade urbana e empresas de transporte (planejadores urbanos, empresas de transporte, fabricantes, governo, cidadãos etc.) para validação e refinamento dos resultados.
5	Documentação chave e documentos de apoio	Não aplicável.

## Plano de Mitigação do Setor Industrial

*Autores: Otto Hebeda, Bruna Guimarães & Luciana Contador*

## SUMÁRIO

1. Apresentação do Setor .....	4
2. Objetivos .....	5
3. Ações de Mitigação.....	6
3.1. Eficiência Energética .....	6
3.2. Substituição de Combustível .....	7
3.3. Novos Processos de Produção.....	7
4. Instrumentos .....	8
4.1. Linha de Crédito para Eficiência Energética .....	10
4.2. Desburocratização do Acesso ao Crédito para Medidas de Baixo Carbono .....	11
4.3. Precificação de Carbono.....	11
4.4. Criação de um Selo de Eficiência Energética Industrial .....	11
4.5. Consolidação e Disseminação de Tecnologias de Baixo Carbono .....	11
4.6. Realização de Atividades de Treinamento e Campanhas de Conscientização sobre a Adoção de Tecnologias-Chave de Baixo Carbono.....	12
4.7. Regulamentação para Incentivo do Uso de Resíduos como Fonte de Energia .....	12
4.8. Melhorias Regulatórias de Promoção à Reciclagem.....	13
4.9. Criação de Selos de Origem para Lenha de Florestas Energéticas .....	13
4.10. Estabelecimento de Normas para a Substituição de Gases com Alto GWP.....	13
5. Referências.....	15
Anexo 1 – Instrumento Proposto: Programa de Financiamento de Eficiência Energética para a Indústria .....	17
Anexo 2 – Oportunidades de Investimento.....	21
A2.1. Oportunidade de Investimento 1 – Eficiência Energética no Setor Industrial Brasileiro.....	21
A2.2. Oportunidade de Investimento 2 – Aproveitamento de Resíduos como Fonte Alternativa de Energia na Indústria Cimenteira .....	28

## FIGURAS

Figura 1.	Consumo de energia e participação de não fósseis entre 2005 e 2020 na indústria brasileira .....	5
Figura 2.	Histórico de emissões e cenários futuros para a indústria brasileira.....	6
Figura 3.	Esquema de financiamento .....	20
Figura 4.	Localização das fábricas e moinhos de cimento no Brasil. ....	31
Figura 5.	Equipamento típico instalado em fábrica de cimento .....	31

## TABELAS

Tabela 1.	Resumo das ações de mitigação .....	8
Tabela 2.	Indústria – Instrumentos de política e barreiras relacionadas identificadas.....	9
Tabela 3.	Medidas de eficiência energética.....	25
Tabela 4.	Emissões mitigadas pelas medidas de eficiência energética .....	26
Tabela 5.	Custos de mitigação.....	26
Tabela 6.	Redução de emissões na produção de cimento com combustíveis alternativos.....	32

## 1. Apresentação do Setor

A indústria brasileira é a terceira maior emissora de gases de efeito estufa (GEE) entre os setores econômicos, atrás de Agricultura Florestas e Outros Usos do solo (AFOLU) e Transportes. Em 2020, os segmentos industriais emitiram 165 Mt CO<sub>2</sub>e (cerca de 10% do total), sendo as indústrias de Siderurgia, Cimento e Química responsáveis pela maior parte dessa emissão. Nos últimos dez anos, as emissões do setor industrial estagnaram em torno de 160 Mt CO<sub>2</sub>e principalmente devido às crises econômicas que prejudicaram a atividade industrial (Unterstell e La Rovere, 2021).

As emissões no setor industrial provêm de duas fontes principais: (i) consumo de energia e (ii) processo industrial ou uso do produto (IPPU). Em relação ao primeiro uso, a energia é utilizada na indústria para uma ampla gama de fins, como aquecimento e resfriamento de processo, calor direto, ar-condicionado, iluminação e força motriz (EPE, 2018b). O outro tipo de emissões refere-se àquelas provenientes de reações químicas (apesar da combustão) ou do uso de produtos que emitem GEE. Por exemplo, o processo de produção de cimento tem uma etapa intermediária chamada calcinação, onde o calcário se decompõe em óxido de cálcio e dióxido de carbono. No caso do uso de produtos, podemos destacar os fluorocarbonetos, compostos químicos utilizados na produção de alumínio, ou equipamentos de ar-condicionado.

A indústria consome 33% de toda a energia consumida no Brasil (EPE, 2021). Juntamente com o setor de Transportes, são os maiores consumidores de energia. Entre 2005 e 2020, a energia consumida aumentou até 2014, depois diminuiu devido às crises econômicas. Alimentos e Bebidas, Siderurgia e Papel e Celulose são os principais segmentos em termos de consumo de energia. Juntos, eles respondem por 63% da energia consumida. A indústria brasileira se destaca pela alta participação de combustíveis não fósseis, principalmente a biomassa. A participação dos combustíveis não fósseis é superior a 60% desde 2005. A Figura 1 mostra as principais fontes de energia consumidas na indústria brasileira e a participação dos não fósseis entre 2005 e 2020. Alimentos e bebidas e Papel e Celulose utilizam a energia de seus coprodutos energéticos. O bagaço de cana e o licor negro respondem por 70% e 52% do consumo de energia de alimentos e bebidas, papel e celulose, respectivamente. Além disso, o carvão vegetal é a segunda fonte de energia mais consumida pela siderurgia (EPE, 2021)

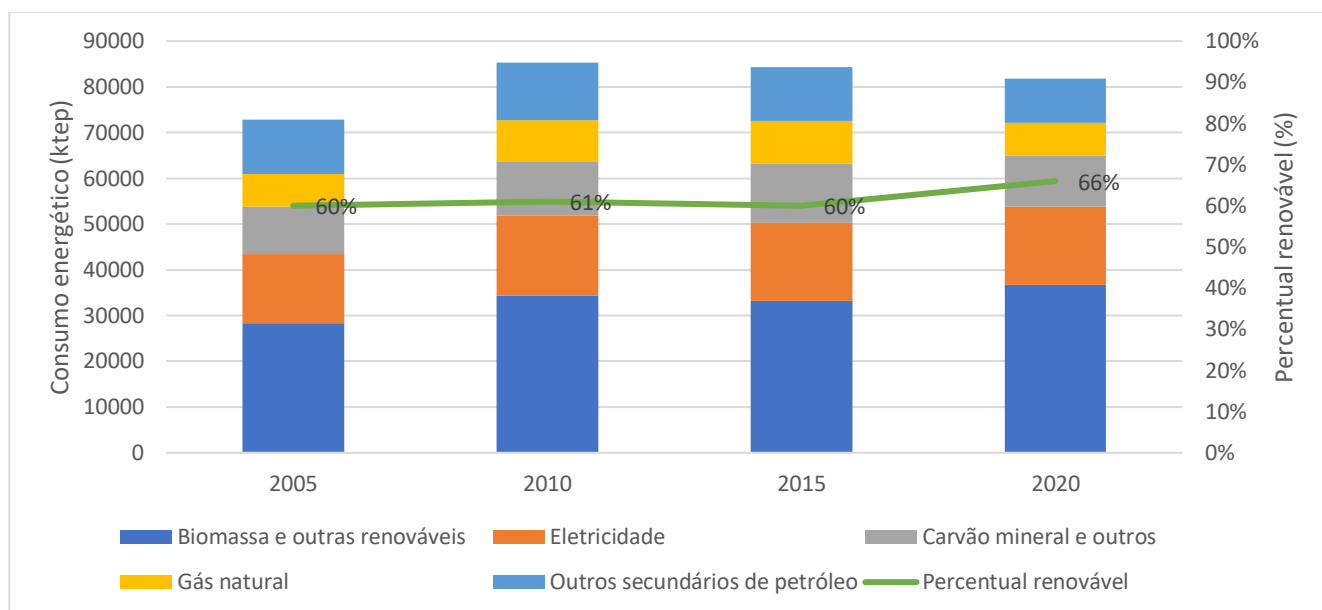


Figura 14. Consumo de energia e participação de não fósseis entre 2005 e 2020 na indústria brasileira

Fonte: EPE, 2021

As indústrias de aço e cimento são responsáveis por mais da metade das emissões totais do setor (Unterstell e La Rovere, 2021). O Brasil é o maior produtor de aço da América Latina e o nono maior produtor do mundo, com capacidade instalada de 50 Mt de Aço por ano (IABR, 2021). Devido à crise econômica, o setor opera com capacidade ociosa de 30%. O nível de produção ficou em torno de 30-35 Mt desde 2005. A indústria brasileira de cimento tem capacidade de produção anual de 100 milhões de toneladas e é a sexta maior do mundo (SNIC, 2019). Entre 2010 e 2014, a produção de cimento aumentou de 60 para 72 Mt. No entanto, caiu para 61 Mt em 2020.

## 2. Objetivos

O plano setorial visa promover a redução das emissões de GEE no setor industrial por meio da melhoria da sua eficiência energética. Estudos anteriores (Unterstell e La Rovere, 2021; La Rovere et al., 2021) mostraram que a eficiência energética é um fator importante na redução de emissões no setor industrial. Portanto, é fundamental abordar um instrumento que possa potencializar os investimentos nessa tecnologia, possibilitando a transição para uma economia de baixo carbono.

A partir do Cenário de Políticas Atuais (do inglês, *Current Policies Scenario* - CPS) e do Cenário de Descarbonização Profunda (do inglês, *Deep Decarbonization Scenario* - DDS) de La Rovere et al. (2021), analisamos as opções de mitigação para a transição para uma economia de baixo carbono. Suas trajetórias de emissões são mostradas na Figura 2. Considerando o CPS, as emissões da indústria brasileira devem crescer de 165 Mt CO<sub>2</sub>e em 2020 para 267 Mt CO<sub>2</sub>e. No DDS, implementando medidas de mitigação, como eficiência energética e substituição de combustível, o nível de emissão foi 34% inferior ao de referência.

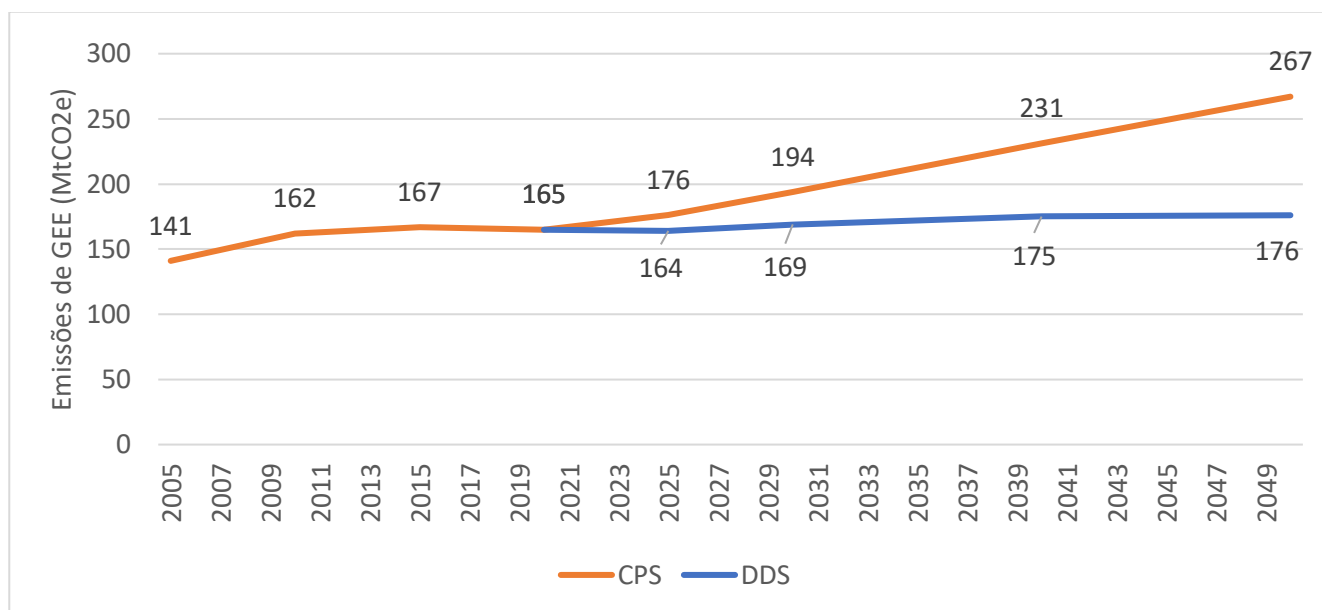


Figura 15. Histórico de emissões e cenários futuros para a indústria brasileira

Fonte: la Rovere et al., 2021

### 3. Ações de Mitigação

Para reduzir as emissões, o setor industrial deve investir em tecnologias de baixo carbono (Bataille et al., 2020; McKinsey, 2018; Worrell & Boyd, 2022). Um conjunto de medidas de mitigação bem conhecidas pode colocar a indústria brasileira no caminho rumo ao "net-zero" sem exigir tecnologias inovadoras. De modo geral, podemos citar três principais medidas de mitigação para o setor industrial: eficiência energética, substituição de combustíveis e novos processos produtivos (Bataille et al., 2018; IEA, 2020a).

#### 3.1. Eficiência Energética

A eficiência energética reúne todas as medidas de mitigação que podem ser aplicadas ao setor industrial para reduzir o consumo específico de um processo. Por exemplo, a injeção de carvão pulverizado pode reduzir o consumo de energia na produção de aço em 0,77GJ/t; controlar a umidade do carvão reduz 0,17GJ/t (Hasanbeigi et al., 2013). O potencial de redução de emissões por meio de tecnologias de eficiência energética está relacionado à diferença entre a eficiência atual e o limite de eficiência. No *International Energy Efficiency Scorecard* (2018), a indústria brasileira ocupa a penúltima posição entre 25 países. Apesar do resultado ruim, isso representa uma importante oportunidade de redução de emissões por meio da redução do consumo de energia das instalações industriais.



### 3.2. Substituição de Combustível

A substituição de combustíveis por outros com menor intensidade de emissão pode ajudar a indústria a reduzir suas emissões. Uma opção pode ser a mudança do carvão ou óleo combustível para o gás natural (Barroso et al., 2020; Mathur et al., 2022). Apesar de ser um combustível fóssil, o gás natural possui menor intensidade de emissão. Outra opção é a utilização de biomassa (carvão vegetal ou resíduos agrícolas) como fonte de energia (Pinto et al., 2018). 40% da matriz energética da indústria brasileira vem da biomassa; O bagaço da cana responde por 17% do total, a segunda maior participação, atrás apenas da energia elétrica (21%) (EPE, 2021).

### 3.3. Novos Processos de Produção

Por fim, outra forma de reduzir as emissões na indústria é mudar o processo produtivo. Por exemplo, na produção de aço, existem três principais rotas de produção no Brasil: alto-forno (BF) a carvão, BF a carvão vegetal ou forno elétrico a arco (Pinto et al., 2018). Aumentar a produção com as duas últimas tecnologias pode reduzir as emissões na indústria siderúrgica.

Para reduções adicionais, a indústria pode usar tecnologias baseadas em tecnologias inovadoras, como hidrogênio e captura de carbono (Griffiths et al., 2021; IEA, 2019; Karakaya et al., 2018; Rochedo et al., 2016). O hidrogênio é uma matéria-prima versátil que pode ser utilizada como fonte de energia em diversos processos industriais. Na indústria siderúrgica, a redução direta usando hidrogênio é frequentemente mencionada como uma tecnologia-chave para atingir metas de "net-zero" (Eurofer, 2013; IEA, 2020b). A Captura, Armazenamento e Uso de Carbono (CCSU) tem um grande potencial de mitigação na indústria brasileira (Rochedo et al., 2016). No entanto, apesar do nível de maturidade das tecnologias inovadoras, elas costumam ter custos elevados. O CCS e o hidrogênio na indústria siderúrgica têm preços de carbono acima de US\$ 100/t CO<sub>2</sub>e. Outra desvantagem é a exigência de infraestrutura para transporte e marcos regulatórios.

O estudo *Deep Decarbonization Pathways - Brazil (DDPBIICS)* analisou como a economia brasileira poderia se tornar "net-zero" até 2050 (La Rovere et al., 2021). Em relação ao setor industrial, uma constatação é que não há necessidade de implementação de tecnologias inovadoras. Isso é possível porque o país tem um grande potencial de reflorestamento, o que pode compensar as emissões do setor (Unterstell e La Rovere, 2021; La Rovere et al., 2021). Utilizando tecnologias de eficiência energética e substituindo combustíveis, é possível reduzir as emissões do setor de 267 para 176 Mt CO<sub>2</sub>e em 2050 a um preço de carbono inferior a USD20/t CO<sub>2</sub>e (La Rovere et al., 2021). A lista das principais premissas para os cenários CPS e DDS é apresentada na Tabela 1.

**Tabela 11.** Resumo das ações de mitigação

Segmento industrial	Medida de Mitigação	Exemplos	Variação entre 2050-2020	
			CPS	DDS
Cimento	Eficiência energética	Múltiplos estágios, melhoria da combustão	↓2,0% ktep/Mt	↓25% ktep/Mt
	Percentual de biomassa	-	-	2,8% → 11%
	Relação clínquer-cimento	Uso de cinzas	-	64% → 52%
Ferro e aço	Carvão vegetal	-	10% → 11%	10% → 15%
	Eficiência energética	Recuperação de calor, CDQ <sup>36</sup> , injeção de carvão	-	↓13% ktep/Mt
Química	Eficiência energética	Recuperação de calor, otimização de processos	↓3,6% ktep/Mt	↓24% ktep/Mt
	Melhorias de processo	-	-	↓23% t CO <sub>2</sub> e/t
Liga de ferro	Eficiência energética	-	↓2,0% ktep/Mt	↓23% ktep/Mt
HFCs	Uso de refrigerantes com baixo GWP	R1234yf, R744	-	↓98% Mt CO <sub>2</sub> e
Resto da indústria	Eficiência energética	-	↓2,8%ktep/Mt	↓21% ktep/Mt

Fonte: La Rovere, 2021

## 4. Instrumentos

Nesta sessão, apresentamos os instrumentos considerados para superar as barreiras relacionadas às principais opções de mitigação do setor. O primeiro passo foi realizar uma revisão da literatura para destacar as principais medidas de mitigação aplicáveis ao setor industrial. Em seguida, agrupamos as medidas em quatro grupos com base na revisão da literatura: (i) eficiência energética e outras melhorias de processo; (ii) mudança de combustível de combustíveis fósseis para energia renovável ou combustíveis alternativos; (iii) nova matéria-prima; e (iv) substituição de gases industriais com alto GWP (Unterstell e La Rovere, 2021; EPE, 2018a; La Rovere et al., 2021; MCTIC & ONU Meio Ambiente, 2017; Worrell et al., 2010; Worrell & Galitsky, 2008).

Em seguida, reunimos um conjunto de barreiras considerando as medidas de mitigação analisadas. Quanto às barreiras, elas podem ser agrupadas em quatro conjuntos: (i) barreiras econômicas e financeiras; (ii) barreiras tecnológicas; (iii) barreiras culturais e (iv) barreiras regulatórias (MCTIC & ONU Meio Ambiente, 2017). Para cada barreira, abordamos instrumentos que poderiam ajudar a superá-las. Após uma série de entrevistas com as partes interessadas (stakeholders), finalmente chegamos a um grupo menor das barreiras e instrumentos mais críticos. A Tabela 2 resume as medidas de mitigação, barreiras e instrumentos considerados na análise. Os instrumentos e barreiras em negrito são os destacados pelos stakeholders nas entrevistas.

<sup>36</sup>Apagamento a seco do coque ou coke dry quenching (CDQ)

**Tabela 12.** Indústria – Instrumentos de política e barreiras relacionadas identificadas

Medidas de mitigação	Barreiras Identificadas	Tipo de barreira	Propostas de Instrumentos de Política
Eficiência energética e outras melhorias de processo	<b>Acesso e custo de crédito</b>	E/F	<b>Linha de crédito para eficiência energética</b>
	Requisitos burocráticos para acesso ao crédito		Diversificação de produtos financeiros
	<b>Alto risco de investimento</b>		Diretrizes uniformes para análise de crédito
	<b>Concorrência com investimentos internos</b>		Redução de impostos para projetos de mitigação
	<b>Altos custos de investimento</b>		<b>Precificação do carbono</b>
	Custos de transação		<b>Desburocratização do acesso ao crédito para medidas de baixo carbono</b>
			Incentivar a participação das Empresas de Economia de Energia (ESCOS) no setor industrial
	Harmonização de políticas e criação de plataformas	R/I	Determinar limites de emissões
	Insegurança jurídica		Metas de redução de emissões
	Falta de instituições que demandem e monitorem investimentos em eficiência energética		Estabelecimento de padrões (energia e emissões)
	Dificuldade em elaborar estudos de viabilidade técnica e financeira		Auditorias energéticas obrigatórias para acesso ao crédito em bancos públicos
	Falta de conhecimento de novas tecnologias e processos		<b>Criação de um Selo de Eficiência Energética Industrial</b>
	Falta de transparência e divulgação dos dados dos programas de eficiência energética		<b>Consolidação e disseminação de tecnologias de Baixo Carbono</b>
			<b>Realização de atividades de treinamento e campanhas de conscientização sobre a adoção de tecnologias-chave de baixo carbono</b>
Substituição de combustíveis fósseis por energia renovável ou combustíveis alternativos	<b>Regulamentos sobre a utilização de resíduos/cogeração</b>	R/I	<b>Regulamentação para incentivo do uso de resíduos como fonte de energia</b>
	Maior complexidade para preenchimento do manifesto de resíduos no caso de reaproveitamento de resíduos para processos industriais		Revisão do manifesto de resíduos para facilitar a reutilização de resíduos em usos industriais
	Conformidade com contratos		Elaborar contratos e seguros para fornecimento de matéria-prima
	<b>Falta de garantia de fornecimento de matéria-prima</b>		<b>Melhorias regulatórias de promoção à reciclagem</b>
	Adoção ou não de medidas mais sustentáveis não influencia muito do processo de licenciamento		<b>Criação de Selos de origem para lenha de florestas energéticas</b>
Novas matérias-primas	Resistência a mudanças nas práticas de produção	R/I	<b>Consolidação e disseminação de tecnologias de Baixo Carbono</b>
	Falta de credibilidade e conhecimento		<b>Realização de atividades de treinamento e campanhas de conscientização sobre a adoção de tecnologias-chave de baixo carbono</b>
	Maior complexidade para preenchimento do manifesto de resíduos no caso de reaproveitamento de resíduos para processos industriais		Revisão do manifesto de resíduos para facilitar a reutilização de resíduos em usos industriais

Medidas de mitigação	Barreiras Identificadas	Tipo de barreira	Propostas de Instrumentos de Política
	Complexidade logística para adoção da reciclagem		Financiamento de P&D
	<b>Regulamentos sobre o uso de resíduos</b>		Construindo Capacidade Técnica
	Conformidade com contratos		<b>Melhorias regulatórias promovendo a reciclagem</b>
	<b>Falta de garantia de fornecimento de matéria-prima</b>		Criação de Selos de origem para lenha de florestas energéticas
	Adoção ou não de medidas mais sustentáveis não influencia muito do processo de licenciamento		Diferenciar o processo de licenciamento ambiental para indústrias com medidas mais sustentáveis
	Questões fundiárias para a expansão das florestas plantadas		Promover maior integração do planejamento industrial com o planejamento florestal
Substituição de gases industriais de alto GWP	Resistência dos produtores em mudar o produto	R/I	<b>Estabelecimento de padrões</b>
	<b>Ausência de regulamentação incentivando novos produtos</b>		Criar um regulamento para incentivar novos produtos ou proibir produtos antigos
	Custos mais altos de refrigerantes de baixo impacto	E/F	Capacitação
	Custos com substituição/atualização de equipamentos convencionais por outros que suportam refrigerantes de baixo GWP		<b>Estabelecimento de padrões</b>
			Regulamentação incentivando novos produtos ou proibindo produtos antigos

Fonte: Autores

#### 4.1. Linha de Crédito para Eficiência Energética

A eficiência energética pode reduzir as emissões no setor industrial. No entanto, os entraves financeiros são uma das principais preocupações das empresas do setor. A criação de linhas de crédito específicas para eficiência energética no setor industrial poderia ajudar a promover essa medida de mitigação. Já existem linhas de crédito para eficiência energética no Brasil, mas elas focam em equipamentos elétricos ou na inserção de geração renovável de eletricidade. É importante abordar o apoio financeiro a projetos que visam a melhoria da eficiência energética em processos e equipamentos que consomem combustíveis fósseis.

Um exemplo típico de uma linha de crédito de eficiência energética começa com o doador, que pode ser uma Instituição Financeira Internacional (por exemplo, Banco Interamericano de Desenvolvimento) ou o Governo. Eles fornecem fundos para instituições financeiras locais que irão emprestar para projetos de eficiência energética. Assistência técnica e especialistas apoiam o governo e as instituições financeiras locais para fornecer orientação sobre projetos e equipamentos de eficiência energética (Banco Mundial, 2014; Wu et al., 2018).

O sucesso da linha de crédito dependeria da participação e aprovação das instituições financeiras que promoveriam a linha de crédito. Também dependeria da participação das empresas privadas, que deverão ser instruídas quando o projeto for aprovado, para adquirir a linha de crédito.

O Brasil já possui uma estrutura financeira para apoiar projetos de mitigação de emissões. O Fundo Clima é um fundo de financiamento de estudos e projetos de redução de emissões de gases de efeito estufa ou de adaptação às mudanças climáticas. O BNDES e o Ministério do Meio Ambiente (MMA) são os responsáveis pela gestão. O

Fundo Clima possui nove subprogramas financeiros: (i) mobilidade urbana; (ii) Cidades sustentáveis; (iii) Máquinas e equipamentos eficientes; (iv) Energia renovável; (v) Resíduos sólidos; (vi) Carvão vegetal; (vii) Mata Nativa; (viii) Serviços e gestão de carbono; e (vii) projetos inovadores. No entanto, nenhum desses subprogramas tem como foco projetos de baixo carbono no setor industrial (BNDES, 2020).

#### 4.2. Desburocratização do Acesso ao Crédito para Medidas de Baixo Carbono

Outro importante instrumento financeiro é a desburocratização do acesso ao crédito para medidas de baixo carbono. Apesar dos juros altos, a segunda grande dificuldade para as empresas acessarem o crédito é o nível de garantias reais e o processo lento e burocrático. Portanto, simplificar as exigências de garantia impostas pelas instituições financeiras é um importante instrumento para facilitar o acesso ao crédito. Além disso, a criação de diretrizes para crédito aprimora o processo financeiro devido à padronização de processos e informações.

#### 4.3. Precificação de Carbono

A precificação do carbono é um mecanismo para impulsionar o comportamento econômico ao capturar os custos externos das emissões de gases de efeito estufa. No geral, existem dois tipos de mecanismos políticos chave: (i) imposto sobre o carbono e (ii) Sistemas de Comércio de Emissões (ETS). A taxa de carbono compreende um preço pago pelo GEE emitido. O ETS estabelece um limite para as emissões de um determinado setor e permite que empresas com emissões mais baixas vendam suas licenças para empresas que excedam seus limites de emissões. O setor industrial brasileiro estabeleceu sua preferência pelo SCE. Segundo a Confederação Nacional da Indústria, o SCE promove a inovação e a competitividade sem aumentar a carga tributária (CNI, 2021). Para mais informações sobre Carbon Pricing e ETS, veja o capítulo Finanças.

#### 4.4. Criação de um Selo de Eficiência Energética Industrial

A criação de uma certificação de eficiência energética industrial, como o Energy Star, poderia ser implantada para incentivar as melhores práticas e equipamentos do setor. O Brasil já possui um selo para equipamentos de eficiência energética. No entanto, considera apenas equipamentos elétricos.

#### 4.5. Consolidação e Disseminação de Tecnologias de Baixo Carbono

De acordo com Pigato et al. (2020), a implantação de tecnologias de baixo carbono (LCT) existentes poderia reduzir em dois terços as reduções de emissões necessárias até 2030. Isso mostra como a barreira de acesso a informações e tecnologias é relevante, principalmente em países de baixa renda. Portanto, facilitar o acesso a essas tecnologias é uma forma de ampliar o leque de opções de mitigação para as indústrias.

A transferência de tecnologia pode ser facilitada pela formação de capital humano e institucional, apoiando o investimento em LCT por meio de mecanismos de mitigação de risco e introduzindo políticas que apoiem a adoção de LCT. A aplicação dessas políticas dependeria de ações governamentais, com a participação do MCTI, de instituições financiadoras, de institutos de pesquisa e das próprias empresas.

#### 4.6. Realização de Atividades de Treinamento e Campanhas de Conscientização Sobre a Adoção de Tecnologias-Chave de Baixo Carbono

As atividades de treinamento e campanhas visam a divulgação de LCTs como o instrumento anterior. No entanto, neste caso, o objetivo não é superar barreiras financeiras e políticas, mas barreiras comportamentais. Segundo o MCTIC & ONU Meio Ambiente (2017), a falta de conhecimento sobre novas tecnologias e processos somada à uma aversão cultural em mudar as práticas, podem ser apontadas como obstáculos para a implementação de estratégias de mitigação no setor industrial brasileiro (MCTIC & ONU Meio Ambiente, 2017).

#### 4.7. Regulamentação para Incentivo do Uso de Resíduos como Fonte de Energia

A criação de regulamentações que incentivem o uso de resíduos como fonte de energia pode beneficiar diversas indústrias. Uma das soluções para redirecionar os resíduos dos aterros para as indústrias é a implementação de uma taxa de aterro.

A Política Nacional de Resíduos Sólidos (NPRS), instituída pela Lei Federal n. 12.305/2010, recomenda que os municípios elevem a gestão de resíduos na chamada hierarquia, na parte inferior da qual está o aterro sanitário. No entanto, 98,46% dos resíduos coletados em 2019 tiveram a destinação menos recomendada pela legislação (aterro ou lixão) (Brasil, 2020). A adoção de um imposto sobre aterros sanitários poderia ajudar a afastar os resíduos dos aterros sanitários e incentivar alternativas de descarte ambientalmente preferíveis, como o coprocessamento. A criação de uma taxa de aterro sanitário deve ser analisada e implementada pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA). Além disso, a taxa de aterro com taxa de resíduos, instituída em 2020 pelo Marco Legal do Saneamento Básico, poderia tornar o coprocessamento acessível aos municípios e aumentar a vida útil dos aterros sanitários. Assim, os municípios poderiam firmar contratos com as indústrias de cimento para a destinação mais adequada de parte de seus resíduos.

A criação de uma Taxa de Aterro exigirá uma equipe técnica para o desenvolvimento de aspectos ambientais e potenciais energéticos; uma equipe jurídica para os aspectos regulatórios; e uma equipe econômica para estimar o valor do imposto.

Uma das indústrias que podem se beneficiar com a criação de uma taxa de aterro é a indústria de cimento. A utilização de combustíveis alternativos no processo produtivo reduz a quantidade de combustíveis fósseis, contribuindo para a redução dos gases de efeito estufa por apresentarem menor fator de emissão de CO<sub>2</sub>. Assim, emitem menos carbono para gerar a mesma quantidade de energia.

Cerca de 60% das fábricas integradas possuem fornos licenciados para coprocessamento de resíduos. Assim, menos da metade das fábricas teriam que se adaptar ao coprocessamento de resíduos. Com a produção de RDF pelas cimenteiras, algumas necessitarão estabelecer um sistema de coleta seletiva, triagem de materiais e processamento para tornar o resíduo (RSU) incinerável.

De acordo com o SNIC (2019), considerando as características atuais dos setores de cimento e resíduos, espera-se que os primeiros projetos utilizando CDR ocorram nas regiões sudeste e sul, seguidas pelas regiões centro-oeste, nordeste e norte. Isso se explica pelo fato de a região sudeste abrigar 53% dos resíduos coletados no Brasil e

cerca de 38% das fábricas dentro dos critérios viáveis para implantação do CDR. A região nordeste abriga 22% dos resíduos coletados no Brasil e 19% das fábricas dentro dos critérios viáveis. A região sul abriga 11% dos resíduos coletados e 19% de fábricas viáveis. A região centro-oeste abriga 8% dos resíduos coletados e 19% de fábricas viáveis. Por fim, a região norte abriga 6% dos resíduos coletados e 5% de fábricas viáveis.

Algumas outras ações podem ser desenvolvidas para aumentar a utilização de resíduos como fonte de energia na indústria cimenteira, tais como: Subsídios ao transporte de resíduos destinados ao coprocessamento; Benefícios fiscais e trabalhistas para minimizar os custos de transporte; Fortalecimento/Incentivo à criação de cooperativas de triagem e catadores; Campanhas de conscientização com formuladores de políticas públicas, planejadores urbanos e usuários atuais e potenciais.

#### 4.8. Melhorias Regulatórias de Promoção à Reciclagem

O sistema tributário atual tem um efeito cumulativo sobre os materiais reciclados. Devido à sua cadeia produtiva, os materiais reciclados têm mais impostos cumulativos do que os materiais virgens. Portanto, eliminar o aspecto cumulativo do sistema tributário pode aumentar a reciclagem do Brasil (CNI, 2018). Outra melhoria pode ser feita eliminando a necessidade de declarar um valor na fatura. Às vezes, o material reciclado só tem valor após o processo de separação.

#### 4.9. Criação de Selos de Origem para Lenha de Florestas Energéticas

O desmatamento é uma das principais preocupações no Brasil, por isso é importante diminuir o uso de florestas nativas como fonte de energia no setor industrial. No entanto, este não é um objetivo simples de alcançar, especialmente considerando a grande extensão territorial do país e as limitações associadas às inspeções.

Atualmente, o transporte e armazenamento de produtos florestais de origem nativa está vinculado à emissão de uma licença: o Documento de Origem Florestal (DOF), instituído pela Portaria nº 253/2006 do Ministério do Meio Ambiente (MMA) (IBAMA, 2016).

No caso da lenha de florestas energéticas, a existência de um selo garantindo a origem do material poderia diminuir o uso de florestas nativas e estimular as empresas a investirem em florestas energéticas (MCTIC e ONU Meio Ambiente, 2017).

#### 4.10. Estabelecimento de Normas para a Substituição de Gases com Alto GWP

O estabelecimento de normas para equipamentos que utilizam gases de alto GWP pode ser uma forma de incentivar as opções de baixo GWP em refrigeradores e condicionadores de ar. Além disso, uma regulamentação que proíba novos equipamentos que utilizem gases de alto GWP é um importante instrumento para reduzir as emissões no uso de produtos (Comissão Europeia, 2016).

Em relação à regulamentação no Brasil, o país é signatário do Protocolo de Montreal e a Emenda de Kigali foi aprovada no país em 5 de agosto de 2022. O Brasil precisa agora depositar a documentação legal necessária na

ONU para entrar na lista de países que já aderiram ratificou a Emenda e usufrui de seus benefícios (Kigali Network, 2022).



## 5. Referências

- ACEEE. (2018). The 2018 International Energy Efficiency Scorecard. American Council for an Energy-Efficient Economy, June, 125. <https://doi.org/Report Number E1602>
- Barroso, L. A., Kelman, R., & Gaspar, L. de S. (2020). Panorama e Perspectivas para o Gás Natural no Brasil. Editora Brasil Energia, 1–58.
- Bataille, C., Åhman, M., Neuhoff, K., Nilsson, L. J., Fishedick, M., Lechtenböhmer, S., Solano-Rodriguez, B., Denis-Ryan, A., Stiebert, S., Waisman, H., Sartor, O., & Rahbar, S. (2018). A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement. *Journal of Cleaner Production*, 187, 960–973. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.03.107>
- Bataille, C., Waisman, H., Briand, Y., Svensson, J., Vogt-Schilb, A., Jaramillo, M., Delgado, R., Arguello, R., Clarke, L., Wild, T., Lallana, F., Bravo, G., Nadal, G., le Treut, G., Godínez, G., Quiros-Tortos, J., Pereira, E., Howells, M., Buira, D., ... Imperio, M. (2020). Net-zero deep decarbonization pathways in Latin America: Challenges and opportunities. *Energy Strategy Reviews*, 30. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100510>
- BNDES. (2020). Fundo Clima. <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima>
- BNDES. (2022a). BNDES Finame - Baixo Carbono. <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/>
- BNDES. (2022b). BNDES Finem - Meio Ambiente - Eficiência Energética. <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-eficiencia-energetica>
- Brasil. (2020). Ministério do Desenvolvimento Regional. Secretaria Nacional de Saneamento - SNS. Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento: Diagnóstico do Manejo de Resíduos Sólidos Urbanos - 2019.
- CNI. (2021). CNI apoia regulamentação de mercado de carbono no Brasil - Agência de Notícias da Indústria. <https://noticias.portaldaindustria.com.br/posicionamentos/cni-apoia-regulamentacao-de-mercado-de-carbono-no-brasil/>
- EPE. (2018a). Análise da Eficiência Energética em Segmentos Industriais Selecionados.
- EPE. (2018b). Análise Da Eficiência Energética Em Segmentos Industriais Selecionados - Apresentação dos principais resultados do Projeto. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/projeto-de-assistencia-tecnica-dos-setores-de-energia-e-mineral-projeto-meta>
- EPE. (2021). Balanço Energético Nacional.
- Eurofer. (2013). A Steel Roadmap for A Low Carbon Europe. In Eurofer. [http://www.nocarbonation.net/docs/roadmaps/2013-Steel\\_Roadmap.pdf](http://www.nocarbonation.net/docs/roadmaps/2013-Steel_Roadmap.pdf)
- European Commission. (2016). Fluorinated greenhouse gases. <http://ec.europa.eu/clima/policies/f-gas/>
- Griffiths, S., Sovacool, B. K., Kim, J., Bazilian, M., & Uratani, J. M. (2021). Industrial decarbonization via hydrogen: A critical and systematic review of developments, socio-technical systems and policy options. *Energy Research and Social Science*, 80(July), 102208. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102208>
- GVces. (2016). IMPLEMENTAÇÃO DO PLANO INDÚSTRIA DE BAIXO CARBONO PROPOSTAS DE FOMENTO PARA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NA INDÚSTRIA RELATÓRIO COMPLETO CENTRO DE ESTUDOS EM SUSTENTABILIDADE DAFUNDAÇÃO GETULIO VARGAS (GVces / FGV-EAESP).
- Hasanbeigi, A., Morrow, W., Sathaye, J., Masanet, E., & Xu, T. (2013). A bottom-up model to estimate the energy efficiency improvement and CO<sub>2</sub> emission reduction potentials in the Chinese iron and steel industry. *Energy*, 50(1), 315–325. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.10.062>
- IABR. (2021). Anuário Estatístico 2021. [https://acobrasil.org.br/site/wp-content/uploads/2021/07/Anuario\\_Completo\\_2021.pdf](https://acobrasil.org.br/site/wp-content/uploads/2021/07/Anuario_Completo_2021.pdf)
- IBAMA. (2016). Documento de Origem Florestal. <http://www.ibama.gov.br/flora-e-madeira/dof/o-que-e-dof>
- IEA. (2019). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. Proposed Documents for the Japanese Presidency of the G20, June, 203.
- IEA. (2020a). Energy Technology Perspectives 2020. <https://doi.org/10.1787/ab43a9a5-en>
- IEA. (2020b). Iron and Steel Technology roadmap : Towards more sustainable steelmaking. 3, 190. [www.iea.org](http://www.iea.org)

- Karakaya, E., Nuur, C., & Assbring, L. (2018). Potential transitions in the iron and steel industry in Sweden: Towards a hydrogen-based future? *Journal of Cleaner Production*, 195, 651–663. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.05.142>
- la Rovere, E. L., Dubeux, C. B. S., Wills, W., Walter, M. K. C., Napolini, G., Hebeda, O., Gonçalves, D. N. S., Goes, G. v, Agosto, M. D., Nogueira, E. C., Cunha, H. F., Gesteira, C., Treut, G. le, Cavalcanti, G., & Bermanzon, M. (2021). Policy Lessons on Deep Decarbonization in Large Emerging Economies, Brazil (Issue November).
- Mathur, S., Gosnell, G., Sovacool, B. K., Furszyfer, D. D., Rio, D., Griffiths, S., Bazilian, M., & Kim, J. (2022). Industrial decarbonization via natural gas : A critical and systematic review of developments, socio-technical systems and policy options. *Energy Research & Social Science*, 90(February), 102638. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102638>
- McKinsey. (2018). Decarbonization of industrial sectors: the next frontier. McKinsey & Company, June, 68. [https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Business Functions/Sustainability and Resource Productivity/Our Insights/How industry can move toward a low carbon future/Decarbonization-of-industrial-sectors-The-next-frontier.ashx](https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Business%20Functions/Sustainability%20and%20Resource%20Productivity/Our%20Insights/How%20industry%20can%20move%20toward%20a%20low%20carbon%20future/Decarbonization-of-industrial-sectors-The-next-frontier.ashx)
- MCTIC, & ONU Meio Ambiente. (2017). Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) em Setores-Chave do Brasil.
- Ozone Secretariat. (2016). The Kigali Amendment (2016): The amendment to the Montreal Protocol agreed by the Twenty-Eighth Meeting of the Parties (Kigali, 10-15 October 2016). <http://ozone.unep.org/en/handbook-montreal-protocol-substances-deplete-ozone-layer/41453>
- Pigato, M., Black, S., Dussaux, D., Mao, Z., McKenna, M., Rafaty, R., & Touboul, S. (2020). Technology Transfer and Innovation for Low-Carbon Development (Internatio). The World Bank. <https://doi.org/10.1596/978-1-4648-1500-3>
- Pinto, R. G. D., Szklo, A. S., & Rathmann, R. (2018). CO<sub>2</sub> emissions mitigation strategy in the Brazilian iron and steel sector- From structural to intensity effects. *Energy Policy*, 114(June 2017), 380–393. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.040>
- Rede Kigali (2022). EMENDA DE KIGALI. <https://kigali.org.br/emenda-de-kigali/>
- Rochedo, P. R. R., Costa, I. V. L., Império, M., Hoffmann, B. S., Merschmann, P. R. D. C., Oliveira, C. C. N., Szklo, A., & Schaeffer, R. (2016). Carbon capture potential and costs in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, 131, 280–295. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.05.033>
- SNIC. (2019). Roadmap tecnológico do cimento.
- The World Bank. (2014). Designing Credit Lines for Energy Efficiency.
- Unterstell and La Rovere (2021). Climate and Development: Visions for Brazil 2030. Available at: <[www.climaesociedade.org](http://www.climaesociedade.org)>. Accessed on 01 January 2022.CNI. (2018). Economia circular: o uso eficiente dos recursos.
- Worrell, E., Blinde, P., Neelis, M., Blomen, E., & Masanet, E. (2010). Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the U. S. Iron and Steel Industry.
- Worrell, E., & Boyd, G. (2022). Bottom-up estimates of deep decarbonization of U.S. manufacturing in 2050. *Journal of Cleaner Production*, 330(November 2021), 129758. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129758>
- Worrell, E., & Galitsky, C. (2008). Energy efficiency improvement and cost saving opportunities for cement making. Ernest Orlando Lawrence. Berkeley National Laboratory. Na Energy Star Guide for Energy and Plant Managers. Environmental Energy Technologies Division.
- Wu, Y., Singh, J., & Tucker, D. K. (2018). Financing Energy Efficiency, Part 2: Credit Lines. Financing Energy Efficiency, Part 2: Credit Lines. <https://doi.org/10.1596/30386>

## Apêndice 1 – Instrumento Proposto: Programa de Financiamento de Eficiência Energética para a Indústria

A redução do consumo específico é uma das principais medidas para mitigar as emissões de GEE. No entanto, os custos de investimento dessas tecnologias são a principal barreira. As emissões provenientes do consumo de energia representam 42% do total emitido pela indústria no Brasil. Segundo Unterstell e La Rovere (2021), medidas de eficiência energética podem reduzir as emissões de GEE em 5,4% até 2030 e 14% até 2050, das tecnologias, acesso ao crédito e custo.

Este projeto criará um programa financeiro para melhorar os investimentos em eficiência energética na indústria brasileira. Consiste na criação de uma linha de crédito específica para eficiência energética na indústria pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) com o apoio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)/Ministério de Minas e Energia (MME) para promoção e monitoramento da eficiência energética os resultados. O BNDES é uma empresa pública vinculada ao Ministério da Economia que visa investir na economia brasileira, com foco no longo prazo. A EPE também é uma empresa pública com o objetivo de apoiar o MME, fornecendo pesquisas e estudos sobre planejamento energético no Brasil. O BNDES pode criar a linha de crédito por decisão da diretoria.

O BNDES possui uma carteira diversificada de linhas de crédito para projetos industriais ou ambientais. **BNDES - FINEM** é uma linha de crédito destinada a financiar investimentos para melhoria da capacidade produtiva (BNDES, 2022b). Possui subprogramas específicos para eficiência energética, mudanças climáticas e energia limpa. Todos os fornecedores de equipamentos devem requerer o credenciamento junto ao Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial e PROCEL. As taxas de juros são iguais à Taxa Longa de Prazo (TLP), que equivale a IPCA+4,99% ao ano, mais a taxa do BNDES (1,05% ao ano) e a taxa da instituição financeira, negociada entre o banco local e o cliente.

**BNDES - Finame** é uma linha de crédito para aquisição de máquinas e equipamentos previamente credenciados no sistema bancário (BNDES, 2022a). Possui um subprograma denominado Baixo Carbono, uma linha de crédito para aquisição de equipamentos ou maquinários que possam contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa. As taxas de juros são iguais à TLP mais a taxa do BNDES (0,95% ao ano) e à taxa das instituições financeiras locais, não superior a 3,5% ao ano. Todos os produtos devem ser novos, produzidos no Brasil e credenciados no sistema BNDES (CFI).

**BNDES - Meio Ambiente** possui linhas de crédito específicas para eficiência energética, mudanças climáticas e energia limpa (BNDES, 2022b). O **BNDES - Fundo Clima** tem por objetivo “apoiar a implantação de projetos, a aquisição de equipamentos e maquinários e o desenvolvimento tecnológico relacionado à redução de gases de efeito estufa”. Todas as linhas de crédito exigem que os equipamentos ou máquinas objeto de financiamento sejam nacionais e cadastrados no sistema bancário.

As linhas de crédito existentes para eficiência energética ou tecnologias de baixo carbono não são exclusivas do setor industrial e focam equipamentos de consumo elétrico. O foco no setor industrial evitará a competição por crédito entre os setores. Por exemplo, os projetos de painéis solares consumiram todos os recursos do 'Fundo Clima - Máquinas Eficientes' (R\$ 560 milhões ou US\$ 140 milhões) (GVces, 2016). Além disso, as principais indústrias de emissão de processos são intensivas no consumo de combustíveis fósseis. Por isso, investir em tecnologias de eficiência energética diferentes dos equipamentos de consumo elétrico é fundamental.

### **Objetivo do projeto**

O objetivo do projeto é reduzir as emissões de GEE na indústria por meio de um programa de eficiência energética. Consiste na criação de uma linha de crédito específica para as medidas de eficiência energética no setor, bem como na divulgação de informações e diálogo político. Também podemos destacar como objetivos complementares a promoção do desenvolvimento sustentável e a melhoria da competitividade e produtividade da indústria brasileira.

### **Parceiros**

Os principais parceiros deste projeto são: (i) o BNDES e as instituições financeiras locais que fornecerão o capital e o suporte para viabilizar os investimentos, (ii) o Gabinete de Pesquisas Energéticas com (iii) o Ministério de Minas e Energia, que fornece suporte na elaboração da linha de crédito, diálogo político e disseminação de informações, monitoramento da energia e emissões mitigadas, (iv) empresas do setor que irão adquirir os equipamentos e serviços, e (v) fornecedores de equipamentos e serviços.

### **Beneficiários do projeto**

Os principais beneficiários do projeto são: (i) as instituições financeiras locais responsáveis por fornecer os empréstimos, (ii) as indústrias através da redução dos custos de energia e da dependência de combustíveis fósseis, e (iii) ESCOs que podem fornecer serviços de energia economia para as empresas do setor. Como beneficiário indireto, podemos citar o próprio país pela redução dos impactos ambientais ligados à produção e consumo de combustíveis fósseis. Além disso, há também o benefício da redução dos riscos de desabastecimento, como observado nos últimos anos com a Covid-19 e a guerra russo-ucraniana.

### **Indicadores de projeto**

Para acompanhar os resultados do projeto, propomos três indicadores-chave: (i) economia de energia, em MegaJoules (MJ) por ano, (ii) quantidade de GEE mitigado, em t CO<sub>2</sub>e, dos investimentos em eficiência energética, (iii) o montante de investimento previsto para projetos de eficiência energética.

### **Descrição do projeto**

O projeto consiste em quatro componentes principais. O primeiro componente diz respeito aos investimentos em eficiência energética que irão criar a linha de crédito e dar suporte às instituições financeiras. O segundo componente é a assistência prestada às instituições financeiras participantes. O terceiro componente

compreende a promoção de tecnologias de eficiência energética e a promoção do diálogo político sobre eficiência energética. Por fim, o quarto componente monitorará e verificará a quantidade de energia economizada e as emissões mitigadas pelo projeto.

### **Escopo do projeto**

O escopo do programa deve ser as indústrias de transformação. Eles podem ser fragmentados em (i) Ferro e Aço, (ii) Cimento, (iii) Químico, (iv) Liga de Ferro, (v) Não Ferroso, (vi) Cerâmico, (vii) Têxtil, (viii) Alimentos e bebidas, (ix) Papel e Celulose, (x) Mineração e Pelotização, (xi) e outras indústrias.

As instituições financeiras do programa podem ser divididas em duas. O primeiro é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), o banco público federal que concede financiamento de longo prazo para promover o desenvolvimento nacional. A segunda são as instituições financeiras locais que fariam o pagamento ao fornecedor de tecnologia de eficiência energética e receberiam o requisito financeiro. Atualmente, são mais de 60 instituições financeiras locais credenciadas pelo BNDES.

**Componente 1** – Empréstimos para Investimento em Eficiência Energética. Pode ser concebido como mais um subprograma do BNDES FINAME nos mesmos moldes do Baixo Carbono ou do Fundo Clima. O BNDES concede empréstimos a instituições financeiras locais a uma taxa fixa de 0,95-1,05% ao ano. As instituições financeiras locais definem suas taxas de juros com base nas condições de mercado para cobrir os custos e gerar lucro. No entanto, o BNDES pode estabelecer um limite da mesma forma que o Baixo Carbono (3,50 – 4,99%).

Um dos principais diferenciais da nova linha de crédito é a isenção do credenciamento das tecnologias no sistema BNDES (CFI). Os projetos financiáveis devem ser quaisquer daqueles que possam melhorar a eficiência energética da instalação industrial, reduzindo as emissões de GEE. A modalidade de financiamento pode ser a mesma do BNDES FINAME. Considerando os resultados nos DDP BIICs, o investimento necessário é de aproximadamente \$ 10.000 milhões até 2030 para reduzir 40 Mt CO<sub>2</sub>e. No entanto, dois subsetores industriais importantes, aço e cimento, representam 62% desse total de emissões evitadas com um investimento de apenas US\$ 1.000.

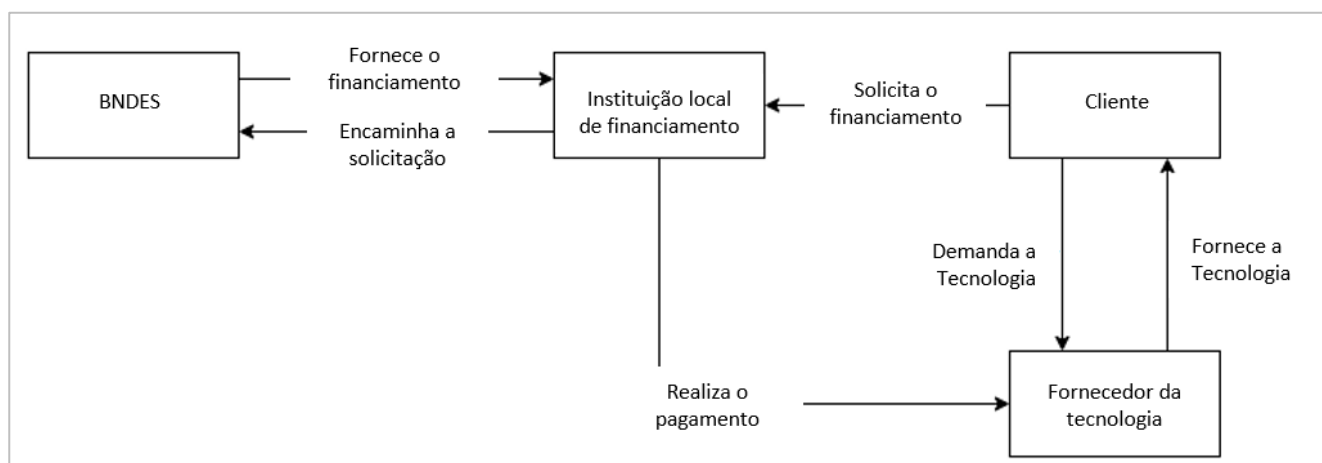


Figura 16. Esquema de financiamento

**Componente 2** - Auxílio às instituições financeiras participantes: o programa auxiliará as instituições financeiras por meio (i) da criação e organização do negócio de empréstimo de eficiência energética; (ii) desenvolvimento de instrumentos de financiamento relacionados à conservação de energia e ferramentas de gestão de risco; (iii) desenvolver workshops para apresentação de cases de sucesso dos projetos apoiados pelas instituições financeiras para promover a eficiência energética.

**Componente 3** - Divulgação de informação. O programa de financiamento de eficiência energética fornecerá (i) diálogo com as partes interessadas, (ii) estudos, avaliações, conscientização, treinamento e outras informações sobre a disseminação de eficiência energética e suas tecnologias.

**Componente 4** - Monitoramento e verificação da conservação de energia e redução de emissões: o programa apoiará a implementação do monitoramento e verificação da conservação de energia dos subprojetos financiados pelas instituições financeiras.

### **Resultados esperados**

A criação de uma linha de crédito para eficiência energética na indústria trará benefícios de curto e médio prazo, como a redução do consumo de energia por meio da implementação de tecnologias energeticamente eficientes e a mitigação das emissões decorrentes da queima de combustíveis fósseis como fonte de energia. Muitas medidas de eficiência energética podem resultar em economia no processo produtivo, melhorando a competitividade da indústria brasileira. Além disso, a redução do consumo específico diminui a dependência dos combustíveis fósseis e suas flutuações de preço, aumentando a segurança da produção.

Esses investimentos em tecnologias e serviços de eficiência energética podem gerar empregos diretos e indiretos. Os investimentos em eficiência energética exigirão construção, projetos de modernização ou consultoria de trabalhadores. Empregos indiretos são criados na cadeia de suprimentos para suportar os investimentos necessários.

## Apêndice 2 – Oportunidades de Investimento

### A2.1. Oportunidade de Investimento 1 – Eficiência Energética no Setor Industrial Brasileiro

I. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROJETO		
1	Título da atividade de projeto (PA)	Eficiência energética no setor industrial brasileiro
2	Escala da atividade do projeto	Pode ser de pequena ou grande escala, dependendo do tamanho do projeto. A definição de pequena escala é do Clean Mechanism Development (CDM): "as atividades do projeto, também conhecidas como outras atividades do projeto, devem ser limitadas àquelas que resultam em reduções de emissão menores ou iguais a 60 kt CO <sub>2</sub> equivalente anualmente."
3	Localização da atividade do projeto	Nacional
4	Tecnologia / serviço / outros	Reducing energy consumption by improving energy efficiency is one of the pathways to reducing emissions in these sectors. The project activity involves the adoption of energy efficiency measures. There are many options for the industry sector to reduce its specific consumption. Heat Recovery, Process Control, and Optimization are examples of measures that can be applied in all industries. Specific measures also can improve energy efficiency. We can highlight Natural Gas Injection and Coke Dry Quenching for iron and steel production. For cement production, increase the number of stages of pre-heaters. Table 3 contains a list of some of the efficiency measures that can be adopted in different industries.
5	Setor econômico	Industrial e Manufatura
6	Redução média anual de emissões de GEE (t CO <sub>2</sub> e)	A média anual de emissões evitadas de GEE chegaria a 10,3 Mt CO <sub>2</sub> e/ano a partir de 2030
7	Data	Esta planilha de projeto foi escrita em outubro de 2021. A data de início da atividade do projeto exigiria o desenvolvimento de uma linha de crédito por uma instituição financeira.
8	Informações de Contato	Primeiro representante: Otto Hebeda, Pesquisador, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro Dados de contato do primeiro representante: ottohebeda@ppe.ufrj.br / +55 21 99390-6680  Segunda representante: Bruna Guimarães, Pesquisadora, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro Dados de contato do segundo representante: brunasvg@ppe.ufrj.br/ +55 21 96528-0380
II. DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES DO PROJETO		
1	Descrição do projeto	O setor industrial reúne uma ampla gama de produtos e processos. O cimento e o aço destacam-se no consumo de energia e nas emissões. No Brasil, esses setores respondem por metade das emissões da indústria. Com a crescente preocupação com a produção mais limpa, o setor está focando em tecnologias energeticamente eficientes. As medidas de eficiência energética reduzem diretamente o consumo e a demanda de energia da instalação. A redução da demanda de energia corresponde à redução da queima de combustível fóssil, o que implica uma redução nas emissões de GEE, uma redução nas emissões de transporte de combustível e mineração e uma redução na carga poluente. O objetivo básico desta atividade de projeto é reduzir o consumo específico de energia através da implementação de tecnologias energeticamente eficientes. Como o objetivo do projeto é melhorar a eficiência energética no setor industrial, não focamos em uma única tecnologia. Em vez disso, olhamos para o potencial geral do setor. Portanto, a melhoria da eficiência energética está relacionada à implementação de um conjunto de tecnologias e não de uma. A produção de aço e cimento são as principais fontes de emissões do setor industrial. As principais partes interessadas do projeto são: -Uma equipe técnica composta por fornecedores de equipamentos, usuários finais (empresas) e outros especialistas para selecionar os equipamentos e processos que o projeto deve contemplar.

		-Uma equipe financeira para a elaboração da linha de crédito considerando os aspectos técnicos e padrões
2	Características chave da tecnologia	Veja a Tabela 3.
3	Descrição técnica da medida de mitigação	<p>O projeto visa reduzir os consumos específicos nos segmentos industriais através da implementação de medidas de eficiência energética. Uma ampla gama de tecnologias diminui o consumo específico para cada segmento industrial (por exemplo, aço, cimento, químico). A Tabela 3 lista 18 medidas de eficiência energética para o setor industrial, com destaque para a produção de aço e cimento. A lista mostra apenas as tecnologias de eficiência energética já desenvolvidas e utilizadas pelo setor industrial. Estudos MCTIC &amp; ONU, DDP BIICS e IES Brasil mostram o potencial de mitigação de muitas dessas tecnologias.</p> <p>Para informações mais detalhadas sobre essas medidas de eficiência energética, consulte Worrel 2010 para a indústria siderúrgica e Worrel 2013 para a indústria de cimento.</p> <p>O projeto DDP BIICS estudou o caminho net-zero para a economia brasileira. Para estimar a quantidade de emissão mitigada, desenhamos um cenário de linha de base. Primeiro, projetamos o nível de atividade da indústria. O aumento da produção dos principais segmentos industriais entre 2020-2030: 2,4% para a siderurgia; 13% para a indústria cimenteira; 2,1% para a indústria química. O segundo passo é considerar a redução do consumo específico nas medidas de mitigação de acordo com o conjunto de tecnologias de eficiência energética da Tabela 3. No cenário de linha de base, foi considerado um pequeno aumento na eficiência energética: Cimento: 0,6%; Químico: 1,2%; Papel e Celulose: 0,7%; Restante da indústria: 0,8%. Como resultado, 5% das emissões na produção de aço podem ser mitigadas com medidas de eficiência energética até 2030 e 6% para a produção de cimento no mesmo período.</p>
4	Participantes do projeto	<ul style="list-style-type: none"> <li>- O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é um banco público federal responsável por financiamentos de longo prazo para contribuir com o desenvolvimento nacional.</li> <li>- A Secretaria de Pesquisas Energéticas (EPE), empresa estatal vinculada ao Ministério de Minas e Energia que apoia o governo com pesquisas e estudos sobre planejamento energético.</li> <li>- Empresas do setor com o objetivo de introduzir equipamentos e/ou processos de eficiência energética e baixo carbono.</li> </ul>
5	Potencial de redução de emissões de GEE	A média anual de emissões evitadas de GEE chegaria a 10,3 Mt CO <sub>2</sub> e /ano até 2030 (Tabela 4).
6	Mercado-alvo e potencial	Esta ação de mitigação pode ser implementada em qualquer indústria com potencial para reduzir o consumo específico de energia por meio da implementação de tecnologias de eficiência energética. Não inclui a eficiência energética no consumo de eletricidade, uma vez que a matriz elétrica brasileira já possui 85% de energia renovável, e o país já possui linhas de crédito para o consumo de eletricidade.

### III. FINANCIAMENTO DO PROJETO

1	Principais detalhes do financiamento do projeto/financiamento estruturado	<p>O custo total do investimento varia de acordo com o segmento industrial e a tecnologia adotada. Este projeto não contempla uma configuração específica de tecnologias de eficiência energética, mas sim a adoção de alguma ou de um conjunto de tecnologias. Os custos irão variar de acordo com as medidas a serem implementadas em cada uma das indústrias. A Tabela 3 contém os valores médios. Os custos de investimento na produção de aço podem variar entre 1,4 \$/t de aço a 115 \$/t de aço. O investimento situa-se entre 0,2 e 16 \$/t cimento para produção de cimento.</p> <p>O estudo DDP BIICS mostra o nível de investimento necessário para atingir as metas de redução de emissões para chegar a zero líquido em 2050. O investimento em medidas de eficiência energética para o setor industrial varia entre 1 milhão a 25 milhões de dólares. Segundo o DDP BIICS, o investimento total necessário em 2030 é equivalente a 340 milhões de dólares. Esse investimento pode reduzir a emissão da indústria em 9% (8 Mt CO<sub>2</sub>e).</p>
2	Fontes de financiamento	A fonte de financiamento pode vir do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O BNDES possui uma linha de crédito para aquisição de máquinas e equipamentos, BNDES FINAME. Os itens financiáveis devem ser nacionais e previamente cadastrados no sistema BNDES. O processo de aquisição de um empréstimo começa com a escolha da máquina ou equipamento a ser



		financiado. Em seguida, o comprador solicita o financiamento da instituição financeira parceira que encaminha o pedido ao BNDES para aprovação e liberação do valor. Em seguida, a instituição financeira local paga ao fabricante do equipamento, que libera o equipamento para o comprador. O BNDES Finame possui seis programas diferentes, dependendo do tipo de equipamento necessário. O BNDES pode financiar até 100% do projeto em prazos de até 10 anos. A taxa de juros compreende o custo financeiro, a taxa do BNDES e a taxa da instituição financeira local. As linhas de crédito do BNDES focaram em limites claros de produção: a taxa de juros das instituições financeiras para 3,5% e 0,95% para o Banco Nacional.
3	Créditos de carbono	Não se espera que o projeto seja (co-)financiado por meio de padrões de crédito de carbono.
4	Custo por tonelada de carbono (\$/t CO <sub>2</sub> e)	Os custos de mitigação são mostrados na Tabela 5.
5	Risco de financiamento	- O risco cambial pode afetar o preço dos equipamentos de eficiência energética - Estudos mal elaborados, levando a contas de poupança de energia equivocadas
6	Modelagem financeira	Este projeto não possui um modelo financeiro. Este é um modelo inicial.
7	Modelo de aquisição	Business;-to-business (B2B)
9	Fase do projeto	1. Desenvolvimento de conceito
10	Suporte de assistência técnica	Implementing the project depends on the financial institutions' participation and approval to promote the credit line. Also, it will depend on the participation of the private companies, which should be instructed when the project gets approved to acquire the credit line.

#### IV. BARREIRAS E RISCOS DO PROJETO

1	Barreiras e riscos do projeto	- Alto custo das medidas de eficiência energética - Competição com investimentos internos - Resistência à mudança de práticas - Falta de credibilidade e conhecimento
2	Condições de habilitação	- Acesso a financiamento/investidores - Linhas de crédito específicas para o setor da indústria com diretrizes padrão - Inovação - Condições de mercado
3	Desenvolvimento de políticas	A precificação do carbono é uma política importante para melhorar os investimentos em eficiência energética no setor industrial. Isso aumentaria a competitividade das tecnologias de eficiência energética. Além disso, a criação de uma linha de crédito específica para o setor industrial é importante no apoio financeiro.

#### V. INFORMAÇÕES E DOCUMENTOS ADICIONAIS

1	Benefícios e riscos sociais, econômicos e ambientais	A medida de mitigação pode: (i) promover a eficiência energética no setor industrial, apoiando os esforços governamentais nessa questão; (ii) melhorar a competitividade da indústria por meio da redução dos custos de produção; (iii) contribuir para a melhoria ambiental local, reduzindo o uso de óleo pesado, diminuindo a emissão de poluentes; (iv) melhorar as condições de trabalho existentes reduzindo o uso de óleo pesado, o que melhora a qualidade do ar e a exposição do pessoal a hidrocarbonetos gaseificados ao manusear o óleo pesado; (v) e contribuir para o desenvolvimento tecnológico e capacitação, uma vez que novas tecnologias e habilidades estão sendo transferidas para esta indústria; (vi) bem-estar econômico direto em termos de redução do gasto de energia; (vii) bem-estar econômico indireto para consultores, fornecedores de equipamentos e empreiteiros. Normalmente, a adoção de medidas de eficiência energética não tem grandes impactos ambientais, nem é necessária a realização de um Estudo de Impacto Ambiental. No geral, não há impactos ambientais negativos decorrentes da adoção de medidas de eficiência energética e trabalho de instrumentação tecnologicamente atualizados. As tecnologias são facilmente transportáveis e a instalação não requer grandes equipamentos de construção. As principais emissões que ocorrem durante a execução do projeto são o transporte das máquinas e instrumentos implantados. No entanto, considerando o ciclo de vida do projeto e os aspectos benéficos, tal emissão é insignificante. A substituição/atualização de máquinas e equipamentos pode inutilizar equipamentos antigos. Assim, é necessário descartar adequadamente o maquinário substituído, seja para reutilização, reciclagem ou descarte final. Os aspectos benéficos do projeto podem incluir: redução da conta de energia da
---	--	--

		empresa; Redução de gases de efeito estufa; Conservação de recursos primários; Desenvolvimento sustentável; Redução da demanda de energia.
2	Potencial transformacional	Considerando que todo o setor industrial pode se beneficiar com a criação de uma linha de crédito, ela pode ajudar a escalar a implementação da eficiência energética em todas as indústrias pesadas.
3	Aprovações/permittões regulatórias	As linhas de crédito para eficiência energética não necessitam de autorização especial para serem realizadas.
4	Consulta pública	A consulta aos stakeholders concretizou-se através de entrevistas online, realizadas ao longo da existência do projeto Decarboost. Nessas entrevistas, um dos principais pontos de concordância foi o alto custo de implementação de medidas de eficiência energética e o acesso a linhas de crédito. A criação de uma linha de crédito específica para eficiência energética no setor industrial poderia ajudar a superar essa barreira e destravar a adoção de equipamentos e processos menos intensivos em carbono.
5	Documentação chave e documentos de apoio	MCTIC & ONU MEIO AMBIENTE, 2017 – Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) em Setores-Chave do Brasil; Rovere et al. 2018 – Implicações Econômicas e Sociais dos Cenários de Mitigação de GEE no Brasil até 2050: Projeto IES-Brasil; EPE, 2018 – Análise Da Eficiência Energética Em Segmentos Industriais Selecionados; Worrel, 2013 – Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Cement Making Worrel, 2010 – Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the U. S. Iron and Steel Industry; Worrel, 2007 – World Best Practice Energy Intensity Values for Selected Industrial Sectors

**Tabela 13. Medidas de eficiência energética**

Medidas de mitigação	Descrição	Potencial de mitigação	CAPEX (USD/t)	OPEX (USD/t)
<b>Indústria siderúrgica</b>				
Apagamento a seco do coque ou <i>coke dry quenching</i> (CDQ)	Resfriamento de coque usando gás inerte (por exemplo, nitrogênio) em planta de resfriamento a seco em vez de água pulverizada	0,37 GJ/t	87,3	4,4
Otimização dos compressores de gás de coqueria	Inversor de frequência para acionamento dos compressores de Gás de Coqueria	0,12 GJ/t	1,1	0,08
Recuperação de calor do resfriador de sinterização	Recuperação de calor dos gases de exaustão do processo de sinterização	0,55 GJ/t	11,2	0,5
Injeção de carvão pulverizado	A injeção de carvão pulverizado no alto-forno reduz o consumo de coque	0,57 GJ/t	18,5	0,9
Injeção de gás natural (GN)	A injeção de GN reduz o consumo de coque	0,9 GJ/t	18,1	0,9
Injeção de gás natural (GN) de aterros	GN produzido em aterros sanitários pode ser usado no alto-forno para reduzir o consumo de coque	0,9 GJ/t	18,1	0,9
Recuperação do gás de alto-forno	Durante a redução do minério de ferro ocorre a geração do gás de alto-forno que pode ser utilizado no pré-aquecimento ou para geração de energia	0,07 GJ/t	1,1	0,08
Recuperação de gás e calor do forno básico de oxigênio (BOF)	O gás do BOF pode ser queimado em caldeiras de recuperação ou tratado, resfriado e armazenado para ser utilizado em outros processos ou usinas de cogeração	0,55 GJ/t	82,3	4,1
Drivers de velocidade variável (VSD)	Uso de drivers de velocidade variável ( <i>Variable speed drivers – VSD</i> ) no BOF	0,33 GJ/t	1,8	0,9
<b>Indústria cimenteira</b>				
Múltiplos estágios	Aumentar o número de pré-aquecedores para até seis estágios pode atingir um consumo específico de 2,9 GJ/t clínquer	10%	12,2	0,6
Controle e otimização	Otimização da produção de clínquer, bem como automação, para reduzir o consumo de energia e a perda de calor	3,50%	0,15	0,008
Refratário em forno de produção de clínquer	Uso de melhor material isolante em fornos de clínquer evita a perda de calor	6,80%	0,23	11,4
Melhorias no sistema de combustão	O sistema de combustão pode ser melhorado para otimizar a chama, relação oxigênio/combustível e reduzir o excesso de ar	8,0%	0,76	0,038
Uso de aditivos na produção de cimento	O aumento do uso de aditivos (por exemplo, escória BF, cinzas volantes) na produção de cimento reduz a necessidade de produção de clínquer	15%	0,038	19,0

Medidas de mitigação	Descrição	Potencial de mitigação	CAPEX (USD/t)	OPEX (USD/t)
<b>Resto da indústria</b>				
Monitoramento e Manutenção de Caldeiras	Controle de excesso de ar, monitoramento do consumo de energia e manutenção podem reduzir o consumo de energia	2,50%	59,4	3,0
Recuperação de calor	O calor dos gases de escape da combustão pode ser reciclado para outros processos	11,80%	400	304
Queimador de baixo teor de NOx	Controle da mistura de ar e combustível, reduzindo a temperatura de pico da chama	8,55%	152	7,6
Sistema de recuperação de condensado	A instalação do sistema de recuperação de condensação pode reduzir o consumo de energia em 10%	5,0%	12.7145	6.358

**Tabela 14.** Emissões mitigadas pelas medidas de eficiência energética

Ano	Emissões mitigadas (Mt CO <sub>2</sub> e)
2021	0
2022	1,1
2023	2,3
2024	3,4
2025	4,6
2026	5,7
2027	6,9
2028	8,0
2029	9,2
2030	10,3

**Tabela 15.** Custos de mitigação

Segmento Industrial	Medida	Mitigação total em 2030	Custo de mitigação (USD/t CO <sub>2</sub> )
Alimentos e bebidas	Eficiência energética	0,7	-40
	Recuperação de calor	0,1	65

Segmento Industrial	Medida	Mitigação total em 2030	Custo de mitigação (USD/t CO <sub>2</sub> )
Papel e celulose	Recuperação de calor	0,1	-35
	Eficiência energética	0,3	5
Outras indústrias	Recuperação de calor	0,5	-20
	Eficiência energética	0,9	-16
Ferro e aço	Recuperação de calor	1	0
	Eficiência energética	2,1	0
Cimento	Eficiência energética	2,2	17
Não-ferrosos	Eficiência energética	0,7	93
	Recuperação de calor	0,2	121
Química	Eficiência energética	0,9	15
	Recuperação de calor	0,5	65

Nota: Valores em USD atualizados ao câmbio de 2020

## A2.2. Oportunidade de Investimento 2 – Aproveitamento de Resíduos como Fonte Alternativa de Energia na Indústria Cimenteira

I. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROJETO		
1	Título da atividade de projeto (PA)	Aproveitamento de resíduos como fonte alternativa de energia na indústria cimenteira.
2	Escala da atividade do projeto	Pode ser de pequena ou grande escala, dependendo do tamanho do projeto. A definição de pequena escala é do Clean Mechanism Development (CDM): "as atividades do projeto, também conhecidas como outras atividades do projeto, devem ser limitadas àquelas que resultam em reduções de emissão menores ou iguais a 60 kt CO <sub>2</sub> equivalente anualmente."
3	Localização da atividade do projeto	A medida de mitigação será aplicada a nível nacional No entanto, o alvo da medida são as indústrias de cimento onde os resíduos podem ser utilizados como combustíveis alternativos e serem coprocessados, buscando inibir o descarte de resíduos em aterros ou lixões.
4	Tecnologia / serviço / outros	Uso de Combustível Derivado de Resíduos (CDR) de Resíduos Sólidos Municipais (RSU) como fonte de energia na produção de cimento
5	Setor econômico	Industrial & Manufatura / Resíduos
6	Redução média anual de emissões de GEE (t CO <sub>2</sub> e)	A média anual de emissões evitadas de GEE chegaria a 2,97 Mt CO <sub>2</sub> e/ano até 2030.
7	Data	Esta ficha de projeto foi escrita em outubro de 2021.
8	Informações de Contato	Primeiro representante: Otto Hebeda, Pesquisador, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro Dados de contato do primeiro representante: ottohebeda@ppe.ufrj.br / +55 21 99390-6680 Segunda representante: Bruna Guimarães, Pesquisadora, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro Dados de contato do segundo representante: brunasvg@ppe.ufrj.br / +55 21 96528-0380 Terceira representante: Isabela Lima, Pesquisadora, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro Dados de contato do terceiro representante: isabelalima@ppe.ufrj.br / +55 21 99117-8279
II. DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES DO PROJETO		
1	Descrição do Projeto	A utilização de combustíveis alternativos no processo produtivo reduz a quantidade necessária de combustíveis fósseis, contribuindo para a redução dos gases de efeito estufa por apresentarem menor fator de emissão de CO <sub>2</sub> . Assim, emitem menos carbono para gerar a mesma quantidade de energia. Cerca de 60% das fábricas integradas possuem fornos licenciados para coprocessar resíduos. Assim, menos da metade das fábricas teriam que se adaptar ao coprocessamento de resíduos. No caso da produção de CDR pelas cimenteiras, algumas terão que planejar um sistema de coleta seletiva, triagem de materiais e processamento para tornar os resíduos (RSU) incineráveis (2019a). De acordo com o SNIC (2019a), considerando as características atuais dos setores de cimento e resíduos, espera-se que os primeiros projetos utilizando CDR ocorram nas regiões sudeste e sul, seguidas pelas regiões centro-oeste, nordeste e norte. Isso se explica pelo fato de que o Sudeste abriga 53% dos resíduos coletados no Brasil e cerca de 38% das fábricas dentro dos critérios viáveis para implantação do CDR, o nordeste abriga 22% dos resíduos coletados no Brasil e 19% das fábricas dentro dos critérios viáveis, o sul abriga 11% dos resíduos coletados e 19% das fábricas viáveis, o centro-oeste abriga 8% dos resíduos coletados e 19% das fábricas viáveis e, finalmente, o norte abriga 6% dos resíduos coletados e 5% de fábricas viáveis.  A utilização de resíduos em fornos de cimento exigirá: - Uma equipe técnica: para o desenvolvimento de aspectos ambientais e potenciais energéticos - Uma equipe jurídica: para os aspectos regulatórios
2	Números-chave de tecnologia	Os equipamentos para adequar uma fábrica de cimento para utilização de CDR são: i. Sistema de alimentação para combustível secundário ii. Áreas de armazenamento com sistema de queima iii. Máquina trituradora iv. Sistema de dosagem dos combustíveis alternativos para os pré-calcinadores e fornos v. Armazenamento intermediário de combustíveis alternativos vi. Tubos pneumáticos vii. Bomba de ventilação viii. Linhas transportadoras

3	Descrição técnica da medida de mitigação	<p>A produção de CDR consome energia em suas etapas, como na coleta de RSU e nas operações da usina – algumas delas até menos eficientes em termos de consumo de energia, como a fragmentação para reduzir o tamanho dos materiais. Mas a produção global e o uso de CDR, na maioria dos casos, são comparativamente negativos em carbono; para determinar a quantidade exata de emissões equivalentes de CO<sub>2</sub> evitadas, é necessário estabelecer quais combustíveis fósseis foram substituídos por CDR. Por exemplo, segundo Remondis (GLORIUS; REMONDIS, 2008), se o CDR com 50% de conteúdo biogênico substituir o carvão, ele economiza 0,75 t CO<sub>2</sub>e/t de CDR, enquanto economiza 1 t CO<sub>2</sub>e/t de CDR ao substituir o carvão betuminoso.</p> <p>O processo de produção de combustível a partir de resíduos consiste em oito etapas: (i) separação na fonte; (ii) triagem ou separação mecânica; (iii) redução de tamanho; (iv) separação e triagem; (v) mistura; (vi) secagem e peletização; (vii) embalagem, e (viii) armazenamento.</p> <p>As etapas de separação removem o material reciclado, fração inerte (por exemplo, vidro) e material decomponível (por exemplo, alimentos). Como resultado desse processo, é produzido o Combustível Derivado de Resíduos (CDR). Seu poder calorífico varia entre 15 e 20 MJ/kg, metade do coque de petróleo ou gás natural.</p> <p>As partes interessadas consideram o baixo custo de disposição do aterro uma das principais barreiras para aumentar o uso de resíduos como fonte alternativa de energia. Os impostos sobre aterros sanitários e incineração são usados em muitos países como um instrumento chave para promover outros destinos, por exemplo, reciclagem e energia.</p> <p>As empresas de cimento no Brasil utilizam cerca de 83% do Coque de Petróleo como fonte de energia térmica. Os combustíveis alternativos são responsáveis por 14,9% da matriz energética. O cenário de linha de base considerará a conservação do perfil de consumo de energia. A produção de cimento deverá aumentar 43% até 2030 face a 2019, de acordo com o projeto DDP-BIICs. A intensidade energética do cimento não se alterará até 2030. A intensidade energética é calculada considerando o consumo energético dado pelas Contas Energéticas Nacionais e a produção de clínquer.</p>
4	Participantes do projeto	<p>Partes envolvidas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Brasil (parte anfitriã)</li> </ul> <p>Participantes do projeto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Produtores de cimento</li> <li>- Municípios, que encaminharão os resíduos para as cimenteiras</li> <li>- Empresas que possuem resíduos compatíveis com a produção de CDR</li> </ul>
5	Potencial de redução de emissões de GEE	A média anual de emissões evitadas de GEE chegaria a 2,97 Mt CO <sub>2</sub> e/ano a partir de 2030
6	Mercado-alvo e potencial	A medida de mitigação será aplicada a nível nacional. No entanto, o alvo da medida são as indústrias de cimento onde os resíduos podem ser utilizados como combustíveis alternativos e serem coprocessados, buscando inibir o descarte de resíduos em aterros ou lixões. No Brasil, existem 100 fábricas de cimento controladas por 22 grupos.

### III. FINANCIAMENTO DO PROJETO

1	Principais detalhes do financiamento do projeto/financiamento estruturado	<p>Os custos para o tratamento de Resíduos Sólidos Municipais são (IFC, 2017): CAPEX total: USD 9-11 milhões. OPEX total: USD 6-17 por tonelada de resíduos</p> <p>Para uma capacidade de 4 milhões de toneladas de clínquer por ano, os custos são apresentados abaixo: (Investimento necessário: 9 milhões de USD; custo RDF: 16 USD/t (incluindo transporte))</p> <p>O valor da coleta convencional é de R\$ 95,00, conforme dados de 2016 do CEMPRE – Compromisso Empresarial pela Reciclagem. (valor de 2015)</p>
2	Fontes de financiamento	A atividade de projeto será financiada por entidades privadas ou por meio de bancos públicos
3	créditos de carbono	Não se espera que o projeto seja (co-)financiado por meio de padrões de crédito de carbono.
4	Custo por tonelada de carbono (\$/t CO <sub>2</sub> e)	-21\$/t CO <sub>2</sub> e (taxa de câmbio de 2020)
5	Risco de financiamento	As tecnologias eficientes de tratamento e recuperação de resíduos de energia já são comprovadas e aprimoradas ao longo de décadas. Do ponto de vista do investidor, os riscos tecnológicos são considerados baixos.

6	modelagem financeira	Este projeto não possui um modelo financeiro. Em vez disso, este é um modelo inicial.
7	modelo de aquisição	Parceria público-privada (PPP)
9	Fase do projeto	Desenvolvimento de conceito
10	Suporte de assistência técnica	A implementação do projeto depende da participação e aprovação do governo e de suas instituições. Também dependerá da aceitação das empresas privadas e dos geradores de resíduos, que serão instruídos quando o projeto for aprovado.

#### IV. BARREIRAS E RISCOS DO PROJETO

1	Barreiras e riscos do projeto	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Falta de Regulamentação;</li> <li>- Fornecimento de resíduos;</li> <li>- Logística de resíduos;</li> <li>- Riscos Técnicos;</li> <li>- Riscos ambientais (poluição);</li> </ul>
2	Condições de habilitação	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Proibição de aterros sanitários;</li> <li>- Altas taxas de aterro;</li> <li>- Redução nos custos de transporte;</li> <li>- Percepção dos resíduos como recurso econômico</li> </ul>
2	Desenvolvimento de políticas	Algumas ações podem ser desenvolvidas, como: subsídios para o transporte de resíduos destinados ao coprocessamento; Benefícios fiscais e trabalhistas para minimizar os custos de transporte; Fortalecimento/Incentivo à criação de cooperativas de triagem e catadores; Campanhas de conscientização com formuladores de políticas públicas, planejadores urbanos e usuários atuais e potenciais.

#### V. INFORMAÇÕES E DOCUMENTOS ADICIONAIS

1	Benefícios e riscos sociais, econômicos e ambientais	<p>O coprocessamento, se realizado de forma inadequada, pode trazer riscos à saúde do trabalhador e ao meio ambiente devido à emissão de partículas poluentes e à volatilização de metais pesados. Há também o risco de acidentes durante o transporte de resíduos para a indústria cimenteira. Além disso, o pré-tratamento e a seleção de resíduos realizados de forma insatisfatória podem resultar em emissões indesejáveis na atmosfera, contendo dioxinas e furanos.</p> <p>No entanto, se as atividades de coprocessamento forem realizadas sob a legislação ambiental e de segurança do trabalho, podem trazer inúmeros benefícios. Por exemplo, pode levar a uma redução na disposição de resíduos sólidos em aterros, consequentemente aumentando a vida útil dos aterros, evitando a poluição local e impactando positivamente a conservação. Também reduz o consumo de combustíveis fósseis, os impactos da exploração de petróleo e as emissões associadas ao consumo desses combustíveis, contribuindo para a mitigação das mudanças climáticas.</p>
2	Potencial transformador	Esta atividade de projeto visa aumentar o uso de resíduos como matéria-prima nas indústrias de cimento com base no aumento dos custos de aterro. A tecnologia envolvida em tal processo em fábricas de cimento já é conhecida e tem viabilidade técnica e econômica, com os devidos incentivos. Portanto, há um grande potencial de expansão do uso de resíduos em fábricas de cimento no território nacional.
3	Aprovações/ permissões regulatórias	O transporte dos resíduos para as cimenteiras será feito por meio do Manifesto do Transporte de Resíduos (MTR), documento autodeclarado do governo federal que contém especificações técnicas sobre os resíduos, sua origem e destino. Dependendo da localização da cimenteira e da procedência dos resíduos, também pode ser exigida a coleta de documento no órgão ambiental estadual (ex: DMR em Minas Gerais e CADRI em São Paulo). Além disso, no caso da adequação de uma fábrica de cimento para utilização do CDR, seria necessária a obtenção de nova licença ambiental contendo a nova formatação da fábrica, junto ao órgão ambiental competente. No caso da construção de novas usinas, o licenciamento ambiental segue o rito tradicional.
4	Consulta pública	A consulta aos stakeholders concretizou-se através de entrevistas online realizadas ao longo da existência do projeto Decarboost. Nessas entrevistas, um dos principais pontos de concordância foi a necessidade de o resíduo ser visto como matéria-prima, e não como resíduo. Além disso, também é responsabilidade dos municípios passar essa percepção para toda a população e para as indústrias que podem aproveitar esses resíduos que hoje são desperdiçados e depositados em aterros.
5	Documentação chave e documentos de apoio	Centro Clima. DDPBIIICS Project Projections. CEMPRE – Business Commitment for Recycling. 2016 data IFC, 2017 SNIC, 2019a SNIS, 2019





Figura 17. Localização das fábricas e moinhos de cimento no Brasil.

Fonte: SNIC, 2019

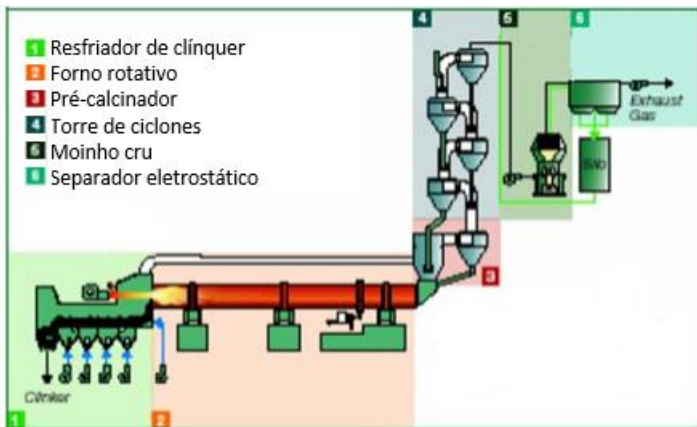


Figura 18. Equipamento típico instalado em fábrica de cimento

**Tabela 16.** Redução de emissões na produção de cimento com combustíveis alternativos

Ano	Emissões de linha de base (Mt CO <sub>2</sub> e)	Emissões de projeto (Mt CO <sub>2</sub> e)	Reduções de emissão (Mt CO <sub>2</sub> e)
2022	12,91	12,37	0,54
2023	13,13	12,31	0,82
2024	13,35	12,25	0,11
2025	13,58	12,18	1,40
2026	13,80	12,10	1,70
2027	14,02	12,01	2,01
2028	14,25	11,92	2,32
2029	14,47	11,82	2,65
2030	14,69	11,72	2,97

Fonte: Autores.

## Plano de Mitigação de Energia

*Autoras: Fernanda Westin, Bruna S. Guimarães & Lisandra Mateus*

## SUMÁRIO

1. Apresentação do Setor .....	4
2. Objetivos .....	5
3. Ações de mitigação.....	6
3.1. Aumento da Geração de Energia Renovável, com Foco em Energia Hidrelétrica e Bioeletricidade....	6
3.2. Aumento da Eficiência no Consumo de Energia.....	7
3.3. Redução das Emissões Fugitivas Devido à Menor Queima de Gás em E&Ps de Petróleo e Gás .....	7
3.4. Redução das Emissões Fugitivas com a Redução dos Vazamentos em Refinarias de Petróleo e em Plantas de Processamento de Gás Natural .....	7
3.5. Redução das Emissões Fugitivas Devido à Menor Mineração e Processamento, Armazenamento e Transporte do Carvão .....	8
3.6. Redução das Emissões dos Fornos de Carvão Vegetal .....	8
3.7. Cenários de Mitigação.....	8
4. Instrumentos .....	12
4.1. Regulamentos que Incentivem Medidas para Repotenciar Usinas Hidrelétricas com mais de 20 anos e usar os "Poços Vazios" .....	19
4.2. Regulamentação que Incentive o uso da Biomassa na Geração de Energia Elétrica, nos Moldes do Programa Renovabio .....	19
4.3. Lei que Equilibre as Tarifas para os Prosumidores, sem Desencorajar o Crescimento da Geração Distribuída .....	20
4.4. Leilões Dedicados para Biomassa e Leilões com Parâmetros de Demanda por Fonte .....	20
4.5. Proposta para uma Nova Versão do Decreto para a Geração de Eletricidade a Partir de Projetos de Eólica Offshore .....	21
4.6. Maiores Garantias de Compra do Excedente Energético da Biomassa pelas Concessionárias, com Preços Competitivos, Considerando as Externalidades entre os Setores.....	22
4.7. Revisão das Regras de Financiamento do BNDES para Biomassa para Facilitar o Acesso ao Crédito, com Menos Exigências, mas Priorizando as Tecnologias mais Eficientes para Geração de Energia a Partir da Biomassa.....	22
4.8. Melhoria da Regulamentação com a Aplicação Gradual da Eficiência Energética no Setor Público..	22
4.9. Programas Periódicos de Auditorias Energéticas Obrigatórias como Pré-Requisito para a Liberação de Crédito, com Monitoramento do Desempenho Energético Anual e Rotulagem Energética dos Edifícios	23
4.10. Regulamentos para Padronizar Inventários de Emissões de GEE, Instrumentos de Monitoramento e Compensação de Emissões Fugitivas.....	24
4.11. Adoção da Precificação do Carbono para Induzir Melhorias na Eficiência Energética .....	24
4.12. Elaboração de Acordos de Cooperação Técnica para Estudo de Possibilidades Concretas de Mitigação de Emissões.....	24
4.13. Criação de um Sistema de INSPEÇÃO que Comprove a Origem do Carvão Vegetal .....	25

4.14. Instrumento selecionado .....	25
5. Referências.....	29
Apêndice 1 – Instrumento Proposto para a Produção de Energia Offshore .....	31
Apêndice 2 – Oportunidade de Investimento – Geração de Energia Termelétrica Utilizando Biogás a Partir de Vinhaça e Outros Resíduos da Produção de Etanol e Açúcar .....	34

## FIGURAS

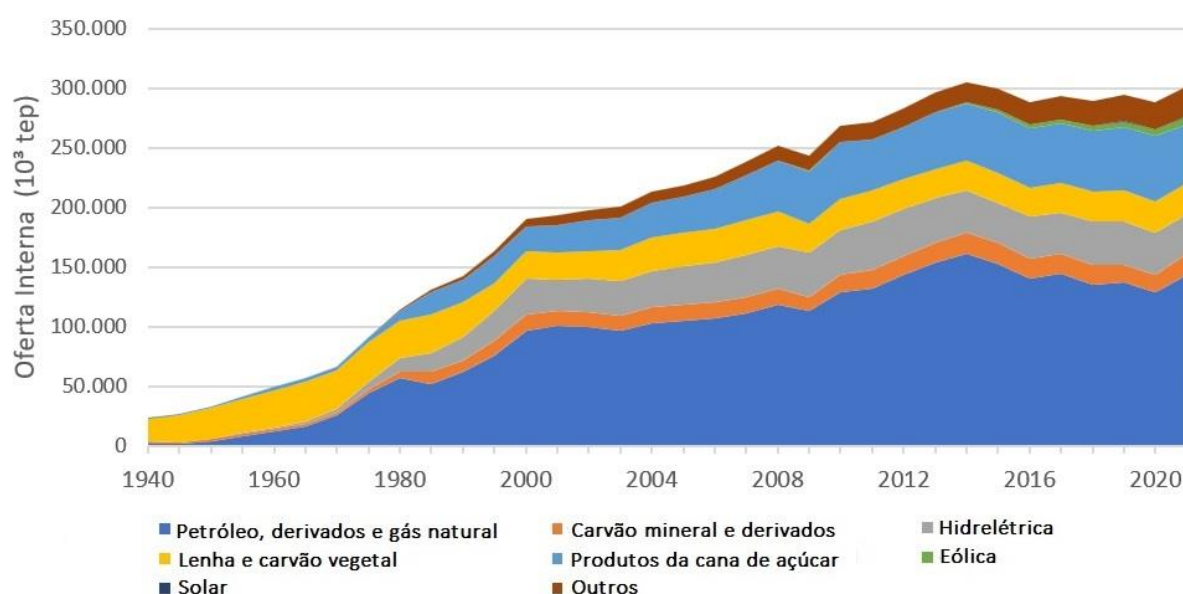
Figura 1. Oferta interna de energia do Brasil de 1940 a 2021 .....	4
Figura 2. Trajetórias de emissão de carbono nos cenários CPS e DDS .....	9

## TABELAS

<b>Tabela 1.</b> Premissas e resultados por cenário.....	10
<b>Tabela 2.</b> Emissão de carbono por fonte nos cenários CPS e DDS .....	11
<b>Tabela 3.</b> Geração de eletricidade no setor (TWh) .....	11
<b>Tabela 4.</b> Energia – Instrumentos políticos e barreiras identificadas .....	13
<b>Tabela 5.</b> Taxas de leasing por países.....	28
Tabela 6. Critérios de qualificação para cessão de uso de área para a produção de energia elétrica a partir de uma empresa offshore.....	32
<b>Tabela 7.</b> Projeção de usinas de biomassa, geração de energia elétrica e respectivo potencial de mitigação .....	37
<b>Tabela 8.</b> Projeções de custos para geração com biogás a partir de vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar .....	38

## 1. Apresentação do Setor

O Brasil é um dos países do mundo que tem o setor de energia mais limpos do mundo. Contudo, o país precisa vencer alguns desafios de sua política climática: manter sua trajetória de baixas emissões e incentivos para as energias renováveis. A matriz energética brasileira possui 44,7% de renováveis e 55,3% de não renováveis, enquanto a média mundial é de 14,1% de renováveis e 85,9% de não renováveis. No setor elétrico, as renováveis representam 78,1%, sendo a energia hidrelétrica a fonte principal, seguida pela energia eólica e de biomassa (EPE, 2022a). A figura 1 mostra a evolução da oferta interna de energia desde 1940 no país.



Fonte: EPE, 2022b

Figura 1. Oferta interna de energia no Brasil de 1940 a 2021

O Brasil atualmente está na 16ª posição do ranking mundial de reservas provadas de petróleo (ANP, 2021). De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020), a produção de petróleo nas reservas nacionais irá aumentar continuamente até 2030, conduzida pelo pré-sal, descoberto em 2007. As novas reservas devem mudar o papel Geopolítico brasileiro, consolidando sua posição como um dos maiores agentes na indústria de petróleo do mundo.

O Brasil também tende a investir mais no mercado de Gás Natural (GN). Nos últimos 20 anos, a produção de GN tem crescido significativamente devido à exploração do petróleo, passando de 40 Mm³/dia para 120 Mm³/dia. Cerca de 60 Mm³/dia são reinjetados nos reservatórios de petróleo (BARROSO, 2020; ANP, 2022). Em 2021, a Nova Lei de Gás Natural (Lei nº 14.134/2021) foi criada para tentar abrir, dinamizar e tornar mais competitivo o mercado de gás natural. O programa do Novo Mercado de GN visa proporcionar maior eficiência

no uso da infraestrutura existente, atraindo novos investimentos e promovendo a competitividade a partir do acesso não discriminatório à infraestrutura, além da não formação de monopólios e a queda de preços na lógica da competição gás-gás, garantindo maior segurança quanto aos preços (BRASIL, 2021; EPE, 2021)

A Petrobras é responsável por mais de 90% da exploração de petróleo e gás do Brasil. O conceito de resiliência do portfólio de petróleo e gás da Petrobras envolve operar com baixa intensidade de carbono em suas instalações (PETROBRAS, 2020). Além disso, a pegada de carbono da produção brasileira de petróleo e gás é baixa, assim como o custo de extração, levando a um risco comercial reduzido em comparação com seus concorrentes em face da transição energética.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável por coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, o ONS é responsável pelo planejamento e operação dos sistemas de gestão de sistemas do Brasil sob inspeção e tributação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem como objetivo prestar serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) em estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor de energia, abrangendo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis. O desenvolvimento de grandes capacidades renováveis intermitentes foi possível com o aumento da geração termelétrica a partir de fontes renováveis (biomassa), uma medida para aumentar a flexibilidade da rede usando tecnologia de baixo carbono.

A capacidade instalada do SIN é composta principalmente por usinas hidrelétricas distribuídas em diferentes regiões do país. Os parques eólicos têm crescido nos últimos anos, principalmente nas regiões Nordeste e Sul. As usinas térmicas, geralmente localizadas próximas aos principais locais de consumo (sudeste e sul do Brasil), desempenham um importante papel estratégico, pois contribuem para a segurança do abastecimento. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o abastecimento do mercado consumidor.

Para colher os benefícios da descarbonização, o Brasil deve empreender uma gestão estratégica da abundância e diversidade de recursos. Assim, a economia do país pode melhorar, aumentar sua resiliência e trazer benefícios na forma de um aumento na qualidade de vida da sociedade. O país tem vantagens comparativas devido à grande disponibilidade de áreas com bons recursos naturais para a produção competitiva de energia renovável. A transição energética será baseada em fontes de energia renováveis, eletrificação (especialmente renovável), biocombustíveis, mudanças nos padrões de consumo, eficiência energética e gás natural (MME/EPE, 2020).

## 2. Objetivos

O Plano de Mitigação do setor de Energia visa reduzir as emissões propondo ações de mitigação relacionadas a caminhos que viabilizem o cenário de DDS. Em busca de emissões líquidas zero, um caminho economicamente produtivo deve ser estabelecido, resultando em uma economia de energia limpa, dinâmica e resiliente, dominada por energias renováveis em vez de combustíveis fósseis. Os objetivos específicos do plano são:

- Diagnosticar problemas que afetam o cumprimento dos compromissos ambientais
- Propor alternativas que possibilitem a adoção de medidas de mitigação que pareçam mais relevantes a serem enfrentadas no curto prazo, selecionadas de acordo com critérios previamente definidos
- Propor modificações e melhorias em instrumentos que pareçam mais viáveis de serem colocados em prática, selecionados de acordo com critérios previamente definidos
- Aumentar a segurança jurídica dos contratos de energia atuais e futuros, propondo melhorias ou novos regulamentos
- Aumentar a geração de energia a partir de fontes renováveis, reduzindo as emissões de poluentes atmosféricos.

### 3. Ações de Mitigação

As medidas de mitigação consideradas neste estudo foram: (1) Aumentar a geração de energia renovável, com foco em energia hidrelétrica e bioeletricidade, (2) Aumentar a eficiência no consumo do setor de energia (3) Reduzir as emissões fugitivas com a menor queima de gás em Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás, (4) Reduzir as emissões fugitivas devido à redução de vazamentos em refinarias de petróleo e plantas de processamento de gás natural, (5) Reduzir as emissões fugitivas devido a menores atividades de mineração e manuseio/ logística de armazenamento e transporte do carvão e (6) Reduzir as emissões de fornos de carvão.

#### 3.1. Aumento da Geração de Energia Renovável, com Foco em Energia Hidrelétrica e Bioeletricidade

Com o objetivo de aumentar a geração de energia renovável, a hidroeletricidade, cuja fonte é um recurso abundante no Brasil e que apresenta um preço competitivo, deveria ser priorizada nos planos de investimento (modernização e/ou repotenciação de usinas hidrelétricas, por exemplo). A bioeletricidade também deve ser incentivada, pois preserva o meio ambiente, ajuda a manter a camada de ozônio e desempenha um papel fundamental na suplementação de energia hidrelétrica.

O incentivo à bioeletricidade deve ser realizado por meio da criação de políticas públicas que considerem os benefícios ambientais e sociais da biomassa. Essas políticas são: a criação de leilões dedicados à biomassa, garantias para a compra de energia excedente a partir da biomassa, mecanismos que possibilitem aproveitar o potencial de hibridização das usinas (gás e biogás), realização de um inventário nacional sobre o potencial e viabilidade ambiental das usinas hidrelétricas, entre outras.

Outros investimentos para aumentar a geração renovável devem ser feitos na geração eólica e solar offshore, por exemplo, por meio de um regulamento de energia eólica offshore, criando leilões dedicados. Além disso, o processo de licenciamento ambiental deve ser realizado com maior transparência, a fim de proteger o meio ambiente e os interesses da sociedade.



### 3.2. Aumento da Eficiência no Consumo de Energia

A aumento da eficiência no consumo de energia afeta diretamente as esferas econômicas, ambientais e sociais. Os hábitos de uso influenciam a eficiência energética, e algumas mudanças específicas podem ter um impacto significativo. Alguns exemplos são: substituição de equipamentos, investimento em sistemas de inspeção e verificação relacionados com a modernização energética dos edifícios e investimentos dos municípios em medidas de EE para edifícios públicos ou iluminação pública, envolvimento público em ações de economia de energia, atualização dos indicadores e rotulagem de EE, transparência e divulgação de dados sobre os resultados da EE, normas que considerem a EE em leilões e licitações, melhoria nos sistemas de revolução digital, incluindo a falta de regulamentação, etc.

Vale ressaltar que é no setor industrial que a autoprodução de energia se torna mais relevante, pois é possível deslocar grande parte do consumo final de energia, permitindo a redução de investimentos na expansão do complexo gerador do setor elétrico.

### 3.3. Redução das Emissões Fugitivas Devido à Menor Queima de Gás em E&P de Petróleo e Gás

A redução das emissões fugitivas neste setor enfrenta algumas barreiras que precisam ser superadas, como por exemplo: a regulamentação existente não se concentra na redução de emissões, mas na segurança operacional, especialmente devido a questões de viabilidade técnico-econômica. Há ausência de padrões de emissões para a fase de comissionamento das plataformas petrolíferas brasileiras, principalmente FPSOs (*Floating, Production, Storage and Offloading*), falta de informações sobre emissões de gases e dificuldade em substituir equipamentos antigos e incertezas sobre as tecnologias de Captura e Armazenamento de Carbono (*Carbon Capture and Storage - CCS*).

Algumas opções para auxiliar à redução das emissões deste subsetor seriam: a adoção de um mercado de carbono para induzir melhorias de eficiência energética, a elaboração de acordos de cooperação técnica para estudar possibilidades concretas de mitigação de emissões, a adoção de regulamentos para reduzir as emissões fugitivas, o estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos, a padronização dos inventários de emissões de GEE, a criação de instrumentos de monitoramento e compensação de emissões fugitivas e a criação de garantias para sua divulgação, a integração de sistemas de CCS e a definição do marco regulatório sobre a Captura, Uso e Armazenamento do Carbono (*Carbon Capture, Use and Storage - CCUS*), entre outras ações.

### 3.4. Redução das Emissões Fugitivas com a Redução dos Vazamentos em Refinarias de Petróleo e em Plantas de Processamento de Gás Natural

Alguns fatores contribuem para as emissões fugitivas em refinarias de petróleo e plantas de processamento de gás natural, incluindo: a falta de regulamentação de padrões de eficiência para refinarias de petróleo, falta de informação pública discriminatória sobre o perfil de emissões por unidade de refino e altos custos e dificuldades logísticas para a substituição de equipamentos nas usinas.

Os instrumentos que podem colaborar com a redução das emissões fugitivas são: o estabelecimento de novas normas de emissão e programas de inspeção, o estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para os equipamentos (Criação de etiqueta de Eficiência Industrial e rotulagem de refinarias), a criação de regulamentos para padronizar os inventários de emissões de GEE, instrumentos de monitoramento e compensação de emissões fugitivas e que assegurem sua publicação, a criação de medidas de incentivo à adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) em refinarias e plantas de processamento de gás e a criação de um programa de depreciação obrigatória para equipamentos de geração de calor e vapor.

### 3.5. Redução das Emissões Fugitivas Devido à Menor Mineração e Processamento, Armazenamento e Transporte do Carvão

Os principais problemas são o fato de não existir um quadro regulamentar para os limites de emissão, normas de tecnologias limpas para as centrais a carvão e incentivos fiscais e financeiros para o carvão. Alguns instrumentos devem ser levados em conta para que ocorra a redução de emissões, tais como: exigências legais de tecnologias como gaseificação, síntese de metanol e obtenção de produtos a partir de gás de síntese (syngas), aumentar a cogeração com biomassa, aumentar a eficiência das termelétricas a carvão de 40% para 45% e viabilizar a regulamentação da tecnologia CCUS. Deve-se também consolidar, por meio de regulamentações, a prática atual do BNDES de não investir mais em novas usinas a carvão e ter programas de incentivo à substituição dessa atividade econômica no estado de Santa Catarina.

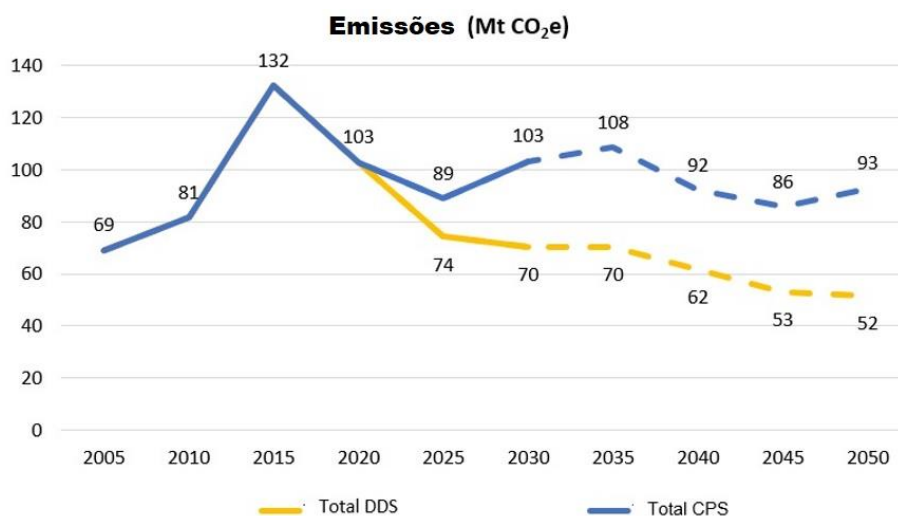
### 3.6. Redução das Emissões dos Fornos de Carvão Vegetal

O principal problema das emissões dos fornos de carvão é a falta de fiscalização para evitar o uso ilegal de carvão vegetal proveniente do desmatamento em indústrias como produtoras de ferro-gusa e siderúrgicas. Portanto, a sugestão para a redução de emissões nesse setor é a criação de um sistema de inspeção eficiente que comprove a origem legal da biomassa e o fortalecimento dos órgãos ambientais responsáveis.

É importante evitar o desmatamento de florestas nativas e aumentar a inovação e a competitividade no que diz respeito à modernização dos processos de produção de carvão vegetal no contexto de uma economia de baixo carbono.

### 3.7. Cenários de Mitigação

O processo de depuração de instrumentos de política e oportunidades de investimento exigiu a análise de carteiras de compromissos assumidos e cenários prospectivos. Com a participação ativa de *stakeholders* e considerando o contexto local, foi feito um esforço para traduzir as metas do NAMA e NDC em ações de mitigação para representar melhor as transformações necessárias para atender ou mesmo superar os compromissos assumidos. Além disso, foram analisados os prospectivos cenários de La Rovere *et al.*, 2021 atualizados por Unterstell e La Rovere (2021). As trajetórias de emissão de carbono dos cenários analisados estão ilustradas na Figura 2.



Fonte: Unterstell, La Rovere *et al.* (2021).

Figura 2. Trajetórias de emissão de carbono nos cenários CPS e DDS

No Cenário CPS, as políticas de mitigação de GEE já em vigor continuam a ser implementadas com o nível habitual de desempenho. No entanto, nenhuma política climática adicional é adotada até 2050. O Cenário DDS, por outro lado, baseia-se nas seguintes políticas: redução radical do desmatamento e aumento dos sumidouros de CO<sub>2</sub> e precificação de carbono de parte das emissões de GEE, para alcançar a neutralidade climática do país até 2050.

A Tabela 1 apresenta os principais pressupostos considerados no estudo (La Rovere et al., 2021). No setor de energia, a produção de O&G offshore do pré-sal aumenta em ambos os cenários.

**Tabela 1.** Premissas e resultados por cenário

Escopo	Premissas e resultados por Cenário	
	CPS	DDS
Produção de Petróleo em 2050	5,3 Mbarris/dia (PNE 2050)	5,3 Mbarris/dia (PNE 2050)
Consumo interno de Gás natural em 2050	245 Mm <sup>3</sup> /dia	170 Mm <sup>3</sup> /dia
% de GN queimado nas plataformas (parte das Emissões Fugitivas)	2020: 3,2% 2025-2030: 3,0% 2030-2050: 3,0%	2020: 3,2% 2025-2030: 3,0% 2030-2050: Zero em 2050
Setor de Energia e Emissões Fugitivas (Refino e exploração)	-	32% redução na intensidade de carbono no segmento de E&P até 2025 comparado à 2015 <i>(mantido até 2050);</i>  16% redução na intensidade de carbono no refino até 2025, aumentando para 30% até 2030 comparado a 2015 <i>(mantido até 2050)</i>
Refino – Expansão da capacidade (até 150 mil barris/dia = 2º trem da Ref. Abreu de Lima – RNEST em 2024) e % de produção de óleo diesel	Produção de derivados de petróleo 122 Mtep em 2030	Produção de derivados de petróleo 103 Mtep em 2030
Nuclear	Angra III começa a operar em 2027. 2,75 em 2050 (Angra II e III operando)	
Termelétricas fósseis Hipóteses Resultados	Óleo Diesel e óleo combustível TPPs: 1,2 GW em 2030 (Descomissionamento total em 2045)	
	GN TPP: possibilidade de expansão durante o horizonte de estudo	NG TPP: sem expansão além do contratado nos novos leilões de energia até 2050 devido à precificação de carbono
	Usinas a carvão: funcionam em condições de flexibilidade parcial para contratos <i>take or pay</i> de compra de carvão mineral 14 TWh em 2030	Usinas a carvão: Não há condições mínimas nos contratos. Há outras opções mais baratas.  0 TWh em 2030
Renováveis	Restrições de expansão iguais em ambos os cenários	
Novas tecnologias	-	Eólicas <i>offshore</i> em 2040 3 GW em 2050

Fonte: La Rovere *et al.* (2021).

A Tabela 2 mostra a evolução das emissões no setor.

**Tabela 2. Emissão de carbono por fonte nos Cenários CPS e DDS**

Mt CO <sub>2e</sub>	Histórico				CPS			DDS		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2050	2025	2030	2050
Usinas Termelétricas*	27	37	77	49	25	27	16	20	14	2
<i>UTES a carvão</i>	7,4	11,4	17,2	10,5	12,3	12,5	0	6,9	0	0
<i>Usinas a Gás Natural</i>	6,9	6,9	32,4	18,5	12,4	12,8	11,7	12,4	12,4	0
Consumo do Setor Elétrico	22	24	30	32	34	41	43	30	31	28
Fugitivas	20	21	23	22	28	35	34	23	26	21
Usinas a carvão vegetal	1,0	0,7	0,6	0,3	0,4	0,5	0,6	0,5	0,6	0,9
<b>Total</b>	<b>70</b>	<b>82</b>	<b>131</b>	<b>103</b>	<b>89</b>	<b>103</b>	<b>93</b>	<b>74</b>	<b>70</b>	<b>52</b>

\*inclui outras fontes emissoras além de carvão e gás natural

Fonte: La Rovere *et al.* (2021).

Em ambos os cenários, as emissões de GEE da geração de eletricidade diminuem, mas tecnologias disruptivas como CCS e Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS) não foram consideradas. O consumo de eletricidade cresce um pouco mais rápido do que o consumo geral de energia em ambos os cenários, mas os ganhos de eficiência no uso final permitem um crescimento mais lento do DDS. Além disso, as energias hídrica, eólica e fotovoltaica são as principais fontes para a expansão da geração de eletricidade até 2030 em ambos os cenários, seguidas de uma redução na geração termelétrica a gás natural. Por fim, no DDS, há também flexibilidade e redução da geração termelétricas a carvão. A Tabela 3 mostra a evolução da geração de energia elétrica no setor.

**Tabela 3. Geração de eletricidade (TWh)**

	Histórico			CPS			DDS		
	2005	2015	2020	2025	2030	2050	2025	2030	2050
Carvão	6	19	12	14	14	0	8	14	0
Derivados do Petróleo	11	25	8	0	0	0	0	0	0
Gás Natural	19	79	53	34	35	32	34	34	0
Nuclear	10	15	14	14	25	21	14	25	21
Hidroeletricidade	337	360	396	472	520	634	467	520	633
Vento	0	22	57	94	114	163	94	114	171
Solar	0	0	11	22	29	145	22	29	138
Biomassa	13	47	56	49	54	116	49	51	108
<b>Total</b>	<b>396</b>	<b>567</b>	<b>607</b>	<b>699</b>	<b>791</b>	<b>1111</b>	<b>688</b>	<b>773</b>	<b>1071</b>

Fonte: La Rovere *et al.* (2021).

Do conjunto de oportunidades de mitigação para o setor, foram selecionados uma tecnologia e um instrumento para posterior consideração no âmbito deste projeto: (i) geração termelétrica utilizando biogás a partir de vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar, e (ii) criação de uma nova versão do Decreto para geração de energia elétrica a partir da eólica offshore.

A geração termelétrica utilizando biogás a partir de vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar é a tecnologia escolhida a ser descrita no tópico ‘Oportunidade de Investimento’ (Anexo 2). Esta tecnologia, apesar de já ser bastante utilizada no Brasil, ainda precisa de investimentos para atender ao potencial do país.

Há muitas vantagens em adotar essas plantas térmicas, que, nesse caso utilizam fontes renováveis, as quais podem produzir energia com certa previsibilidade e gerar cobenefícios com o uso dos resíduos. Um exemplo é a geração de energia de segunda geração a partir do uso do bagaço da cana e vinhaça. Dessa forma, há a redução de custos de transporte e tratamento de resíduos. Além disso, o resíduo resultante da biodigestão, na etapa de geração de biogás, ainda pode ser utilizado como fertilizante "turbo", rico em potássio e nitrogênio. Esta é uma fonte segura e competitiva, sendo inclusive adotada por usinas de biomassa vencedoras do leilão A-5/2016.

Em relação ao instrumento selecionado, os detalhes são fornecidos na seção a seguir.

#### 4. Instrumentos

A implementação de medidas de mitigação de GEE no setor de energia pode ser facilitada usando instrumentos regulatórios, econômicos, financeiros ou institucionais. Neste sentido, foram identificados os instrumentos com maior potencial de mitigação e/ou implementação.

A Tabela 4 resume as principais medidas de mitigação, instrumentos de política e suas barreiras relacionadas, considerando as revisões de literatura e entrevistas realizadas. As medidas, instrumentos e barreiras correspondentes, marcadas em negrito, são mais viáveis de serem abordadas através deste projeto.

**Tabela 4. Energia – Instrumentos políticos e barreiras identificadas**

Ações de Mitigação	Barreiras	E/F e R/I	Instrumentos
1. Aumentar a geração de energia renovável (Aumentar a oferta de energia hidrelétrica e bioeletricidade)	1.a. Obstáculos socioambientais na maioria das áreas com potencial hidrelétrico disponível desestimulam novos investimentos	R/I	1.a.1. Melhorar a transparência no processo de licenciamento ambiental; 1.a.2. Criar regras com metodologias especializadas para melhorar o diálogo com as comunidades indígenas e a população autóctone para a construção de novas usinas hidrelétricas, evitando maiores conflitos sociais e impactos ambientais inesperados;
	1.b. Falta de regulamentação que incentive a repotenciação das centrais hidroelétricas (necessidade de novos critérios de garantia de fornecimento com aumento da capacidade das centrais hidroelétricas etc.)	R/I e E/F	<b>1.b.1. Criar regulamentos que incentivem medidas para a repotenciação de centrais hidroelétricas com mais de 20 anos e a utilização de "poços vazios", aproveitando o momento da renovação da concessão para incluir um mecanismo de remuneração ou compensação financeira pelo aumento da produção hidroelétrica; isso inclui um regulamento relativo à remuneração dos serviços ancilares e a reformulação do mercado para novas funções de UHE no sistema energético.</b>
	1.c. Falta de regulamentação e estudos para usinas hidrelétricas reversíveis	R/I e E/F	1.c.1. Elaborar inventário nacional sobre o potencial e viabilidade econômico-ambiental das usinas hidrelétricas reversíveis; 1.c.2. Criar um quadro regulatório sobre usinas hidrelétricas reversíveis (usinas de acumulação por bombeamento); 1.c.3. Verificar a possibilidade de barragens reversíveis em algumas UHEs já existentes, e criar um marco regulatório para elas;
	1.d. Falta de alta tecnologia para a produção de novos componentes para a geração de energia renovável no país e aumento das taxas de juros;	R/I e E/F	1.d.1. Implementar incentivos financeiros como isenção de impostos de importação ou isenção fiscal para atrair novas indústrias para o Brasil; 1.d.2. Estabelecer padrões mínimos de qualidade para instalações e desempenho energético para produtos, serviços e equipamentos.
	1.e. Intermitência da geração de energia eólica e solar associada à falta de sistema de armazenamento (alto custo das baterias e de outras medidas de armazenamento).	R/E	1.e.1. Aumentar da contratação através do mercado livre de energia; 1.e.2. Fortalecer o sistema de transmissão para permitir o maior fluxo de excesso de energia eólica e solar produzida da região nordeste para outras regiões do país (JORNAL DA USP, 2021); 1.e.3. Investir no aproveitamento do grande potencial da geração eólica offshore pode ajudar a reduzir os problemas de explosão e promover a indústria de produção de hidrogênio no país;
	1.f. Altos custos de instalação de painéis solares para a geração distribuída (Brasil precisa importar equipamentos de alta tecnologia)	E/F	1.f.1. Manter alguns benefícios fiscais e outros incentivos financeiros e econômicos; 1.f.2. Incentivo à pesquisa nacional de forma mais direcionada e objetiva para redução de

Ações de Mitigação	Barreiras	E/F e R/I	Instrumentos
			<p>custos na fabricação de equipamentos no país;</p> <p>1.f.3. Promover a DG, incluindo novas tecnologias, como o Sistema fotovoltaico Integrado (BIPV), e as telhas solares, proporcionando a pesquisa sobre novas tecnologias;</p> <p>1.f.4. Maior divulgação de informações sobre instrumentos de financiamento existentes (como PEE de concessionárias de energia, BNDES...);</p>
	1.g. Incertezas quanto à cobrança da tarifa dos prosumidores**	E/F	<p>1.g.1. Estabelecer um marco legal que garanta a tarifa inicial aos investidores antes das mudanças regulatórias;</p> <p><b>1.g.2. Criar uma lei que equilibre as tarifas sem desestimular o aumento da geração distribuída; com a recente Lei 14.300/2022, os benefícios são mantidos para quem já investiu em geração distribuída e para quem fez novas solicitações de geração fotovoltaica distribuída nos próximos 12 meses, além de prever um pagamento gradual da tarifa para o uso do sistema de transmissão após esse período.</b></p> <p>1.g.3. Promover maior incentivo para que o público-alvo adira à autoprodução de energia solar;</p> <p>1.g.4. Melhorar a regulamentação para as distribuidoras, garantindo benefícios com o uso de serviços de distribuição como a Criação da TUSD Geração (Tarifas de uso de sistemas de distribuição de energia elétrica para consumidores livres);</p> <p>1.g.5. Melhorar a regulamentação para conectar a energia elétrica autoproduzida à rede elétrica, especialmente na geração distribuída;</p>
	1.h. Dificuldades em expandir a geração de eletricidade a partir da biomassa (incentivos desiguais, falta de logística para o transporte; complexidade de armazenamento; falta de conexão à rede elétrica)	R/I e E/F	<p>1.h.1. Melhorar os regulamentos para conectar a energia elétrica autoproduzida à rede elétrica, especialmente na geração distribuída;</p> <p>1.h.2. Criar regulamentação que aumente a utilização de biodiesel em geradores a diesel;</p>
	1.i. Falta de incentivo para investir em tecnologias mais eficientes no setor da biomassa	E/F	<p>1.i.1. Criar um programa estratégico de geração de energia considerando a complementaridade entre as diferentes fontes no Sistema Nacional Interligado (SIN);</p> <p><b>1.i.2. Criar uma regulamentação que incentive o uso da biomassa na geração de energia elétrica nos moldes do programa RenovaBio;</b></p> <p><b>1.i.3. Maiores garantias de compra do excedente energético da biomassa pelas concessionárias, com preço competitivo, considerando as externalidades entre os setores;</b></p>



Ações de Mitigação	Barreiras	E/F e R/I	Instrumentos
			<p><b>1.i.4. Rever as regras de financiamento do BNDES para biomassa para facilitar o acesso ao crédito, com menos exigências, mas priorizando as tecnologias mais eficientes para geração de energia a partir da biomassa;</b></p> <p>1.i.5. Criar incentivos fiscais para a adoção de tecnologias mais eficientes no setor de energia de biomassa;</p> <p>1.i.6. Criar incentivos para as Usinas com o uso de biogás de palha de cana para exportação de energia elétrica;</p> <p>1.i.7. Criar mecanismos que permitam aproveitar o potencial de hibridização das plantas (gás e biogás);</p>
	<p><b>1.j. Preço da energia gerada a partir da biomassa não é competitivo</b></p>	E/F	<p>1.j.1. Criar políticas públicas de incentivo que considerem os benefícios ambientais e sociais (agregando valor à cadeia produtiva de base rural) da biomassa (MORELLO, 2020), como leilões direcionados e valorização dos atributos da fonte;</p> <p>1.j.2. Garantias de compra do excedente de energia de biomassa, com preço competitivo;</p> <p>1.j.3. Agregar a bioeletricidade ao modelo de negócio das usinas de biomassa, considerando a geração de receita adicional, previsibilidade do fluxo de caixa e garantia de obtenção de financiamento;</p> <p>1.j.4. Rever as regras de financiamento e a viabilidade do <i>Project Finance</i> através dos bancos nacionais.</p>
	<p><b>1.k. Ausência de um ambiente regulado com leilões dedicados ao estímulo à produção de energia de biomassa</b></p> <p>1.l. Incertezas em relação à regulamentação da energia eólica offshore</p> <p>1.m. Altos custos de parques eólicos offshore</p> <p>1.h. Dificuldades em expandir a geração de eletricidade a partir da biomassa (incentivos desiguais, falta de logística para o transporte; complexidade de armazenamento; falta de conexão à rede elétrica)</p>	R/I	<p><b>1.k.1. Criar leilões dedicados para biomassa e leilões com parâmetros de demanda por fonte;</b></p>
		R/I	<p><b>(*) 1.l.1. Criação de um regulamento de energia eólica offshore<sup>37</sup></b></p> <p>1.l.2. Crie leilões dedicados para energia eólica offshore;</p>
		R/I and E/F	<p>1.h.1. Melhorar as regulamentações para conectar a energia elétrica autoproduzida à</p>

<sup>37</sup> O instrumento proposto é uma nova versão do Decreto para a Geração de Energia Elétrica Offshore

Ações de Mitigação	Barreiras	E/F e R/I	Instrumentos
			rede elétrica, especialmente na geração distribuída; 1.h.2. Criar regulamentação que aumenta o uso de biodiesel em geradores a diesel (adaptação dos geradores);
2. Aumento da eficiência no consumo do setor de energia	2.a. Baixo índice de substituição de equipamentos menos eficientes por outros mais eficientes	E/F	2.a.1. Realização de campanhas de sensibilização, formação e informação junto dos sectores público, comercial e residencial; 2.a.2. Auditorias energéticas obrigatórias como pré-requisito para liberação de crédito para os setores comercial e industrial; 2.a.3. Incentivo fiscal ou redução do imposto de renda para pessoas físicas ou jurídicas que comprovem a substituição dos equipamentos antigos por equipamentos mais eficientes; 2.a.4. Viabilizar linhas de crédito atrativas para a eficiência energética;
	<b>2.b. Falta de sistemas de inspeção e verificação relacionados com a modernização energética dos edifícios existentes e baixos investimentos dos municípios em medidas de EE para edifícios públicos ou iluminação pública</b>	R/I	2.b.1. Criar um programa sobre divulgação de gastos energéticos e recomendações para edifícios residenciais e não residenciais; <b>2.b.2. Melhorar a regulamentação com aplicação gradual da eficiência energética no setor público;</b> 2.b.3. Criar regulamentos com aplicação gradual sobre eficiência energética no setor privado; <b>2.b.4. Criar programas periódicos de auditorias energéticas obrigatórias como pré-requisito para a liberação de crédito, com monitoramento do desempenho energético anual e rotulagem energética dos edifícios;</b>
	<b>2.c. Falta de envolvimento do público em ações de economia de energia;</b>	R/I	2.c.1. Melhor divulgação da bandeira tarifária para que os consumidores contribuam mais para a economia de energia durante os horários de pico de demanda; 2.c.2. Realização de campanhas de sensibilização, formação e informação sobre EE;
	<b>2.d. Falta de atualização dos indicadores de EE e rotulagem</b>	E/F	2.d.1. Adotar de uma política de execução para a divulgação de dados de todos os níveis de consumidores;
	2.e. Falta de transparência e divulgação de dados sobre os resultados da EE	R/I	2.e.1. Melhoria da transparência do programa de EE; atualizar sempre o Banco de Dados do PROCEL, INMETRO, etc., e demais mídias, com fácil acesso à consulta pública.
	2.f. Falta de normas que considerem EE em leilões e licitações		2.f.1. Realizar leilões de EE para estimular a troca de equipamentos ineficientes nas cidades brasileiras (ex. Programa-piloto na cidade de Boa Vista) 2.f.2. Considerar, em licitações, padrões mínimos de eficiência energética
	2.g. Atraso nos sistemas de revolução digital, incluindo a falta de regulamentos	R/I	2.g.1. Criar regulamentos e programas de investimentos em infraestrutura, software e cibersegurança (redes inteligentes), a partir

Ações de Mitigação	Barreiras	E/F e R/I	Instrumentos
			da expansão de alguns programas de financiamento e recursos piloto de P&D; 2.g.2. Criar programas de incentivo para a área de formação em digitalização de redes e cibersegurança em empresas de energia;
3. Reduzir as emissões de queima de gás em E&P de petróleo e gás	<b>3.a. O regulamento não se concentra na redução de emissões, mas na segurança operacional, especialmente devido a questões de viabilidade técnico-econômica</b>	R/I e E/F	<b>3.a.1. Adoção de um mercado de carbono</b> para induzir melhorias na eficiência energética; <b>3.a.2. Elaboração de acordos de cooperação técnica para estudo de possibilidades concretas de mitigação de emissões;</b> 3.a.3. Adoção de regulamentos para reduzir as emissões fugitivas;
	3.b. Ausência de padrões de emissões para a fase de comissionamento de plataformas de petróleo brasileiras, principalmente FPSOs	E/F e R/I	3.b.1. Adoção de regulamentos sobre o comissionamento de plataformas de petróleo, exigindo maior transparência sobre as atividades e suas emissões e redução de emissões, limitando o tempo de comissionamento;
	<b>3.c. Falta de informação sobre as emissões de gases</b>	R/I	<b>3.c.1. Criar regulamentos para padronizar inventários de emissões de GEE, instrumentos de monitoramento e compensação de emissões fugitivas e garantir sua publicação;</b>
	3.d. Dificuldade em substituir equipamentos antigos (equipamentos de O&G são caros e volumosos, muitas vezes importados)	R/I e E/F	3.d.1. Exigir programa de treinamento técnico; 3.d.2. Estabelecer padrões mínimos de eficiência para equipamentos (Criação de etiqueta de Eficiência Industrial e etiquetagem de plataformas); 3.d.3. Adotar, obrigatoriamente, as melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas plataformas ou mudança de equipamento em plataformas existentes;
	3.e. Incertezas da CCS: uma variedade de vias; armazenamento seguro; ampliação e velocidade de desenvolvimento e implantação; viabilidade econômica e financeira e questões políticas e regulamentares; bem como a percepção pública	R/I	3.e.1. Integração de sistemas CCS; 3.e.2. Desenvolvimento de plataformas piloto voltadas para a adaptação da tecnologia no Brasil; 3.e.3. Definição do marco regulatório do CCUS;
4. Reduzir as emissões fugitivas devido a vazamentos em refinarias de petróleo e em plantas de processamento de gás natural	4.a. Falta de regulamentação para normas de eficiência para as refinarias de petróleo	R/I	4.a.1. Estabelecimento de novos padrões de emissão e programa de inspeção; 4.a.2. Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos (Criação de etiqueta de Eficiência Industrial e etiquetagem de refinarias);
	4.b. Falta de informação pública discriminatória sobre o perfil de emissões por unidade de refinação	R/I	4.b.1. Criar regulamentos para padronizar os inventários de emissões de GEE, instrumentos de monitoramento e compensação de emissões fugitivas e que garanta sua publicação;
	4.c. Altos custos e dificuldades logísticas para substituição de equipamentos nas plantas	E/F	4.c.1. Criar medidas de incentivo à adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) em refinarias e unidades de processamento de gás;

Ações de Mitigação	Barreiras	E/F e R/I	Instrumentos
			4.c.2. Criação de um programa de depreciação obrigatória para equipamentos de geração de calor e vapor;
5. Reduzir as emissões da mineração, processamento, logística e uso de carvão	5.a. Não existe um quadro regulamentar para limitar a emissão ou normas que exijam o uso de tecnologias limpas para as usinas termelétricas a carvão	R/I	5.a.1. Exigência legal de tecnologias como gaseificação, síntese de metanol e obtenção de produtos a partir de gás de síntese (syngas); 5.a.2. Aumentar a cogeração com o uso de biomassa (10 a 30%) (ZANCAN, 2021); 5.a.3. Aumento da eficiência das usinas termelétricas a carvão de 40% para 45% e viabilizar a regulamentação da tecnologia CCUS;
	5.b. Incentivos fiscais e financeiros ao carvão	R/I e E/F	5.b.1. Consolidar por meio de regulamentação a prática atual do BNDES não investir mais em novas usinas de carvão; 5.b.2. Programas de incentivo à substituição dessa atividade econômica no estado de Santa Catarina;
6. Reduzir as emissões provenientes da utilização de carvão vegetal ilegal	<b>6.a. Falta de fiscalização para evitar o uso ilegal de carvão vegetal proveniente do desmatamento em indústrias como produtoras de ferro-gusa e siderúrgicas</b>	R/I	<b>6.a.1. Criar um sistema de fiscalização que comprove a origem do carvão vegetal, evite seu uso quando se trata do desmatamento e fortaleça os órgãos ambientais responsáveis por ele.</b>

Legenda: R – Regulatório, I – Institucional, E – Econômico e F – Fiscal

Fonte: Compilação de diversos autores.

Os principais Instrumentos de Política são detalhados abaixo:

#### 4.1. Regulamentos que Incentivem Medidas para Repotenciar Usinas Hidrelétricas com mais de 20 anos e usar os "Poços Vazios"

A Resolução ANEEL nº112/1999 foi o primeiro instrumento legal relacionado à repotenciação, mas não incluiu a fonte hidráulica. Estabeleceu os requisitos necessários para a obtenção de registro ou autorização, implantação, ampliação ou repotenciação de usinas termelétricas, parques eólicos e outras fontes alternativas de energia.

Estudo da ANEEL sobre repotenciação pressupõe ganho médio de capacidade de 23,3% no caso de repotenciação pesada (quando o rotor da turbina e vários componentes da unidade geradora são substituídos, além do gerador). No caso da motorização de poços vazios, a potência instalada das usinas pode ser aumentada de 3.341 MW para 5.096 MW, necessitando de desenvolvimento regulatório para a maior viabilidade dessas ações.

Embora tecnicamente viáveis, os projetos de repotenciação hidrelétrica devem ser economicamente viáveis a partir da previsão legal de compensação pelos ganhos energéticos decorrentes do aumento da energia hidrelétrica (EPE, 2008). A EPE ressalta que é preciso criar uma legislação própria para repotenciar usinas no Brasil, o que repele financeiramente o aumento da capacidade e/ou energia da empresa.

#### 4.2. Regulamentação que Incentive o uso da Biomassa na Geração de Energia Elétrica, nos Moldes do Programa Renovabio

O uso de biomassa na geração de eletricidade pode aumentar com a criação de regulamentos que incentivem seu uso. Essa tecnologia é bem desenvolvida no país e pode contribuir positivamente para a redução da poluição e dos benefícios à saúde com a substituição dos combustíveis fósseis no setor elétrico e seria um passo importante na diversificação da matriz energética (EPE, 2018a).

Os resíduos agrícolas e florestais do Brasil lhe conferem vantagens competitivas significativas para a expansão do uso da biomassa. No setor de energia, existe um regulamento conhecido como **RENOVABIO** desde 2007, que incentiva o uso de biomassa, mais especificamente biocombustíveis. O principal objetivo do **RenovaBio** (Política Nacional de Biocombustíveis, instituída pela Lei nº 13.576/2017) é ampliar a produção e o uso de biocombustíveis na matriz energética brasileira, visando uma importante redução das emissões de gases de efeito estufa no país (ANP, 2021).

Para ampliar o uso da biomassa para o setor elétrico, sugere-se a criação de uma nova regulamentação denominada "**Renovabio Ele (Política Nacional de Bioeletricidade)**", mais especificamente para incentivar a expansão das termelétricas a biomassa no país, reduzindo as emissões e contribuindo para os subprodutos da produção de biocombustíveis.

Esta nova regulamentação dependeria exclusivamente da participação e aprovação do governo e das suas instituições. O governo brasileiro seria responsável pela elaboração e publicação do "**Renovabio Ele**" e o Conselho

---

<sup>38</sup>Marcadas em negrito.

Nacional de Política Energética (CNPE) seria responsável pela publicação das metas de redução de emissões das termelétricas.

A certificação das termelétricas de biomassa e a validação de uma pontuação para a Eficiência Energético-Ambiental seriam realizadas por inspetores credenciados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Vale ressaltar que essa regulamentação depende da aceitação de empresas privadas e geradoras de biomassa, que seriam instruídas quando o projeto for aprovado. A complexidade da criação de uma Política Nacional de Bioeletricidade exigiria uma análise envolvendo instituições governamentais e privadas, a fim de melhor adequar a proposta desse instrumento às condições legais vigentes no país.

### 4.3. Lei que Equilibre as Tarifas para os Prosumidores<sup>39</sup>, sem Desencorajar o Crescimento da Geração Distribuída

As unidades consumidoras com mini ou microgeradores devem pagar uma taxa para utilizar a infraestrutura do sistema de acordo com o sistema brasileiro de geração distribuída definido pela ANEEL. As Resoluções Normativas da ANEEL n° 482/2012, n° 687/2015 e n° 786/2017 estabelecem as condições gerais de acesso para micro e minissistemas de geração distribuída (até 5 MW) e definem a medição líquida.

As incertezas quanto à tarifa dos prosumidores foram identificadas no Projeto Decarboost como uma barreira com potencial para dissuadir potenciais consumidores de gerar sua energia, atrasando o processo de maior eficiência energética e geração limpa (Barreira 1.f). Alguns têm argumentado que, se os prosumidores utilizarem linhas de distribuição, terão que pagar mais caro por suas contas de luz e, possivelmente, uma tarifa binomial, que deve ser acompanhada de outras medidas para incentivar a autogeração de energia elétrica (ENERCONS, 2019).

Durante o Projeto Decarboost, os projetos de lei foram discutidos no legislativo, culminando com a publicação da Lei n° 14.300/2022, que estabelece o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, do Sistema de Compensação de Energia Elétrica ("SCEE") e do Programa Social de Energias Renováveis ("PERS"). Além disso, vale ressaltar que uma das principais mudanças na Lei foi a modificação do sistema de compensação de medição líquida.

As novas regras de compensação têm um regime transitório para as unidades de produção distribuída existentes e para as que solicitam acesso no prazo de 12 meses: neste caso, as regras só serão aplicáveis a partir de 2046. A modificação do sistema de compensação não acabou com os incentivos para a expansão da geração distribuída. Isso pode ser considerado como uma conquista positiva para o setor de energia que foi seguida durante o projeto.

### 4.4. Leilões Dedicados para Biomassa e Leilões com Parâmetros de Demanda por Fonte

Para alavancar e ativar economicamente a cadeia produtiva da biomassa no Brasil, recomendam-se leilões exclusivos para geração de energia de biomassa e biogás. Apesar da viabilidade de aumentar esta fonte, ela compete com outras fontes renováveis, como a energia eólica.

---

<sup>39</sup> Prosumers are generally defined as electricity consumers that produce part of their electricity.

A Associação da Indústria de Energia de Cogeração (COGEN) reforça essa ideia, pois já existem dezenas de projetos de geração de biomassa inscritos para os próximos leilões, e já há a concorrência necessária para isso e preços interessantes. Os leilões devem considerar preços que valorizem adequadamente seus atributos.

Os leilões devem ser combinados com um planejamento energético mais diretivo, economizando reservatórios hidrelétricos ou evitando o uso de combustíveis fósseis (JORNAL DA CANA, 2019). Segundo a COGEN, uma solução seria a realização de leilões regionais próximos ao centro de cargas, refletindo a vocação regional de cada fonte.

#### 4.5. Nova Versão do Decreto para a Geração de Eletricidade a Partir de Projetos de Eólica Offshore

Em janeiro de 2022, o governo brasileiro publicou o Decreto nº 10.946/2022, que dispõe sobre a cessão de uso de espaços físicos e recursos naturais em águas interiores sob domínio da União, mar territorial, zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimentos offshore, denominados prismas (BRASIL, 2022).

O Decreto abrange todas as tecnologias de geração elétrica offshore, mas é importante destacar a atual proeminência da energia eólica offshore no Brasil. Este setor tem vindo a desenvolver-se ao longo dos anos, principalmente devido ao interesse dos stakeholders que pretendem expandir esta fonte. Atualmente, existem 54 projetos em licenciamento junto ao órgão ambiental IBAMA, totalizando 133 GW (IBAMA, 2022).

Apesar de ser uma fonte renovável com um impacto ambiental relativamente baixo em comparação com outras fontes energéticas, a energia eólica offshore também pode causar impactos ambientais relevantes se esses aspectos não forem considerados durante seu planejamento de expansão. Assim, o Decreto recém-publicado (Decreto nº 10.946/2022) precisa ser refinado para evitar problemas regulatórios e ambientais no futuro. Alguns dos aspectos que devem ser discutidos e implementados na regulamentação pelo governo brasileiro são:

- (i) Incluir a análise de aspectos ambientais durante a atribuição sobre o uso de prismas;
- (ii) Desenvolver um plano espacial marinho e definir áreas proibidas para o desenvolvimento de projetos eólicos offshore;
- (iii) Definir uma metodologia para a seleção da empresa vencedora em caso de sobreposição de múltiplos projetos;
- (iv) Definir os tep a serem realizados pelos empresários para a apresentação de Declarações de Interferência Prévia (DIPS) e criar um balcão único para a apresentação de DIPS;
- (v) Criar uma política de incentivo para esta fonte, por exemplo, através de leilões exclusivos.

#### 4.6. Maiores Garantias de Compra do Excedente Energético da Biomassa pelas Concessionárias, com Preços Competitivos, Considerando as Externalidades entre os Setores

A Portaria MME nº 564/2014 passou a estabelecer a revisão anual do cálculo dos valores físicos de garantia de energia das termelétricas de biomassa com custo variável unitário zero com base na geração de energia elétrica ou disponibilidade de combustível sem aumento da capacidade instalada (EPE, 2016).

Essa Portaria comprometeu os ganhos do setor sucroenergético, fazendo com que a COGEN sugerisse sua alteração para aumentar o valor da garantia física (volume de bioeletricidade que as usinas podem vender no ambiente regulado), permitindo que as usinas aumentassem sua capacidade de geração de energia em até 30% (maior eficiência ou compra de mais bagaço de cana-de-açúcar). Dessa forma, as usinas poderiam vender seu excedente de energia para o mercado livre, o que não é possível hoje e desestimula investimentos. A COGEN estima que cerca de 1 GW poderia ser adicionado à produção de energia do país, economizando cerca de 2% dos níveis dos reservatórios hidrelétricos (CANAL ENERGIA, 2019).

#### 4.7. Revisão das Regras de Financiamento do BNDES para Biomassa para Facilitar o Acesso ao Crédito, com menos Exigências, e Priorizando as Tecnologias mais Eficientes para Geração de Energia a partir da Biomassa

A partir de 2013, a biomassa passou a ter ajustes para um período de amortização estendido, de 16 a 20 anos, juntamente com a PCH, além da falta de subcréditos escalonados nos casos em que os Contratos de Compra e Venda de Energia (CCVE) apresentam crescimento gradual na quantidade de energia contratada (NOVA CANA, 2013). Em 2016, as regras do BNDES para energia eólica, biomassa, cogeração e PCHs passaram a ter uma participação de até 70% dos itens financeiros, com um custo de 100% da TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo).

O Programa Fundo Climático para iniciativas que ajudem a mitigar as mudanças climáticas é regido pelo Decreto nº 10.143 de 28/11/2019 e tem como objetivo apoiar a implementação de projetos, a aquisição de máquinas e equipamentos e o desenvolvimento tecnológico relacionado à redução das emissões de gases de efeito estufa e à adaptação às mudanças climáticas e seus efeitos. Possui nove subprogramas: Mobilidade Urbana, Cidades Sustentáveis e Mudanças Climáticas, Máquinas e Equipamentos Eficientes, Energias Renováveis, Resíduos Sólidos, Carvão Vegetal, Florestas Nativas, Gestão e Serviços de Carbono e Projetos Inovadores.

A dificuldade é que os pequenos empreendedores nem sempre têm acesso ao crédito dos grandes bancos financiadores, pois não atingem o faturamento mínimo exigido pelo banco. Assim, por exemplo, a Associação Brasileira de Biogás e Biometano (Abiogás) sugere a criação de cooperativas de crédito para atender pequenos produtores de biomassa para gerar energia limpa a partir do biogás.

#### 4.8. Melhoria da Regulamentação com a Aplicação Gradual da Eficiência Energética no Setor Público

Algumas estratégias de eficiência energética são aplicadas em busca da redução de custos. No entanto, eles ainda precisam de financiamento porque apresentam custos elevados, como a substituição de lâmpadas LED



convencionais na iluminação pública e a construção ou renovação de edifícios mais eficientes em termos energéticos. Sugere-se a criação de um regulamento que exija prazos para a substituição de equipamentos de iluminação pública e equipamentos de energia pública obsoletos; um exemplo seria a promoção de parcerias público-privadas, leilões e financiamento a juros baixos associados à assistência técnica.

Outra ação que contribui para iniciativas de incentivo, como o projeto Instrumentos Financeiros para Cidades Energeticamente Eficientes no Brasil (FinBRAZEEC). Trata-se de um programa do Fundo Verde para o Clima (GCF), a ser implementado pelo Banco Mundial (entidade credenciada pelo GCF) em parceria com a Caixa Econômica Federal (entidade executora).

Outra ação que contribui para iniciativas de incentivo, como o projeto Instrumentos Financeiros para Cidades Energeticamente Eficientes no Brasil (FinBRAZEEC). Trata-se de um programa do Fundo Verde para o Clima (GCF), a ser implementado pelo Banco Mundial (entidade credenciada pelo GCF) em parceria com a Caixa Econômica Federal (entidade executora).

O projeto visa superar as barreiras de financiamento e catalisar uma mudança significativa na trajetória das emissões relacionadas à energia, visando desbloquear o prazo de financiamento privado para projetos de eficiência energética urbana, reduzindo o risco de crédito da iluminação pública LED (SL). Outra opção são os projetos de eficiência industrial (IEE) e a melhoria de sua qualidade técnica. Expirando em 2020, o projeto criou uma facilidade de EE hospedada em um banco público local, a Caixa Econômica Federal (CEF), e apoiará a CEF na captação de financiamento privado para SL eficiente e financiamento extrapatrimonial para o IEE, incentivando os credores locais brasileiros a iniciar empréstimos com base no "risco do projeto" versus o "financiamento corporativo" atualmente dominante. O Brasil tem sete projetos e recebeu US\$ 381,3 milhões do GCF e US\$ 1,8 milhão de apoio de prontidão aprovado a ser desenvolvido até 2033 (GREEN CLIMATE FUND, 2020).

#### 4.9. Programas Periódicos de Auditorias Energéticas Obrigatórias como Pré-Requisito para a Liberação de Crédito, com Monitoramento do Desempenho Energético Anual e Rotulagem Energética dos Edifícios

Um decreto presidencial na década de 1990 criou o selo Procel de eficiência energética. O selo obrigatório foi estendido aos prédios públicos federais no mês passado por meio da publicação no Diário Oficial da União pelo Departamento de Logística e Tecnologia do regulamento IN02/2014, que exige que novos prédios ou prédios em reforma sejam "rotulados". Apenas 25 edifícios públicos já possuem ENCE (Etiqueta Nacional de Conservação de Energia) no país, um número insignificante em relação ao número total de edifícios públicos existentes.

Uma mudança nesse cenário pode ocorrer se o governo criar regulamentações que exijam a rotulagem dos edifícios em termos de eficiência energética e um mecanismo de verificação de resultados, via ESCOS (Empresa de Serviços Energéticos) com relatórios anuais e divulgação de resultados, por exemplo.

#### 4.10. Regulamentos para Padronizar Inventários de Emissões de GEE, Instrumentos de Monitoramento e Compensação de Emissões Fugitivas

A Lei Federal nº 12.351, de 22/12/2010, rege a exploração e produção de petróleo e gás natural em regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e estratégicas. Entre outras cláusulas, a Lei exige um inventário de emissões de gases de efeito estufa (inciso XXI, art. 29). Para tanto, as empresas costumam seguir as diretrizes de estoque do IPCC (ANP, 2021).

Vale ressaltar que não há uma especificação da quantidade das diferentes fontes de emissões dos setores de exploração e produção de petróleo (*upstream, midstream e downstream*). Assim, a legislação brasileira deve exigir maior especificidade para contribuir com medidas de mitigação.

#### 4.11. Adoção da Precificação do Carbono para Induzir Melhorias na Eficiência Energética

A precificação do carbono é uma forma de atribuir um custo aos impactos gerados pelo aumento das emissões de GEE na atmosfera. A precificação do carbono é uma forma de atribuir um custo aos impactos gerados pelo aumento das emissões de GEE na atmosfera. A falta de informação sobre as emissões de GEE é uma das maiores dificuldades para a cobrança no setor energético, resultando em ineficiência econômica. A precificação é derivada do princípio do poluidor-pagador e tem como um de seus objetivos impulsionar a redução das emissões de carbono por meio de seu reflexo nos custos de produtos e serviços.

No Brasil, a precificação do carbono ainda está sendo discutida, mas na Europa, o preço das licenças de emissão no mercado europeu ultrapassou, pela primeira vez em maio de 2021, a barreira de 50 euros, refletindo uma maior ambição das políticas europeias de descarbonização (PORTUGAL, 2021). Em maio de 2022, o governo federal publicou o Decreto nº 11.075/2022, conhecido como "decreto do mercado de carbono", que prevê diretrizes para a elaboração de Planos Setoriais de Mitigação das Mudanças Climáticas. Também instituiu o Sinare (Sistema Nacional de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa) e trouxe a possibilidade de criar um mercado de gás metano. No entanto, devem ser tomadas medidas antes de implementar um mercado do carbono.

A criação do mercado de carbono no Brasil é abordada no terceiro capítulo sobre finanças deste documento.

#### 4.12. Elaboração de Acordos de Cooperação Técnica para Estudo de Possibilidades Concretas de Mitigação de Emissões

O alto custo do equipamento no setor de petróleo e gás geralmente dificulta sua substituição para aumentar a eficiência energética. Além disso, ainda há um baixo nível de desenvolvimento tecnológico e altos custos para a implementação de tecnologias CCUS, exigindo também regulamentação para sua viabilidade neste setor. A Shell, por exemplo, investe na diversificação de seu portfólio, como parques solares e projetos para estações com infraestrutura para carregamento de carros elétricos.

A elaboração de acordos de cooperação técnica para estudar possibilidades concretas de mitigação de emissões pode aumentar o conhecimento, reduzir custos e disseminar novas tecnologias.

#### 4.13. Criação de um Sistema de Inspeção que Comprove a Origem do Carvão Vegetal

É essencial regular a atividade para evitar o uso de biomassa do desmatamento como matéria-prima em fornos de carvão. "A padronização visa conter definitivamente o uso da floresta nativa pelos produtores rurais".

A Resolução Conjunta nº 34 do Instituto do Meio Ambiente do Estado do Paraná e do Ibama determina que a produção de carvão vegetal deve ser uma atividade licenciada e cumprir prazos para a apresentação de pedidos de regularização de seus empreendimentos. A empresa carbonífera deve, com a nova regulamentação, seguir as regras listadas abaixo (AGÊNCIA ESTADUAL DE NOTÍCIAS, 2007):

- Respeite a distância mínima de 500 metros das áreas urbanas e estradas de alto tráfego;
- Nas áreas rurais, eles não podem ser localizados a uma altitude maior do que as casas residenciais e uma distância mínima de 100 metros;
- Todo o transporte de bracatinga nativa manejada com lenha e plantações com espécies nativas deve ser feito com um Documento de Origem Florestal (DOF) – que se refere ao trajeto entre a floresta (cortada) e o local transformação em carvão vegetal (produto final). Assim, o objetivo da regulamentação da atividade é retirar os produtores do mercado informal em todo o país.

#### 4.14. Instrumento Selecionado

Com base na pesquisa bibliográfica e em diversas discussões com os stakeholders, foi selecionado um instrumento prioritário dentre os analisados no setor de energia: a criação de uma nova versão do Decreto para Geração de Energia Elétrica Offshore.

O potencial offshore brasileiro é extenso, tem ventos intensos e é relativamente raso a quilômetros de distância da costa. Além disso, o Brasil possui conhecimento técnico dos setores eólico *onshore* e *offshore* de O&G. Portanto, as condições e experiências do país podem contribuir para o desenvolvimento sustentável do setor eólico offshore (GUIMARÃES, 2020).

Por outro lado, a falta de parques eólicos offshore no Brasil está relacionada não apenas a aspectos técnicos e econômicos, mas também a aspectos legais e regulatórios. A falta de um marco legal e regulatório pode levar à insegurança jurídica e alienação dos investidores (OCDE, 2012; PEREIRA, 2017).

O desenvolvimento de uma regulamentação robusta que proporcione segurança jurídica e regulatória para o desenvolvimento de parques eólicos offshore no Brasil traria benefícios aos investidores. Também beneficiaria a sociedade, que teria uma maior oferta de energia a partir de uma fonte renovável com impacto ambiental relativamente baixo, o que pode contribuir para a geração de emprego e aumento de renda.

Primeiramente, sugere-se a inclusão de aspectos ambientais no processo de concessão. Apesar da existência da etapa de licenciamento ambiental pelo Ibama, a Agência Federal do Ministério do Meio Ambiente (MMA), a destinação de áreas para o desenvolvimento de parques eólicos offshore pode envolver uma análise prévia das áreas adequadas para a atividade. Atualmente, a atribuição prevista consiste em oferecer prismas previamente delimitados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), e de acordo com o ordenamento do território da Comissão

Interministerial para os Recursos do Mar (CIRM) que não abrangem algumas especificidades para as atribuições dos aspectos por esse motivo, sugere-se a inclusão do Ministério do Meio Ambiente (MMA).

Ainda em relação à identificação das áreas mais adequadas para o desenvolvimento dessa atividade, a responsabilidade pela execução do Plano de Espaço Marinho (PEM) no Brasil foi atribuída à Comissão Interministerial para os Recursos do Mar (CIRM), conforme mencionado no Decreto. No entanto, de acordo com CORREA (2022), o Brasil não será capaz de cumprir o compromisso internacional da Conferência dos Oceanos da ONU em 2017, um compromisso voluntário de implementar o PEM no país até 2030. Portanto, na ausência do PEM, a sugestão é que as áreas sejam definidas por meio da ação conjunta do MME e do MMA.

Com o desenvolvimento do PEM, será possível elaborar mapas de sensibilidade ambiental, identificando as áreas mais e menos adequadas para a instalação de parques eólicos *offshore*, à semelhança do que a FEPAM desenvolveu para a energia eólica no estado do Rio Grande do Sul. A FEPAM é o órgão ambiental estadual do Rio Grande do Sul, um estado do sul do Brasil. Assim, a sugestão é a criação de mapas que contribuam para o setor *offshore*:

- Mapa de sensibilidade ambiental em 4 níveis: sem informação, sensibilidade muito baixa, baixa sensibilidade, sensibilidade média e alta sensibilidade;
- Mapa de sensibilidade ambiental com a definição de áreas inadequadas para parques eólicos *offshore*.

No entanto, enquanto esses mapas não são construídos, é possível fazer uma análise mais simplificada para identificar áreas de sensibilidade ambiental, avaliando os seguintes aspectos: proximidade de unidades de conservação, áreas de preservação permanente ("APPs"), rotas migratórias da fauna, recifes de corais e áreas próximas ao litoral.

Outro aspecto que deve ser analisado e implementado na atualização do Decreto é a definição de uma metodologia para solucionar casos com múltiplos projetos sobrepostos (item iii). Essa questão fica ainda mais evidente quando percebemos que já existem pedidos de licenciamento sobrepostos com o IBAMA. Assim, o estabelecimento de regras e diretrizes por meio da legislação promove não só maior segurança para as empresas, mas também para a sociedade diretamente afetada pelo empreendimento.

Sugere-se uma metodologia que leve em consideração aspectos técnico-econômicos e ambientais. Assim, desenvolvemos uma metodologia que consiste em atribuir pontuações e pesos aos diferentes projetos apresentados pelos empreendedores. Trata-se de uma ponderação ilustrativa e preliminar, onde 60% da ponderação se refere à confiabilidade das empresas e 40% à qualidade ambiental dos projetos. O quadro 1 do anexo 1 contém os pormenores dos critérios e respectivos pesos. Os critérios são:

- Número de projetos eólicos *offshore* para os quais a empresa fez medições, projeto e estruturação;

- Número de projetos eólicos *offshore* em que a empresa realizou construção e operação. Esta experiência deve ser demonstrada para projetos que já entraram em operação e já geraram o primeiro kWh de energia;
- Demonstração de experiência na construção e/ou operação de projetos de transmissão ou geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável não convencional em mercados emergentes (que aderiram à OCDE a partir de 2010 ou não são membros da OCDE). Os projetos para os quais a experiência é credenciada já devem ter começado a operar;
- Distância de áreas de sensibilidade ambiental;
- Programas de mitigação socioambiental a serem realizados durante a implantação, operação e descomissionamento do parque eólico.

Deve-se notar que os três primeiros critérios foram inspirados na Lei publicada pela Colômbia sobre a atribuição de áreas para o desenvolvimento eólico *offshore*. Os dois últimos critérios foram inseridos devido à necessidade de inclusão da variável ambiental na análise.

Em relação ao item iv, estabelecer prazos e regras para a apresentação das declarações é essencial para o processo. A criação de um balcão único para a apresentação de DIPs também favoreceria tanto os investidores quanto os órgãos e entidades, pois reduziria a burocracia de contato com diferentes atores e o tempo necessário para realizar essa etapa.

Sobre o desenvolvimento da energia eólica *offshore*, sabe-se que esse crescimento foi impulsionado pela facilitação de políticas e incentivos em diversos países do mundo (IRENA, 2016). Portanto, o Brasil pode seguir o mesmo caminho de desenvolvimento e promover ações para o crescimento do setor no país, conforme mencionado no item v. Uma das opções seria a criação de leilões exclusivos para esta fonte no mercado regulado de energia.

Outro aspecto que o Brasil deve avaliar e implementar é o valor a ser cobrado pela concessão de prisms. O GWEC (2022) identificou diferentes direitos de arrendamento ao fundo do mar em diferentes países:

"Na Dinamarca, Holanda e Alemanha, locais de projeto específicos são selecionados e dados detalhados são fornecidos antes da licitação de estágio único. No Reino Unido, EUA e Taiwan, alguns dados são compartilhados, mas o ônus é dos desenvolvedores para realizar pesquisas detalhadas e obter consentimento antes de entrar na segunda fase da licitação para um contrato de compra de energia. Ambas as abordagens funcionam e alguns desenvolvedores preferem a existência de diversas abordagens que possam ajudar a mitigar o risco em seus portfólios."

As taxas também variam entre os países (Tabela 5). Por exemplo, a Dinamarca não cobra pelo arrendamento, mas na maioria dos países, existem taxas e aluguéis do fundo do mar. Em média, as taxas operacionais equivalem a 2% da receita bruta.

**Tabela 5. Taxas de leasing por países**

País	Órgão público	Fase/elemento do projeto	Locadora	Unidades
Inglaterra e País de Gales	A Propriedade da Coroa	Operação	2%	Da receita bruta
Países Baixos	O Governo Central Real Estate Agency	Operação	€0.98 (USD1.15)	Por MWh
		Construção	€650 (USD763)	Por MW por ano
		Cabos de matriz	€3.29 (USD3.86)	Por m <sup>2</sup> (pagamento único)
Escócia	Crown Estate Escócia	Operação	£1.07 (USD 1.48)	Por MWh
Estados Unidos	Gabinete de Gestão de Energia Oceânica	Construção	USD 3.00	Por acre por ano
		Operação	2%	Por receita bruta
		Cabo de exportação	USD 70.00	Por milha

Fonte: GWEC, 2022.

Este trabalho não define uma taxa de arrendamento para o Brasil. O país precisa avaliar e escolher um valor que não impeça o interesse dos investidores, mas que seja suficiente para gerar aquisições especulativas dessas áreas.

## 5. Referências

- AGÊNCIA ESTADUAL DE NOTÍCIAS (2007) Carvão vegetal, agora regulamentado. Paraná, August, 21, 2007. Available at: <http://www.biologia.seed.pr.gov.br/modules/noticias/article.php?storvid=29>
- ANP (2021). Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2021/ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. - Rio de Janeiro. Available at: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2021/anuario-2021.pdf>
- ANP (2021). Inventário de emissões de gases de efeito estufa (GEE) referente aos contratos de partilha de produção. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Available at: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/inventario-de-emissoes-de-gases-de-efeito-estufa-gee-referente-aos-contratos-de-partilha-de-producao>
- ANP (2022). Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Available at: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>
- Barroso, L. A., Kelman, R. & Gaspar, L. de S. (2020). Panorama e Perspectivas para o Gás Natural no Brasil. Editora Brasil Energia 1-58
- BRASIL (2022). DECRETO Nº 10.946, DE 25 DE JANEIRO DE 2022. Available at: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2019-2022/2022/Decreto/D10946.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2022/Decreto/D10946.htm)
- BRASIL (2021). LEI Nº 14.134, DE 8 DE ABRIL DE 2021, Brasília, Brasil. Available at: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2021/lei/L14134.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14134.htm).
- BRASIL (2022). BRASIL, LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022. Available at: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>.
- Correa (2022). Bases para o desenvolvimento regional com foco na economia azul: realidade ou panaceia?. Available at: [https://repositorio.enap.gov.br/bitstream/1/6997/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o-PDF-Giuliana\\_Correa%28vers%C3%A3o%20final\\_mar22\\_catalogada%29.pdf](https://repositorio.enap.gov.br/bitstream/1/6997/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o-PDF-Giuliana_Correa%28vers%C3%A3o%20final_mar22_catalogada%29.pdf)
- EPE (2016). Cálculo e revisão da garantia física de energia de empreendimentos termelétricos movidos a biomassa com CVU nulo com base na geração de energia elétrica verificada. N EPE-DEE-RE-088/2016. 20 oct. 2016. 42 p. (pdf) Available at: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-523/topico-548/EPE\\_DEE\\_RE\\_083\\_2016\\_r1\\_Calc\\_Rev\\_GF\\_por\\_Ger\\_Verif\\_2016.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-523/topico-548/EPE_DEE_RE_083_2016_r1_Calc_Rev_GF_por_Ger_Verif_2016.pdf)
- EPE (2020). Previsão de Produção de Petróleo e Gás Natural. Available at: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20de%20Previs%C3%A3o%20de%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20G%C3%A1s%20Natural\\_final.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20de%20Previs%C3%A3o%20de%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20G%C3%A1s%20Natural_final.pdf)
- EPE (2022a). Balanço Energético Nacional: Relatório Síntese. Available at: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2022\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf)
- EPE (2022b). BEN - Séries Históricas e Matrizes. Capítulo 1 (Análise Energética e Dados Agregados) 1970-2021. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-145/topico-515/Cap%C3%ADtulo%201%20\(An%C3%A1lise%20Energ%C3%A9tica%20e%20Dados%20Agregados\)%201970-2021.xls](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-145/topico-515/Cap%C3%ADtulo%201%20(An%C3%A1lise%20Energ%C3%A9tica%20e%20Dados%20Agregados)%201970-2021.xls)
- Guimarães, Bruna Silveira (2020). O licenciamento ambiental de empreendimentos eólicos offshore: histórico mundial e diretrizes para o Brasil. Dissertação de Mestrado – Programa de Planejamento Energético. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE. Available at: <http://www.ppe.ufrj.br/images/BrunaGuimar%C3%A3es-Mestrado.pdf>
- GREEN CLIMATE FUND (2020). Financial Instruments for Brazil Energy Efficient Cities (FinBRAZEEC). Available at: <https://www.greenclimate.fund/project/fp065>
- GWEC (2022). GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2022. Available at: [https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/06/GWEC-Offshore-2022\\_update.pdf](https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/06/GWEC-Offshore-2022_update.pdf)
- IBP (2021). Metas compulsórias anuais do Renovabio (Ciclo 2022 - 2031). Available at: [http://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=9082c591-637c-b81d-416e-2611198867ed&groupId=36112](http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=9082c591-637c-b81d-416e-2611198867ed&groupId=36112)

- IBAMA (2022). Mapas de projetos em licenciamento - Complexos Eólicos Offshore. Available at: <http://www.ibama.gov.br/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>
- IPEA. ANÁLISE DO ARCABOUÇO LEGAL ASSOCIADO AO DESENVOLVIMENTO DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE NO BRASIL. Available at: [http://www.mestradoprofissional.gov.br/sites/images/mestrado/turma2/felipe\\_pereira.pdf](http://www.mestradoprofissional.gov.br/sites/images/mestrado/turma2/felipe_pereira.pdf)
- IRENA (2016), Innovation Outlook: Offshore Wind, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- JORNAL DA CANA (2019). Biomassa deve ter leilão específico, defende a Cogen. 13, sep. 2019. Available at: <https://jornalcana.com.br/biomassa-deve-ter-leilao-especifico-defende-a-cogen/>
- La Rovere E., Dubeux C., Wills W. Walter, K. C., Naspolini, G. Hebeda O., Gonçalves D. N. S., Goes, G. V., D'Agosto M. A., Nogueira E. C., Cunha H. F., Gesteira C., Treut G., Cavalcanti G., Bermanzon M. (2021). Policy lessons on deep decarbonization in large emerging economies. Available at: <https://www.iddri.org/en/publications-and-events/report/policy-lessons-deep-decarbonization-large-emerging-economies>. Accessed on 01 January 2022.
- MME/EPE (2020). Plano Nacional de Energia 2050. Available at: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio\\_Final\\_do\\_PNE\\_2050.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio_Final_do_PNE_2050.pdf).
- OCDE (2012). *Recomendação do Conselho sobre política regulatória e governança*. Available at: <https://www.oecd.org/publications/recomendacao-do-conselho-sobre-politica-regulatoria-e-governanca-9789264209084-pt.htm#:~:text=Publications,Recomenda%C3%A7%C3%A3o%20do%20Conselho%20sobre%20pol%C3%ADtica%20regul%C3%B3ria%20e%20governan%C3%A7a,fazer%20progredir%20a%20reforma%20regul%C3%B3ria>.
- PETROBRAS (2020). Caderno de mudança do clima. Available at: <https://petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/mudancas-do-clima/>.
- PORTUGAL (2021). Preço de carbono supera os 50 euros por tonelada. Available at: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc22/comunicacao/noticia?i=preco-de-carbono-supera-os-50-euros-por-tonelada>
- Unterstell and La Rovere, et al. (2021). Climate and Development: Visions for Brazil 2030. Available at: [www.climaesociedade.org](http://www.climaesociedade.org). Accessed on 01 January 2022.
- Pereira, Felipe (2017). Análise do arcabouço legal associado ao desenvolvimento de parques eólicos offshore no Brasil. Dissertação de mestrado. Instituto de pesquisa econômica aplicada - IPEA. Brasília, DF, 2017.



## Apêndice 1 – Instrumento Proposto para a Produção de Energia Offshore

### Nova versão do Decreto para Geração de Energia Offshore

#### DECRETO nº 10.946, DE 25 DE JANEIRO DE 2022

Dispõe sobre a atribuição de utilização de espaços físicos e a utilização de recursos naturais em águas interiores sob domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a produção de energia elétrica a partir de uma empresa offshore.

#### CAPÍTULO I

##### DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 2º Para efeitos do presente Decreto, considera-se:

**X – Áreas de sensibilidade ambiental: áreas de relevante interesse ambiental relacionadas às condições de preservação, à presença de espaços territoriais especialmente protegidos e de importância para a conservação da fauna e da flora. Essas áreas podem ser delimitadas e mapeadas usando os resultados do Planejamento do Espaço Marinho (MSP). Na ausência dos mapas de sensibilidade, unidades de conservação, áreas de preservação permanente ("APPs"), rotas migratórias de fauna, recifes de corais e áreas próximas ao litoral podem ser consideradas áreas de sensibilidade ambiental.**

**XI – Programas de mitigação socioambiental: projetos com escopo, prazo e custo bem definidos, além de metas, indicadores, responsáveis e cronogramas de execução.**

#### CAPÍTULO II

##### CESSÃO DE UTILIZAÇÃO

Art. 4º A cessão de uso de espaços físicos e o uso de recursos naturais em águas interiores sob domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica offshore estarão sujeitos a **análise conjunta do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério do Meio Ambiente (MMA)**, observado o disposto neste Decreto, nas normas complementares, nos art. 7º, art. 8º e art. 13 da Lei nº 8.617, de 1993, e no art. 18 da Lei nº 9.636 de 1998.

§ 4º O exercício da competência referida no caput diz respeito à zona econômica exclusiva, sendo que a plataforma continental será precedida de **análise conjunta do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério do Meio Ambiente (MMA)**, que avaliarão se a mesma área já foi reivindicada ou destinada a outro empreendimento.

Art. 8º O Ministério de Minas e Energia (MME) e o **Ministério do Meio Ambiente (MMA)** poderão estabelecer limite máximo para a área cuja utilização poderá ser atribuída no mesmo contrato, de acordo com o interesse público e as diretrizes estabelecidas pelas normas complementares.

#### CAPÍTULO III

## PROCEDIMENTO DE CESSÃO DE UTILIZAÇÃO

Art. 11º. Sem prejuízo do cumprimento de outros requisitos previstos na legislação, os editais de licitação para a cessão de uso de que trata este Decreto deverão observar:

**II – O critério para julgamento da licitação será aquele de maior retorno econômico para a transferência do prisma. No entanto, aspectos técnico-econômicos e ambientais também serão considerados.**

**III – Os critérios de qualificação estão detalhados na Tabela 6, que são utilizados em caso de concorrência e/ou sobreposição entre duas ou mais empresas.**

**Tabela 6.** Critérios de qualificação para cessão de uso de área para a produção de energia elétrica a partir de uma empresa offshore

CRITÉRIOS	CLASSIFICAÇÃO	PONDERAÇÃO	
1	Número de projetos eólicos offshore para os quais a empresa fez medições, projeto e estruturação	Pontos 1 a 10. O proponente com mais projetos receberá 10 pontos e o proponente com menos experiência receberá 1 ponto. A pontuação dos outros licitantes será determinada por aproximação linear.	20%
2	Número de projetos eólicos offshore em que a empresa realizou construção e operação. Esta experiência deve ser demonstrada para projetos que já começaram a operar e já geraram o primeiro kWh	Pontos 1 a 10. O licitante que apresentar o maior número de projetos terá 10 pontos, e o licitante com menos experiência 1 ponto. As outras pontuações dos licitantes serão determinadas por aproximação linear.	30%
3	Demonstração de experiência na construção e/ou operação de projetos de transmissão ou geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável não convencional em mercados emergentes (que aderiram à OCDE a partir de 2010 ou não são membros da OCDE). Os projetos para os quais a experiência é credenciada já devem ter começado a operar	Sem experiência: 0 pontos Com experiência: 5 pontos Com experiência no Brasil: 10 pontos	10%
4	Distância de áreas de sensibilidade ambiental	Pontos 1 a 10. O licitante com a maior distância receberá 10 pontos, e o licitante com a menor distância será premiado com 1. Os outros licitantes serão determinados por aproximação linear.	20%
5	Programas de mitigação socioambiental a serem realizados durante a implantação, operação e descomissionamento do parque eólico	Pontos 1 a 10. Os licitantes que trouxerem maiores benefícios sociais e ambientais terão pontuações mais altas.	20%

**§ 1º A falta de informação para a avaliação de um desses critérios resultará em nota 0 na avaliação dos referidos critérios. Essas informações devem ser fornecidas além das fornecidas durante a fase de qualificação e terão como objetivo apoiar o cumprimento dos critérios de qualificação.**

### **Secção I**

#### Atribuição planejada

**Art. 12º. O Ministério de Minas e Energia e o Ministério do Meio Ambiente são responsáveis por definir os prismas disponíveis a serem oferecidos nos processos de cessão planejados após consulta à Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Aneel.**

**§ 3º Após a publicação do PEM, o Ministério de Minas e Energia, juntamente com o Ministério do Meio Ambiente, deverá publicar mapas de sensibilidade ambiental, identificando as áreas mais adequadas e menos adequadas para a instalação de parques eólicos offshore. No entanto, enquanto esses mapas não são construídos, é possível fazer uma análise mais simplificada para identificar áreas de sensibilidade ambiental, avaliando os seguintes aspectos: proximidade de unidades de conservação, áreas de preservação permanente ("APPs"), rotas migratórias da fauna, recifes de corais e áreas próximas ao litoral.**

### **Secção II**

#### Atribuição Independente

Art. 15. Após o recebimento do pedido de cessão de uso independente, o Ministério de Minas e Energia verificará se há sobreposição entre a área solicitada e os prismas que já foram cedidos ou que estão em processo de cessão.

§ 2º Caso o interessado não observe o prazo fixado, aplicar-se-á o critério de desempate de acordo com a metodologia detalhada no art. 11. Dessa forma, as propostas das empresas serão julgadas, avaliando principalmente os aspectos técnico-econômicos e ambientais.

Art. 16º. Caso não haja sobreposição a que se refere o art. 15, o interessado solicitará o DIP, nos termos do disposto no art. 10. **Se houver sobreposição, os DIPs devem ser selecionados após a determinação da empresa com a maior pontuação na metodologia detalhada no art. 11.**

## Apêndice 2 – Oportunidade de Investimento – Geração de Energia Termelétrica Utilizando Biogás a Partir de Vinhaça e outros Resíduos da Produção de Etanol e Açúcar

I. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROJETO		
1	Título da atividade do projeto (AP)	Geração de energia termelétrica utilizando biogás a partir de vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar
2	Escala da atividade do projeto	Grande Escala (acima de 15MW). Para obter mais detalhes, acesse as diretrizes para o mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL).
3	Localização da atividade do projeto	Em nível de país, com foco em usinas termelétricas existentes e novas ao lado de produtores de cana-de-açúcar.
4	Tecnologia / serviço / outro	Geração de energia termelétrica utilizando biogás a partir de vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar
5	Setor econômico	Transição energética
6	Redução média anual das emissões de GEE (t CO <sub>2</sub> e)	A média anual de emissões evitadas de GEE é de 1,1 Mt CO <sub>2</sub> e/ano, de acordo com estimativas do Projeto DDPBIICS.
7	Data	Esta ficha de projeto foi escrita em outubro de 2021
8	Informações de contato	<p>Primeira representante (Empresa de Energia): Débora Cardoso Vieira Oliver / Raízen Geo Biogás Cargo: Diretor de Operações (COO) e-mail: <a href="mailto:debora.vieira@raizen.com">debora.vieira@raizen.com</a>/ Telefone: 11 99649-6913</p> <p>Segundo representante: Alysson de Camargo de Oliveira Empresa: Geo Biogás e Tecnologia / Gerente de Processos e-mail: <a href="mailto:a.oliveira@geobiogas.tech">a.oliveira@geobiogas.tech</a> Telefone: 43 99171-0463</p> <p>Terceira representante: Bruna Guimarães, Pesquisadora, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro Informações de contato da terceira representante: <a href="mailto:brunasvg@ppe.ufrj.br">brunasvg@ppe.ufrj.br</a> +55 21 96528-0380</p> <p>Quarta representante: Fernanda Westin, Pesquisadora, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro Informações de contato da quarta representante: <a href="mailto:fernanda@lima.coppe.ufrj.br">fernanda@lima.coppe.ufrj.br</a> +55 21 99871-9841</p> <p>Quinta representante: Lisandra Mateus, Pesquisadora, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro Informações de contato da quinta representante: <a href="mailto:lisandramateus@ppe.ufrj.br">lisandramateus@ppe.ufrj.br</a> +55 21 99828-3334</p>

II. DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DO PROJETO (PA)		
1	Descrição do projeto	<p>O Brasil é um grande produtor e consumidor de bioenergia. Há vantagens competitivas significativas para a expansão do uso de biomassa, especialmente quando se considera resíduos agrícolas e florestais. Essa tecnologia já está desenvolvida no país, mas não é aplicada em todo o seu potencial. Ou seja, não pode se traduzir em projetos financiáveis devido a uma série de barreiras e dificuldades. Desta forma, a dinâmica do projeto consiste em aumentar o nível de implantação deste tipo de tecnologia, assumindo também que os instrumentos propostos serão aplicados para a sua viabilidade.</p> <p>O investimento em usinas termelétricas de biomassa levaria à expansão desse tipo de fonte em outras regiões do Brasil, beneficiando investidores e produtores de biomassa. Além disso, pode contribuir positivamente para a redução da poluição e dos benefícios para a saúde, substituindo os combustíveis fósseis no setor elétrico. Seria um passo fundamental na diversificação do mix energético (EPE, 2018a).</p> <p>A tecnologia escolhida para o desenvolvimento desta nota conceitual baseia-se na tecnologia utilizada pela Raízen na usina termelétrica Bonfim, que gera energia elétrica a partir do biogás utilizando resíduos da produção de etanol e açúcar: vinhaça e torta de filtro (SEBIGASCOTICA, 2022).</p>
2	Números-chave da tecnologia	<p>A tecnologia escolhida para o desenvolvimento desta nota conceitual é baseada na tecnologia utilizada pela Raízen na usina termelétrica Bonfim. A tecnologia Covered Lagoon Bio Reactor (CLBR) é baseada em biodigestores na forma de uma lagoa de biogás coberta com seus próprios sistemas de recirculação, com a recuperação do gás produzido. Os processos de biodigestão da vinhaça utilizando essa tecnologia alcançaram indicadores até 15% mais eficientes do que os referenciais teóricos. Ao contrário dos digestores tradicionais, o CLBR pode ser dimensionado para o volume de digestão nas taxas de fluxo mais altas de efluentes do processo industrial para garantir a estabilidade biológica da digestão anaeróbia. Além disso, a CLBR pode utilizar diferentes tipos de resíduos no processo: resíduos orgânicos, líquidos, semilíquidos e sólidos agroindustriais (como resíduos de açúcar e etanol); efluente de tratamento de óleo de palma; águas residuais de tapioca; estrume de suínos; e outros (SEBIGASCOTICA, 2020; SEBIGASCOTICA, 2022).</p> <p>As principais vantagens do CLBR são: possuem baixos custos de instalação e operação; Soluções à medida com base na biomassa disponível e definida pelo cliente; Operação segura da instalação por meio de um projeto específico destinado a reduzir os riscos em caso de tempestades sazonais, típicas em regiões tropicais (SEBIGASCOTICA, 2020; SEBIGASCOTICA, 2022).</p> <p>Esse tipo de usina funcionaria em usinas termelétricas existentes e novas junto aos produtores de cana-de-açúcar, reduzindo os custos de logística e transporte, e proporcionando um destino mais adequado para os resíduos agroindustriais. É uma alternativa com alto potencial de replicabilidade, considerando o potencial do setor sucroalcooleiro no Brasil. Só a Raízen tem outros 30 parques de bioenergia onde o modelo com algumas variações poderia ser replicado.</p> <p>Sabe-se que para cada 1 litro de álcool produzido, em média, 12 litros de vinhaça são gerados como resíduo e utilizados como fertirrigação em canaviais. Estimativas relatam que o setor tem a capacidade de gerar biogás a uma taxa de 3x mais do que a Agricultura e 8x mais do que o Setor de Saneamento.</p> <p>A usina do Bonfim é a 2ª maior operação de moagem de cana-de-açúcar da Raízen, com capacidade de 5 milhões de toneladas/ano, e gera 2,3 bilhões de litros de vinhaça por ano. A capacidade de geração da usina é de 21MW, sendo 17MW provenientes apenas da vinhaça (SEBIGASCOTICA, 2020).</p>
3	Descrição técnica da medida de mitigação	<p>De acordo com a EPE (2021), em 2020, 9% da oferta de energia elétrica no Brasil veio da biomassa (lenha, bagaço de cana-de-açúcar, água sanitária, biodiesel e outras fontes primárias), em torno de 58 TWh. Considerando apenas a geração termelétrica, a biomassa foi responsável por 37,4% da geração. Por fim, o biogás representou apenas 0,1% da capacidade instalada de geração de energia elétrica.</p>

		<p>Segundo o Canal Energia (2021), o Brasil tem potencial para gerar 47 bilhões de m3 de biogás por ano. Esse potencial poderia suprir aproximadamente 34% da demanda de eletricidade do país. Como incentivo ao setor, o país aderiu ao Compromisso Global de Metano, que prevê uma redução de 30% nas emissões até 2030.</p> <p>Portanto, esta fonte já é técnica e economicamente viável. No entanto, por se tratar de uma fonte renovável e que ajuda a remover carbono, é importante promover incentivos para a sua expansão.</p>
4	Participantes do projeto	<p>Partes envolvidas: – Brasil (Parte anfitriã) Participantes do projeto: – Produtores de cana-de-açúcar – Empresas privadas (Geração de eletricidade via usinas termelétricas de biomassa)</p> <p>Exemplo: Para a construção de usinas de energia utilizando tecnologia de conversão de torta de filtro e vinhaça (subprodutos da cana-de-açúcar) como matéria-prima, algumas das empresas poderiam ser: Geo Biogas and Tech (biodigestores verticais para torta), Sebigás (lagoas de biodigestão de vinhaça), Paques (sistema de dessulfurização), Innio Jenbacher (motores).</p>
5	Potencial de redução de emissões de GEE	<p>O potencial de redução das emissões de GEE pode variar dependendo do tipo de biomassa utilizada nos projetos, uma vez que existe uma grande variedade de biomassa e suas características intrínsecas</p> <p>Ainda, calculou-se o impacto do aumento da geração de energia elétrica com biomassa com base nas projeções do Projeto DDPBIICS, conforme detalhado na Tabela 7. Os principais pressupostos e dados utilizados foram:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilização de valores médios para custos e fatores de emissão;</li> <li>• As projeções seguem os resultados do Projeto DDPBIICS;</li> <li>• Fator médio de emissão da usina de biomassa: 0,012 t CO<sub>2</sub>e/MWh (SEEG, 2018);</li> <li>• Fator médio de emissão da usina a gás natural: 0,479 t CO<sub>2</sub>e/MWh (SEEG, 2018).</li> </ul> <p>Para calcular as emissões evitadas pela aplicação do projeto a cada ano, considerou-se a substituição de usinas a gás natural por usinas de biomassa, e a geração de 2021 foi estabelecida como valor base para fins de comparação.</p> <p>Os resultados mostram que a média de emissões evitadas de GEE atinge 1,1 Mt CO<sub>2</sub>e/ano. Além disso, as emissões anuais evitadas de GEE atingiriam até 3,5 Mt CO<sub>2</sub>e em 2030 e 21,7 Mt CO<sub>2</sub>e em 2050. Até 2050, o potencial de mitigação acumulado atinge 72,7 Mt CO<sub>2</sub>e</p> <p>As projeções mostram um atraso no desenvolvimento de usinas de biomassa no curto-médio prazo, mas o potencial aumenta significativamente até 2050. Além disso, as projeções mostram o potencial mínimo, de modo que a resposta real do setor à implementação de tais usinas, pode ser muito melhor.</p> <p>*Tabela 7: Projeções de geração de eletricidade de usinas de biomassa e respectivo potencial de mitigação.</p>
6	Mercado-alvo e potencial	<p>Há um aumento potencial de aproximadamente 15% na geração de energia de biomassa em 2030, que pode dobrar em 2050.</p>

**Tabela 7.** Projeção de usinas de biomassa, geração de energia elétrica e respectivo potencial de mitigação

Ano	Capacidade instalada (MW)	Capacidade instalada adicional (MW)	Geração de eletricidade (MWano)	Emissões mitigadas em relação a 2021 (Mt CO <sub>2</sub> e)	Mitigação cumulativa do projeto (Mt CO <sub>2</sub> e)
2021	14,025	-	5,230	-	-
2022	14,185	160	5,275	0.2	0.2
2023	14,330	145	5,331	0.4	0.6
2024	14,330	0	5,364	0.5	1.1
2025	14,470	140	5,420	0.8	1.9
2026	14,470	0	5,454	0.9	2.8
2027	14,470	0	5,454	0.9	3.8
2028	14,470	0	5,587	1.5	5.2
2029	14,470	0	5,621	1.6	6.8
2030	14,470	0	6,089	3.5	10.3
2035	17,970	3,500	7,355	8.7	19.0
2040	22,544	4,574	8,959	15.3	34.3
2045	26,966	4,422	9,328	16.8	51.0
2050	31,713	4,747	10,531	21.7	72.7

Fonte: Autores.

III. FINANCIAMENTO DE PROJETOS		
1	Principais detalhes de financiamento de projetos/financiamento estruturado	<p>Este projeto não consiste em uma configuração específica de usinas térmicas de biomassa, uma vez que uma grande variedade de biomassa pode ser usada. Como tal, os custos variam de planta para planta.</p> <p>Ainda, foram calculados os custos médios com base nas projeções do Projeto DDPBIICS, considerando a capacidade instalada e a geração de energia elétrica mostradas na Tabela 7. Os resultados são apresentados na Tabela 8. Os pressupostos incluem: As projeções seguem os resultados do Projeto DDPBIICS; foram utilizados valores médios de custo (EPE, 2020; La Rovere et al., 2021).</p> <p>*Quadro 8: Projeções de custos</p>
2	Fontes de financiamento	A atividade do projeto será financiada por entidades privadas.
3	Créditos de carbono	Não se espera que o projeto seja (co)financiado por meio de padrões de crédito de carbono.
4	Custo por tonelada de carbono (\$/t CO <sub>2</sub> e)	O custo por tonelada de carbono até 2030 é de 106 USD/t CO <sub>2</sub> e. A estimativa de custo para 2050 é de 73 USD/t CO <sub>2</sub> e. O cálculo é baseado nas projeções do Projeto DDPBIICS (Ver Tabela 8). Taxa de câmbio de 2020
5	Risco de financiamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Custo da termelétrica</li> <li>- Necessidade de criação de contratos para disponibilidade de biomassa</li> <li>- Custo de concorrência com outras fontes de energia, uma vez que as termelétricas devem participar de leilões de energia para serem conectadas à REDE brasileira</li> </ul>
6	Modelagem financeira	Este projeto é um modelo inicial; portanto, não possui um modelo financeiro.
7	Modelo de aquisição	Produtor Independente de Energia (IPP)
9	Estágio do projeto	3. Fase de viabilidade
10	Suporte de assistência técnica	A implantação do projeto depende da aceitação das empresas privadas e dos geradores de cana-de-açúcar. Além disso, exigirá suporte técnico de empresas de engenharia para cada sistema implantado.

**Tabela 8.** Projeções de custos para geração com biogás a partir de vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar

Ano	OPEX (milhões USD)	CAPEX (milhões USD)	Custo total (milhões USD)
2021	490	24	514
2022	500	42	543
2023	504	56	561
2024	504	56	561
2025	513	70	582
2026	513	70	582
2027	517	70	587
2028	517	70	587
2029	536	70	605
2030	554	70	624
2030-2035	697	398	1.096
2035-2040	859	853	1.713
2040-2045	1.120	1.291	2.410
2045-2050	1.313	1.766	3.079
		Total	14.044

Nota: 2020 Taxa de variação.

Fonte: Autores.

IV. BARREIRAS E RISCOS DO PROJETO		
1	Barreiras e riscos do projeto	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Custo da usina termelétrica</li> <li>- Dependência da cultura da cana-de-açúcar</li> <li>- Sazonalidade</li> <li>- Falta de garantia de disponibilidade de biomassa (necessidade de contratos)</li> <li>- Nem todas as tecnologias são adequadas para uso na geração de resposta rápida</li> </ul>
2	Condições favoráveis	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Desenvolvimento de um regulamento como o Renovabio (ou atualização da Lei Renovabio), ampliando-o para incluir a biomassa como fonte de energia no setor elétrico</li> <li>- Interesse de produtores e investidores de cana-de-açúcar em participar de um programa de incentivo às fontes renováveis.</li> <li>- Incentivos financeiros</li> <li>- Desenvolvimento de condições de mercado</li> </ul>
3	Desenvolvimento de políticas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Realização de leilões de energia exclusivos para biomassa</li> <li>- Desenvolvimento de um regulamento como o Renovabio (ou atualização da Lei Renovabio), ampliando-o para incluir a biomassa como fonte de energia no setor elétrico.</li> </ul>



V. INFORMAÇÕES E DOCUMENTAÇÃO ADICIONAIS	
1	<p>Benefícios e riscos sociais, econômicos e ambientais</p> <p>As termelétricas de biomassa são uma fonte renovável e firme (mas sazonal) sem a intermitência das fontes eólicas e solares. Apresentam a possibilidade de serem expedidos centralmente, permitindo ao Operador Nacional do Sistema (ONS) um maior grau de flexibilidade na gestão da fonte quando comparada com outras fontes renováveis. Algumas rotas de biomassa se enquadram na exigência de um recurso controlável com resposta rápida (e resposta rápida e variável), mais especificamente, aquelas que utilizam tecnologias de motores (ciclo Otto e ciclo Diesel) e turbinas aeroderivadas do ciclo Brayton, que são as tecnologias mais adequadas para esse fim. Portanto, algumas delas podem contribuir para uma maior segurança energética (EPE, 2018a). É uma fonte de energia renovável que gera poucos poluentes em comparação com as fontes não renováveis, com um custo relativamente baixo para reutilização, uma alta capacidade de reutilização de resíduos do setor sucroalcooleiro e menor risco ambiental. Além disso, a cana-de-açúcar tem disponibilidade sazonal em períodos que coincidem com regimes hidrológicos baixos, aumentando a segurança do setor elétrico.</p> <p>No caso da biomassa residual, outra vantagem é o aumento da produtividade econômica, uma vez que há geração de valor a partir de subprodutos, bem como a mitigação dos impactos ambientais locais e regionais (EPE, 2018b). Além disso, o resíduo resultante da biodigestão para gerar biogás ainda será utilizado como fertilizante "turbinado", rico em potássio e nitrogênio (FREIRE, 2020).</p> <p>Como impacto negativo, as mudanças climáticas podem afetar a biomassa e a disponibilidade de água, influenciando diretamente o uso da terra. O uso de biomassa para geração termoelétrica pode afetar a produção de alimentos, transferindo o uso de biomassa da produção de alimentos para a geração de energia. Além disso, pode impulsionar a corrida pela terra diretamente (por meio de aquisições de terras para a expansão de sistemas de energia) e indiretamente (por meio de ameaças à segurança alimentar e competição sobre usos da terra) (Scheidel e Sorman, 2012).</p>
2	<p>Potencial transformacional</p> <p>A atividade atual do projeto visa aumentar a replicação da geração termelétrica utilizando biogás da vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar sobre o território brasileiro, aumentando as energias renováveis no mix elétrico.</p>
3	<p>Aprovações / licenças regulatórias</p> <p>Para a instalação de novas termelétricas de biomassa:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Agência ambiental para licenciamento</li> <li>- Agência Nacional de Energia Elétrica</li> <li>– ANEEL – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis</li> <li>– ANP (Porque a usina utiliza o biogás como fonte de energia)</li> </ul>
4	<p>Consulta pública</p> <p>As consultas com as partes interessadas assumiram a forma de entrevistas em linha realizadas ao longo da existência do projeto Decarboost. Nessas entrevistas, alguns atores destacaram a vantagem brasileira em relação ao seu potencial de utilização da biomassa na geração de energia elétrica. Eles também destacaram que a criação de incentivos poderia acelerar o crescimento desta fonte, como aconteceu com os biocombustíveis após a criação da Renovabio.</p>
5	<p>Documentação chave e documentos de apoio</p> <p>ANP. Renovabio. 2021. Available at: <a href="https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio">https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio</a></p> <p>Centro Clima. DDPBIIICS Project Projections. 2021</p> <p>EPE. Papel da Biomassa na Expansão da Geração de Energia Elétrica<sup>a</sup> 2018a.</p> <p>Energia em Movimento (2012). <a href="https://movimentoenergia.blogspot.com/2012/09/energia-limpa-biomassa.html">https://movimentoenergia.blogspot.com/2012/09/energia-limpa-biomassa.html</a></p> <p>EPE. Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050. Nota técnica pr 04 18. 2018b.</p> <p>EPE. Balanço Energético Nacional. 2021.</p>

	<p>Scheidel, A., &amp; Sorman, A. H. Energy transitions and the global land rush: Ultimate drivers and persistent consequences. <i>Global Environmental Change</i>, 22(3), 588–595. 2012.</p> <p>La Rovere E., Dubeux C., Wills W. Walter, K. C., Napolini, G. Hebeda O., Gonçalves D. N. S., Goes, G. V., D'Agosto M. A., Nogueira E. C., Cunha H. F., Gesteira C., Treut G., Cavalcanti G., Bermanzon M. (2021). Policy lessons on deep decarbonization in large emerging economies. Available at: <a href="https://www.iddri.org/en/publications-and-events/report/policy-lessons-deep-decarbonization-large-emerging-economies">https://www.iddri.org/en/publications-and-events/report/policy-lessons-deep-decarbonization-large-emerging-economies</a>. Accessed on 01 January 2022.</p> <p>SEEG. Monitor Elétrico. 2018. Available at: <a href="http://monitoreletrico.seeg.eco.br/">http://monitoreletrico.seeg.eco.br/</a></p> <p>SEBIGASCOTICA. Biogás de vinhaça: uma realidade. 2020. Available at: <a href="http://sebigascotica.com.br/artigo/biogas-de-vinhaca-uma-realidade.html">http://sebigascotica.com.br/artigo/biogas-de-vinhaca-uma-realidade.html</a></p> <p>SEBIGASCOTICA. CLBR – Covered Lagoon Bio Reactor. 2022. Available at: <a href="http://sebigascotica.com.br/technology/clbr?lang=en">http://sebigascotica.com.br/technology/clbr?lang=en</a></p>
--	--

## Plano de Mitigação de Resíduos

***Autores: Isabela Mancio Lima, Saulo Machado Loureiro & Carolina Dubeux***

## SUMÁRIO

1. Apresentação do Setor .....	3
2. Objetivos .....	5
3. Ações de Mitigação.....	6
4. Instrumentos .....	12
5. Programas e Projetos.....	20
6. Referências.....	25
Apêndice 1 – Uso de Biometano – o Caso do Rio de Janeiro .....	27
Apêndice 2.....	30
A.2.1. Oportunidade de Investimento 1 – Coleta de Gás de Aterro e Destruição de Metano em <i>Flares</i> (Queimadores).....	30
A.1.2. Oportunidade de Investimento 2 – Produção de Biometano a partir de Resíduos Sólidos Urbanos e Substituição de Gás Natural por Biometano na Indústria.....	39

## FIGURAS

Figura 1. Trajetória das emissões do setor de resíduos até 2050 – CPS e DDS.....	11
Figura 2. Unidades de disposição final por município, segundo dados do diagnóstico SNIS 2019 .....	38

## TABELAS

Tabela 1. Pressupostos dos cenários de tratamento de resíduos sólidos .....	7
Tabela 2. Pressupostos dos cenários de tratamento de águas residuais .....	9
Tabela 3. Emissões do setor dos resíduos até 2050 .....	11
Tabela 4. Correlação entre as medidas, barreiras e instrumentos de política identificados no relatório "Visão Geral das Barreiras: Brasil" .....	13

## 1. Apresentação do Setor

O Brasil é o maior país da América do Sul e o quinto maior do mundo. É um país de contrastes, onde, por um lado, existem elevados padrões de desenvolvimento tecnológico em oposição a bolsões de miséria absoluta. Desigualdades regionais significativas e diferenças marcantes entre pequenos e grandes municípios são características do país. As oportunidades de implementação de soluções para problemas urbanos na gestão de resíduos sólidos urbanos também são notáveis. Dessa forma, grandes municípios e regiões metropolitanas têm os melhores resultados de gestão, tratamento e destinação final de resíduos. As demais cidades apresentam dificuldades estruturais e administrativas, com poucos ou nenhum trabalhador qualificado, baixa capacidade de obtenção e aplicação de recursos e utilizam muitas lixões a céu aberto como opção de destino final. Vale ressaltar que os serviços de limpeza pública do Brasil são de responsabilidade dos municípios, de acordo com a Constituição Brasileira de 1988.

Considerando a prestação de serviços de limpeza urbana no Brasil, eles têm sido realizados pelos próprios municípios com crescente participação de empresas privadas. Para as modalidades de gestão administrativa, a grande maioria dos municípios de pequeno e médio porte adota a administração direta para que a secretaria, departamento ou setor da Prefeitura seja responsável por todas as ações relacionadas à gestão de resíduos sólidos. Poucos municípios possuem autoridades públicas específicas ou empresas de limpeza urbana. Outro fato importante é que mais de 50% dos municípios não cobram dos cidadãos pelos serviços prestados; para aqueles que o fazem, o valor é muito menor do que o custo real. A grande maioria, especialmente os de pequeno e médio porte, não possui equipe técnica qualificada para planejar, monitorar, avaliar serviços e implementar um sistema de custos e faturamento.

O setor de resíduos compreende cinco subsetores principais de emissão: (i) disposição final de sólidos (como aterros sanitários, aterros controlados ou lixões a céu aberto), (ii) tratamento biológico (compostagem e biodigestão anaeróbia), (iii) incineração e queima a céu aberto e (iv) tratamentos de efluentes domésticos e (v) industriais (ICLEI, 2021). O principal GEE é o metano, liberado dos aterros de resíduos sólidos urbanos - RSU (65%) devido à composição da matéria orgânica, principal elemento do lixo, responsável pela geração de biogás.

Apesar de representarem apenas 5% das emissões brutas brasileiras, o setor de resíduos teve o aumento mais significativo em 2015 desde 1990: 187%. Em 2015, foram emitidos 84 Mt CO<sub>2e</sub>, 25% a mais do que em 2005 (MCTI, 2020). Em relação aos resíduos sólidos, as emissões cresceram 31% de 2005 a 2015, passando de 39 para 51 Mt CO<sub>2e</sub>. Historicamente, além do crescimento populacional e do aumento da geração de resíduos, há também um maior acesso aos serviços de gestão de RSU, principalmente serviços de coleta e disposição final adequada, quase sempre aterro sanitário, uma tecnologia significativamente emissora GEE. Uma característica importante no Brasil é que a fração orgânica representa cerca de 45% dos resíduos sólidos (cerca de 36 milhões de toneladas/ano), fonte de emissões de GEE (ABRELPE, 2020).

Em relação às águas residuais, também em 2015, as emissões atingiram 33 Mt CO<sub>2</sub>e, 18% acima dos valores de 2005 (MCTI, 2020). Dados mais recentes do SEEG (2019) indicam que 26% dessas emissões estavam relacionadas ao tratamento de efluentes domésticos e 7% aos efluentes industriais.

A Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) - Lei Federal nº 12.305, de agosto de 2010 - é o marco legal da gestão de resíduos sólidos no Brasil. A PNRS apresenta uma visão integrada da gestão de RSU, priorizando a prevenção e redução da geração de resíduos e incentivando o uso de tecnologias para o tratamento de resíduos. Também prevê a obrigatoriedade de destinação ambiental adequada e a substituição de lixões a céu aberto, enfatizando que apenas os rejeitos devem ser encaminhados para aterros sanitários.

No entanto, sua implementação efetiva ainda está longe de ser desejada, e os esforços de curto prazo tendem a se concentrar no fechamento de lixões. Embora a PNRS tenha dado o ano de 2014 como prazo inicial para o fim de todos os lixões do país, ainda hoje, cerca de 8% dos resíduos produzidos (6,3 milhões de toneladas/ano) não são coletados, e 40% dos resíduos coletados ainda são descartados indevidamente (ABRELPE, 2020).

O Plano Nacional de Resíduos Sólidos PLANARES (2022), por sua vez, representa a estratégia de longo prazo em nível nacional para operacionalizar a PNRS (2010). O Plano propõe metas, diretrizes, projetos, programas e ações para alcançar os objetivos da Lei para um horizonte de 20 anos. Em sua primeira versão, as metas do PLANARES incluíam, por exemplo, o desvio de resíduos úmidos até então descartados em aterros sanitários para tratamento por biodigestão, aumento da reciclagem, recuperação de gases de aterro e, definitivamente, fechamento de todos os lixões a céu aberto até 2014. Recentemente em vigor, por meio do Decreto 11.043/2022 (MMA, 2022) o Plano entrou na fase de revisão e consulta pública em 2020, em consonância com o novo marco regulatório do saneamento básico (2020), propondo metas importantes em sua última nova versão. Entre elas, além da principal missão de erradicar todos os lixões do país até 2024, também visa garantir que 72,6% da população tenha acesso à coleta seletiva até 2040 e alcançar a coleta universal de lixo até 2036. Outro passo importante planejado é o reaproveitamento energético de mais de 60% do biogás gerado a partir da decomposição de resíduos orgânicos.

Em relação ao esgoto, existe o Novo Marco Legal do Saneamento Básico (Lei nº 14.026/2020), que pretende universalizar o serviço até o final de 2033, garantindo que 99% da população seja atendida com água potável e 90% com coleta e tratamento de esgoto. Além disso, a nova Lei alterou muitos pontos do antigo marco do setor (Lei nº 11.445/2007), buscando aumentar a segurança jurídica entre o poder concedente e as empresas que podem operar os sistemas para atrair novos investimentos.

Outras referências são o PLANSAB - Plano Nacional de Saneamento Básico (2021) que visa regulamentar as políticas públicas de saneamento com metas e estratégias governamentais para o setor. Seu principal objetivo é a universalização do saneamento até 2033. No entanto, de acordo com um estudo da Confederação Nacional da Indústria (CNI), esse objetivo está longe de ser alcançado. Atualmente, 35 milhões de brasileiros não têm acesso à rede de água potável e quase 100 milhões não possuem serviço regular de coleta de esgoto - praticamente metade de toda a população do país. Além disso, de todo o esgoto produzido no Brasil, apenas 45% são tratados. De acordo com o mesmo estudo, se forem projetados os níveis de investimento recentes, a universalização dos serviços só será alcançada após 2050, com um atraso de cerca de 20 anos.

No entanto, todo o cenário é bastante sombrio quando comparamos as realizações com as metas estabelecidas pelo setor. Ainda existem mais de 3.000 lixões em operação (ABRELPE, 2020), mostrando a baixa efetividade da PNRS e a aplicação do PLANARES, cuja data inicial para o fechamento dos lixões estava prevista para agosto de 2014, como já mencionado. Esse é agora o objetivo prioritário do "Lixão Zero" (2019), que anunciou recentemente que havia desativado mais de 600 lixões em todo o país (MMA, 2020).

Portanto, é necessário fazer avanços na transição do atual sistema linear de gestão de resíduos para um modelo circular, com o fechamento definitivo de lixões a céu aberto e aterros inadequados, aumento da coleta de esgoto e tratamento. Além disso, o setor do tratamento de resíduos merece uma atenção especial, uma vez que o aumento da cobertura dos serviços de saneamento por tratamento anaeróbico pode aumentar substancialmente as emissões de gases com efeito de estufa.

Nesse sentido, o Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas - FBMC (2018) propôs algumas ações de mitigação, como a ampliação da captação e queima de biogás e/ou uso energético do biogás produzido em aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto; aumento do volume de resíduos sólidos orgânicos compostados; aumento da coleta seletiva; e implantação de um programa de logística reversa.

A simples adoção de sistemas adequados de disposição de resíduos e estruturas eficientes para captação e queima de biogás (com cerca de 50 % de metano) de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto (ETE) pelo método anaeróbico faz parte da solução – além de proporcionar uma excelente oportunidade para a venda de créditos de carbono.

## 2. Objetivos

Este Plano de Mitigação visa promover a redução das emissões de GEE no setor de Resíduos através da adoção de tecnologias sustentáveis. Assume dois cenários: os cenários de "Políticas Atuais" (CPS) e "Descarbonização Profunda" (DDS), revisados em Unterstell e La Rovere et al. (2021). O CPS considera as políticas em vigor, enquanto o DDS adota ações adicionais de mitigação que poderiam reduzir consideravelmente as emissões para ajudar o país a atingir uma meta de emissões líquidas zero em 2050.

O setor de tratamento de resíduos pode, portanto, ser considerado um setor com potencial mitigador, uma vez que as emissões são consequência direta do aumento da cobertura de saneamento, e a expansão prevista nas políticas nacionais de resíduos sólidos e saneamento básico pode ser parcialmente financiada pela venda de créditos de carbono, e pelas receitas de portão e da venda de energia produzida.

Para tanto, essa expansão do saneamento deve incluir a implantação de projetos de captação de biogás em aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto, contribuindo para diminuir o passivo do setor nos próximos anos e reduzir as emissões brasileiras.

### 3. Ações de Mitigação

Os objetivos acima referidos podem ser alcançados através da intensificação da adoção de um conjunto de medidas de mitigação nos dois subsetores: tratamento de resíduos sólidos e tratamento de águas residuais domésticas e industriais.

Os cenários são baseados na evolução populacional utilizando estimativas de crescimento populacional do IBGE (Agência de Geografia e Estatística), geração de resíduos per capita (SNIS, 2020), disposição de resíduos sólidos urbanos e tratamento de efluentes. Esses cenários sugerem investimentos em infraestrutura, escolhas tecnológicas, bem como instrumentos de política e regulatórios.

O CPS para resíduos sólidos e águas residuais baseia-se na premissa de ampliar a cobertura dos serviços de saneamento no ritmo do progresso já em andamento.

Embora as políticas atuais tenham sido concebidas para a expansão e o desenvolvimento do setor, não devem ser capazes de provocar alterações significativas nos resultados das emissões no horizonte do estudo (2050).

O principal indicador, a destruição de metano em queimadores nos aterros sanitários e ETEs (estações de tratamento de esgoto), permanece relativamente constante e, da mesma forma, a captura e o uso de biogás.

Para estimar as emissões do CPS, foram consideradas tendências nas diversas formas de tratamento, inicialmente previstas nos objetivos da Política Nacional de Resíduos Sólidos - PNRS (Lei 12.305/2010), mas sem adoção de medidas adicionais.

O DDS, por sua vez, considera o pleno cumprimento das metas estabelecidas no mais recente Plano Nacional de Resíduos Sólidos (Planares, 2022) e Plano de Saneamento Básico (Plansab, 2021), no Novo Marco Legal do Saneamento Básico (Lei 14.026/2020) e no Decreto 10.712 de 2021, que regulamenta a nova Lei do Gás (14.134/2021), estimando os valores a serem alcançados até 2030 e a ampliação das metas até 2050.

A estrutura do Planares 2022 seguiu as diretrizes indicadas na Lei da PNRS e seu decreto normativo, já considerando e alinhando com o novo marco regulatório do saneamento básico promulgado em 2020. No entanto, apesar de decretada e publicada em 2022, sua elaboração ocorreu em 2020 e utilizou, na maioria dos casos, dados do SNIS-RS até 2019 e Panoramas Abrelpe até 2019. Portanto, não há novas metas em relação à versão 2019. A Tabela 1 apresenta os pressupostos para a gestão de resíduos sólidos em ambos os cenários.



**Tabela 1.** Pressupostos dos cenários de tratamento de resíduos sólidos

Resíduos Sólidos		2020	CPS			DDS		
			2030	2040	2050	2030	2040	2050
Geração de resíduos	Mt/ano	87,5	108,5	134,3	166,9	108,5	134,3	166,9
Coleta de resíduos	Mt/ano	80,6	100,5	125,4	156,6	108,0	134,3	166,9
Não categorizado	Mt/ano	6,9	7,9	8,9	10,3	0,4		
Reciclagem (coletada)	Mt/ano	1,9	2,4	2,9	3,2	11,9	26,9	41,7
	(SNIS)	<b>2,1%</b>	<b>2,2%</b>	<b>2,1%</b>	<b>1,9%</b>	<b>11,0%</b>	<b>20,0%</b>	<b>25,0%</b>
Despejo a céu aberto	Mt/ano	13,4	15,5	18,0	21,0			
	(Abrelpe)	<b>15,3%</b>	<b>14,3%</b>	<b>13,4%</b>	<b>12,6%</b>			
Aterro inadequado (aterro controlado)	Mt/ano	18,0	21,2	24,8	29,1			
	(Abrelpe)	<b>20,6%</b>	<b>19,5%</b>	<b>18,5%</b>	<b>17,5%</b>			
Aterro sanitário	Mt/ano	47,1	61,0	79,2	102,7	75,4	63,5	48,7
	(Abrelpe)	<b>53,8%</b>	<b>56,3%</b>	<b>58,9%</b>	<b>61,5%</b>	<b>69,5%</b>	<b>47,3%</b>	<b>29,2%</b>
Compostagem aeróbica	Mt/ano	0,3	0,4	0,5	0,6	5,2	12,8	23,3
	(SNIS)	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>4,8%</b>	<b>9,5%</b>	<b>13,9%</b>
Biodigestão anaeróbia	Mt/ano					2,2	5,4	10,0
	%					<b>2,0%</b>	<b>4,0%</b>	<b>6,0%</b>
Co-processamento	Mt/ano					4,0	6,2	8,8
	%					<b>3,7%</b>	<b>4,6%</b>	<b>5,3%</b>

Fontes 2020: PNSB 2017 (IBGE, 2020), SNIS 2021 (MDR, 2022), IV Inventário Nacional (MCTI, 2020); 2030-2050: Unterstell, La Rovere et al. (2021), Planares (MMA, 2022).

De acordo com as metas estabelecidas no Planares (2020), a eficiência da coleta de resíduos sólidos atingirá 100% da cobertura até 2033 e, a partir de 2021, serão introduzidas tecnologias alternativas ao aterramento. Com isso, as hipóteses dos cenários de resíduos sólidos são as seguintes:

- A geração de resíduos urbanos aumenta de 88 Mt em 2020 para 109 Mt em 2030 e 166 Mt em 2050, em ambos os cenários;
- O percentual de cobertura de coleta aumenta de 92,1% em 2020 para 92,7% em 2030 e 93,8% em 2050 no Cenário CPS e 99,6% em 2030 e 100% de 2033 a 2050 no cenário DDS;
- A disposição final em aterros sanitários aumenta de 47 Mt em 2020 para 61 Mt em 2030 e 102 Mt em 2050 no CPS; e para 75 Mt em 2030, mas para 48 Mt em 2050 no cenário DDS, correspondendo a 56% e 70% dos resíduos produzidos em 2030 e 61% e 29% em 2050, respectivamente, o que revela uma redução considerável da deposição em aterro com a utilização de outras formas de tratamento. Mesmo assim, esse é o tratamento predominante em ambos os cenários ao longo do período de estudo, conseqüentemente, a fonte de emissão mais relevante nesse setor;

- A destruição de biogás em aterros sanitários em 2020 atingiu 12,1% em relação ao total de biogás produzido. Seu percentual permanece constante em CPS e cresce para 16,4% em 2030 e 25% em 2050 no cenário DDS. Da mesma forma, a captura de biogás aumenta de uma taxa constante de 10,6% no CPS para 23,7% em 2030 e 50% em 2050 no cenário DDS.
- A reciclagem permanece em 2% de 2020 a 2050, com pequenas variações de 0,2% no cenário de CPS; no cenário de DDS, atinge 11% dos resíduos em 2030 e 25% em 2050. A reciclagem não promove a redução direta de emissões, mas deslocará 23,8 Mt desses resíduos dos aterros de 2020 a 2030 e 81,4 Mt de 2020 a 2050 no CPS. No cenário DDS, o deslocamento chega a 75 Mt de 2020 a 2030 e 618 Mt de 2020 a 2050.
- A reciclagem orgânica, ou compostagem aeróbia, também permanece constante em 0,4% dos resíduos de 2020 a 2050 no CPS, deslocando outros 3,7 Mt de resíduos orgânicos de aterros de 2020 a 2030 e 13,4 Mt de 2020 a 2050; no cenário DDS, cresce até 4,8% em 2030 e 13,9% em 2050, deslocando 28,8 Mt de aterros de 2020 a 2030 e 303,2 Mt de 2020 a 2050, aumentando ainda mais a emissão de metano evitada.
- No que diz respeito às formas alternativas de tratamento a partir de 2021, só no cenário DDS atingirá 2% do tratamento em plantas de biodigestão em 2030 e 6% em 2050;
- Ainda no cenário DDS, 3,7% dos resíduos gerados em 2030 e 5,3% em 2050 são tratados em fornos de coprocessamento de cimenteiras;
- Por fim, 8,6% dos resíduos gerados em 2030 e 20,6% em 2050 são tratados em usinas de incineração de "resíduos em energia", também no cenário DDS;

O cumprimento dessas metas reduzirá o volume de resíduos sólidos em aterros sanitários de 90% no CPS entre 2030 e 2050 para 70% em 2030 e 30% em 2050 no cenário DDS.

**Tabela 2.** Pressupostos dos cenários de tratamento de águas residuais

Águas residuais		2020	CPS			.DDS				
			2030	2040	2050	2030	2040	2050		
<b>Geração de esgoto</b>		Mt DBO	4,1	4,3	4,5	4,5	4,3	4,5	4,5	
<b>Esgoto recolhido e tratado</b>		Mt DBO	1,7	2,0	2,2	2,3	3,5	4,1	4,3	
		(%)	<b>42%</b>	<b>46%</b>	<b>48%</b>	<b>50%</b>	<b>82%</b>	<b>91%</b>	<b>96%</b>	
<b>Estações de Tratamento de Esgoto (ETEs)</b>	<b>Processos não emissores</b>	Mt DBO	0,05	0,04	0,03	0,03	0,08	0,1	0,1	
		(%)	1%	1%	0,8%	0,6%	2%	2%	2%	
	<b>Lodo ativado</b>	Mt DBO	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	1,2	
		(%)	<b>16%</b>	<b>18%</b>	<b>19%</b>	<b>20%</b>	<b>23%</b>	<b>26%</b>	<b>28%</b>	
	<b>Lagoas facultativas</b>	Mt DBO	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	
		(%)	3%	3%	3%	3%	5%	6%	6%	
	<b>Outros não categorizados</b>	Mt DBO	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1			
		(%)	2%	2%	2%	2%	4%			
	<b>Tratamento anaeróbio</b>	Mt DBO	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,5	1,6	
		(%)	<b>20%</b>	<b>22%</b>	<b>23%</b>	<b>24%</b>	<b>29%</b>	<b>33%</b>	<b>35%</b>	
	<b>Captura e queima de CH<sub>4</sub></b>	(%)	33%	33%	33%	33%	38%	40%	43%	
	<b>Fossas sépticas</b>		Mt DBO	0,6	0,8	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1
			(%)	<b>14%</b>	<b>18%</b>	<b>20%</b>	<b>20%</b>	<b>20%</b>	<b>24%</b>	<b>25%</b>
	<b>Fossas rudimentares</b>		Mt DBO	0,3	0,1			0,1		
(%)			8%	3%			3%			
<b>Despejo direto em corpos d'água</b>		Mt DBO	1,4	1,4	1,4	1,3	0,6	0,4	0,2	
		(%)	<b>35%</b>	<b>33%</b>	<b>31%</b>	<b>30%</b>	<b>15%</b>	<b>9%</b>	<b>4%</b>	

Fontes 2020: PNSB 2017 (IBGE, 2020), SNIS 2021 (MDR, 2022), IV Inventário Nacional (MCTI, 2021); 2030-2050: Unterstell, La Rovere et al. (2021), Plansab (MDR, 2021).

Em relação ao tratamento de efluentes, o pressuposto é que o cenário CPS segue a tendência e permanece o mesmo até 2030. Para o cenário DDS, dada a meta de cobertura de coleta de esgoto do Plansab (2019) de 90% até 2033, estima-se que em 2030 o saneamento básico atinja 82% de toda a população e 96% em 2050.

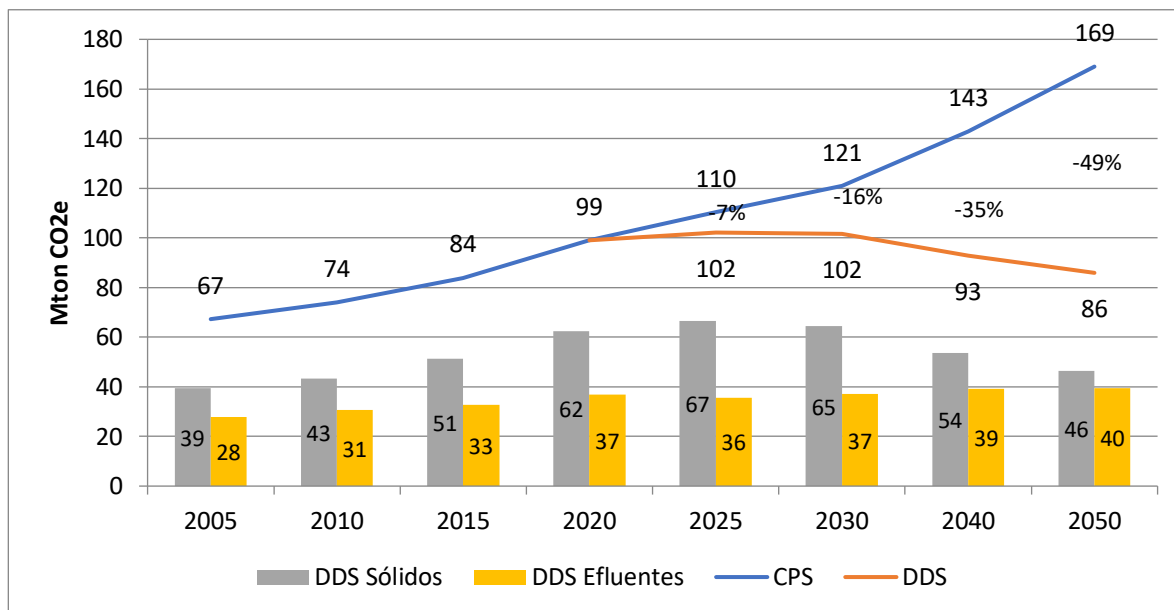
Os pressupostos dos cenários de tratamento de águas residuais apresentados no quadro acima são descritos a seguir:

- a coleta para tratamento em estações de tratamento de águas residuais (ETE) tem um leve aumento de 42% em 2020 para 46% em 2030 no cenário de CPS, mas no cenário DDS, praticamente dobra para 82% até 2030, chegando a 96% em 2050;
- da mesma forma, o tratamento aeróbio por lodo ativado aumenta de 16% em 2020 para 18% em 2030 no cenário CPS e 23% no cenário DDS, atingindo em 2050, 28% do esgoto gerado;
- o tratamento anaeróbio em ETE aumenta de 20% do volume total em 2020 para 22% no cenário CPS em 2030, mas para 29% no cenário DDS em 2030, atingindo um volume de tratamento de 35% em 2050;
- a queima de metano produzido em estações de tratamento anaeróbio é mantida em 33%, mantendo-se constante em termos percentuais no cenário CPS (considerando a eficiência de 55% na queima de metano em *flares*);
- no cenário DDS, a queima de metano de tratamentos anaeróbios aumenta de 33% em 2020 para 38% até 2030 e atinge os 43% em 2050 (assumindo a mesma eficiência de *flare* de 55%);
- A participação das fossas tem um ligeiro aumento, de 21% em 2020 para 23% até 2030 e 25% em 2050 no cenário DDS, mantendo-se constante no cenário CPS.

Em ambos os cenários, a consequência direta dessa expansão nos serviços de saneamento é a redução significativa do tratamento em fossas sépticas rudimentares, de 8% para 3% em 2030 e zero em 2050.

Da mesma forma, a redução do lançamento de esgoto bruto nos corpos d'água, embora tímida no cenário de CPS, é muito significativa no cenário DDS, passando de 35% em 2020 para 15% em 2030, contra apenas 33% no cenário de CPS. Ainda assim, no cenário DDS, em 2040 as fossas sépticas rudimentares são eliminadas e, em 2050, a descarga nos corpos d'água atinge o menor nível histórico, apenas 4% dos efluentes gerados.

Figura 1. Trajetória das emissões do setor de resíduos até 2050 – CPS/DDS



Fonte: Unterstell e La Rovere et al., 2021

A Tabela 3, por sua vez, mostra a contribuição projetada desagregada do setor de resíduos para as emissões de GEE até 2050.

Tabela 3. Emissões do setor dos resíduos até 2050

EMISSÕES DO SECTOR DOS RESÍDUOS (Mt CO <sub>2</sub> e)	2005	2010	2015	2020	2025		2030		2040		2050	
					CPS	DDS	CPS	DDS	CPS	DDS	CPS	DDS
Aterro sanitário (USW, ISW)	37,4	41,2	49,0	62,1	71,3	63,8	80,8	57,6	102,3	39,0	128,7	20,5
Térmica (HSW, ISW, WTE)	2,0	2,0	2,2	0,2	0,2	2,3	0,3	5,9	0,3	12,2	0,3	21,3
Biológico (compostagem, biodigestão)	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,5	0,1	1,0	0,1	2,5	0,1	4,6
<b>Subtotal de Resíduos Sólidos</b>	<b>39,4</b>	<b>43,2</b>	<b>51,3</b>	<b>62,3</b>	<b>71,5</b>	<b>66,5</b>	<b>81,1</b>	<b>64,6</b>	<b>102,7</b>	<b>53,7</b>	<b>129,1</b>	<b>46,4</b>
Esgoto doméstico	24,1	26,1	27,1	28,9	30,6	28,1	30,6	28,5	19,1	21,6	18,2	21,8
Efluente industrial	3,8	4,6	5,6	7,8	8,2	7,5	9,1	8,5	21,1	17,5	21,8	17,7
<b>Subtotal de águas residuais</b>	<b>27,8</b>	<b>30,7</b>	<b>32,6</b>	<b>36,7</b>	<b>38,7</b>	<b>35,6</b>	<b>39,8</b>	<b>37,1</b>	<b>40,2</b>	<b>39,1</b>	<b>40,0</b>	<b>39,5</b>
<b>SECTOR TOTAL DOS RESÍDUOS</b>	<b>67,3</b>	<b>74,0</b>	<b>83,9</b>	<b>99,1</b>	<b>110,3</b>	<b>102,2</b>	<b>120,9</b>	<b>101,6</b>	<b>142,9</b>	<b>92,8</b>	<b>169,0</b>	<b>85,9</b>

Fonte: 2005-2015 Brasil, 2020; 2020-2050 autores baseados em Unterstell e La Rovere et al., 2021

O cenário CPS assume como premissa a ampliação da cobertura dos serviços de saneamento no ritmo do progresso atual. No DDS, considerou-se uma expansão mais ambiciosa: o cumprimento das metas estabelecidas nos Planos Nacionais de Resíduos Sólidos - PLANARES (MMA, 2022) e no Plano Nacional de Saneamento Básico - PLANSAB (MDR, 2021), estimando os valores a serem alcançados até 2030 e a expansão das metas até 2050. Um indicador importante, a queima de biogás no tratamento anaeróbico de efluentes, deve aumentar de 33% em 2020 para 38% em 2030 e 43% em 2050 no DDS, mantendo-se constante no CPS a partir de 2020 com uma eficiência de 55% dos *flares* das ETE ao longo do período.

Assim, as emissões totais de GEE de 102 Mt CO<sub>2</sub>e do setor de tratamento de resíduos são estimadas para 2030 no cenário DDS, enquanto no cenário CPS, as emissões seriam de 121 Mt CO<sub>2</sub>e - representando aumentos de 2,5% e 22%, respectivamente, em relação às emissões em 2020, de 99 Mt CO<sub>2</sub>e. No DDS, o subsetor de resíduos sólidos representa 64% das emissões em 2030 e os efluentes líquidos 36%, correspondendo a 65 Mt CO<sub>2</sub>e e 37 Mt CO<sub>2</sub>e, respectivamente. E, em 2050, embora o CPS atinja 169 Mt CO<sub>2</sub>e, o cenário DDS diminui para 86 Mt CO<sub>2</sub>e, um potencial de mitigação de quase 50%.

É importante destacar que o Planares (MMA, 2022) e o Plansab (MDR, 2021) são grandes marcos para efetivar a mudança necessária em ambos os setores. Esses são os principais instrumentos que contêm as diretrizes e recomendações para a implementação da PNRS (BRASIL, 2010) e da Política Nacional de Saneamento Básico (BRASIL, 2020). Se implementadas, essas políticas podem ajudar a evitar ou reduzir as emissões de GEE. Os municípios desempenham um papel de liderança na consecução destes objetivos, uma vez que são os gestores dos serviços públicos de limpeza urbana e dos serviços de resíduos sólidos urbanos.

#### 4. Instrumentos

Para maior clareza e compreensão deste Plano, é necessário, primeiramente, recuperar os resultados obtidos na etapa anterior deste estudo. O Relatório "**Panorama das Barreiras: Brasil**" (I-BR.1) propôs um conjunto de instrumentos de políticas públicas com o objetivo de mitigar (ou superar) as principais barreiras identificadas para o setor de resíduos. A Tabela 4 resume esses resultados.

As barreiras são classificadas em dois grandes grupos: E/F (econômico/financeiro) e R/I (regulatório/institucional). As ações prioritárias são destacadas em negrito.

**Tabela 4.** Correlação entre as medidas, barreiras e instrumentos de política identificados no relatório "Visão Geral das Barreiras: Brasil"

Medidas	Barreiras	Tipo	Instrumentos políticos
<b>Eliminação de disposição inadequada</b>	<b>Descumprimento da legislação, prazos e orientações</b>	E/F	<b>Implementação efetiva de Políticas Públicas no setor;</b> incentivos econômicos para municípios que utilizam modelos de baixo carbono; sanções e penalidades por descumprimento/adequação da legislação.
	Baixa capacidade técnica das administrações municipais – barreira do conhecimento	R/I	Investimento na informação e na formação de pessoal
	Falta de interesse/visão política do setor	R/I	Divulgação de informação qualificada aos gestores; benefícios fiscais para localidades que implementam projetos de baixo carbono; reforço de entidades e associações do setor
	Elevado volume de capital e investimentos necessários – pequenos municípios sem viabilidade econômica e financeira para grandes projetos	E/F	<b>Promoção de recursos: linhas de financiamento e participação do setor privado; formação de consórcios</b>
	Acesso precário aos serviços de saneamento e falta de um plano de educação básica sobre gestão de resíduos para a população	R/I	<b>Campanhas de educação e de sensibilização</b>
Captura de biogás em aterros sanitários e destruição de metano por queima	Desafios econômicos e institucionais relacionados à gestão municipal: situação fiscal dos municípios; dificuldade em fornecer garantias; setor historicamente de baixa prioridade	R/I E/F	Cobrança de taxas/tarifas pelo custo dos serviços de coleta, transporte e tratamento de resíduos; apoio financeiro dos estados; segurança jurídica para a entrada de capital privado; instrumentos de previsibilidade para o setor; <b>divulgação de informações qualificadas aos gestores</b>
<b>Utilização de energia dos resíduos:</b> Utilização de biogás de aterro para a produção de eletricidade	Baixa segregação de resíduos	E/F R/I	Subsídios cruzados para coleta seletiva; incentivos econômicos à cadeia de reciclagem e revisão da sua tributação
	<b>Acesso ao crédito e custos de transação</b>	E/F	Articulação e elaboração de mecanismos de financiamento através dos governos federal, estadual e municipal Incentivos econômicos para projetos que buscam a recuperação de resíduos
	Baixa capacidade técnica das administrações municipais / Desconhecimento técnico sobre o real potencial de utilização do biogás – nível municipal	R/I	<b>Fornecimento de treinamento para agentes</b> <b>Maior apoio do governo federal, dos estados e participação do setor privado</b> <b>Elaboração de diretrizes para arranjos regulatórios e comerciais (PPP, consórcios, etc.)</b> <b>Divulgação de informações qualificadas</b>
	Barreiras relacionadas com a competitividade energética	E/F	Criação de leilões específicos de energia; isenção de ICMS sobre equipamentos para captação, tratamento e processamento de biogás; garantias de venda de energia.
<b>Utilização do biogás de aterro sanitário para a produção de biometano e sua</b>	Desconhecimento técnico sobre o real potencial de utilização do biogás e do biometano – nível municipal	R/I	Disseminação de experiências exitosas; Integração entre agentes (públicos e privados), Consultas Públicas e Projetos de Chamada Estratégica Criação e divulgação de cursos e apresentações itinerantes (disponíveis por órgãos setoriais)

Medidas	Barreiras	Tipo	Instrumentos políticos
disseminação nas indústrias	Impostos elevados sobre máquinas e equipamentos	E/F R/I	Revisão da política de financiamento do equipamento importado Desenvolvimento de metodologia progressiva com conteúdo nacional – estimulando a formação desse mercado no Brasil (nacionalização gradual)
	Dificuldade em fornecer garantias e interesses políticos envolvidos	E/F R/I	Instrumentos de previsibilidade para o setor – garantia de cumprimento de contrato e sem interferência do ciclo eleitoral
	Cadeia de suprimentos fraca – máquinas, operação e manutenção	E/F	Benefícios fiscais (isenção de ICMS, por exemplo); Nacionalização das cadeias produtivas
	Confiabilidade do uso de biometano	R/I	Projetos-piloto Divulgação de informações qualificadas aos gestores
	Competitividade do biometano	E/F	Subsídios Políticas específicas
	Altos custos de purificação e questões relacionadas à logística de distribuição	E/F	<b>Investimento em redes de gasodutos para o transporte de biometano</b>
	<b>Ausência de políticas específicas</b>	R/I	<b>Criação de um "Programa Nacional de Biogás e Biometano" e políticas específicas</b>
	Ausência de mercado cativo.	R/I	Garantias de venda, mandato de mistura; melhoria do Programa RenovaBio
Difusão de biodigestão*	Custos elevados – importação de equipamentos	E/F	Favorecimento de uma cadeia de suprimentos nacional – possibilidade de futuros exportadores de biodigestores para países de clima tropical
	Baixa disseminação da prática	R/I	Plataformas de disseminação de conhecimento e formação
	Segregação de resíduos necessária	E/F R/I	Políticas de sensibilização, incentivos financeiros
	Necessário adaptar as tecnologias às características do substrato nacional	E/F	Investimento em P&D, expansão e nacionalização da cadeia de suprimentos
Compostagem da fração orgânica de RSU*	Desafio na escala e comercialização do composto (pequenos projetos e longe dos centros consumidores)	E/F	Mapeamento de usuários, geradores e consumidores; incentivos financeiros
	Segregação de resíduos necessária	E/F R/I	Adoção da coleta seletiva como serviço de gestão pública
	Baixa disseminação da prática	R/I	Disseminação da prática, criação de incentivos políticos e financeiros.
Incineração de resíduos	Alto investimento inicial e altos custos de O&M, pessoal qualificado necessário	E/F	Incentivos à entrada de capital privado
	Opinião pública	R/I	Divulgação da prática, exposição de experiências bem-sucedidas
	Alto rigor na emissão de poluentes.	R/I	Políticas rigorosas de inspeção, monitoramento
Utilização de resíduos sólidos em fornos de cimento (coprocessamento)	<b>Ausência de regras que incentivem a utilização de resíduos como fonte de energia</b>	R/I	<b>Implementação de um imposto sobre a deposição em aterro, a fim de incentivar o redirecionamento dos resíduos dos aterros para as indústrias (como já acontece em alguns países da União Europeia)</b>
	Distância dos centros geradores às Indústrias	E/F	Subvenções ao transporte de resíduos destinados a co-processamento
	Falta de consenso entre Municípios e Indústrias sobre os custos de transporte	R/I	Benefícios fiscais e trabalhistas para minimizar os custos de transporte
	Necessidade de rastreamento dos resíduos sujeitos a coprocessamento	E/F	Fortalecimento/incentivos à criação de coletores e cooperativas de triagem



Para o setor de resíduos, a medida mais básica e prioritária é a eliminação do descarte inadequado de resíduos com a efetiva implementação da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS). Outro instrumento importante é a promoção de linhas de financiamento e incentivos à participação do setor privado. Historicamente, a trajetória dos investimentos no setor e sua concentração estão relacionadas, principalmente, ao baixo desenvolvimento socioeconômico de determinadas localidades, que tendem a apresentar baixos retornos financeiros. Essa característica se desdobra na baixa capacidade técnica e gerencial de muitos gestores, dificultando o acesso aos recursos disponíveis e a concepção e implementação de projetos. Uma componente fundamental para inverter esta situação é a adoção de instrumentos adequados às especificidades das regiões e dos gestores. A cooperação entre os governos municipal, estadual e federal é necessária para a elaboração dos Planos Municipais de Resíduos Sólidos e para a promoção de soluções em larga escala por meio da formação de acordos públicos ou consórcios. A necessidade de campanhas de educação e sensibilização para a população também é crucial. É possível verificar a necessidade de melhorias no processo de educação básica, especialmente considerando que a destinação correta dos resíduos envolve questões de saúde pública.

Outra ação crítica é garantir a captura do biogás e a destruição do metano em aterros sanitários. Nota-se que essa prática está presente, principalmente em cidades de médio e grande porte, muito diferente da realidade observada em cidades de pequeno porte. No geral, a quantidade de gás de aterro capturado no país ainda é muito baixa.

Portanto, os dois instrumentos considerados mais relevantes para o setor são detalhados a seguir: a formação de consórcios entre municípios de pequeno porte visando uma melhor gestão de resíduos (viabilidade de aterros sanitários com queima e captação de metano) e incentivos político-financeiros para o uso do biometano na indústria.

### ***Formação de consórcios intermunicipais***

Nos últimos anos, a criação de consórcios intermunicipais tem sido uma das opções que os pequenos municípios têm utilizado para atender e prestar um serviço de qualidade. De acordo com o art. 52 do Decreto nº 7.404/2010 (Brasil, 2010b), ao optarem pela gestão em regime de consórcio, os municípios estão dispensados de elaborar um plano municipal de gestão integrada de resíduos sólidos – desde que o plano intermunicipal atenda ao conteúdo mínimo da Lei (Brasil, 2010a). Além disso, a PNRS prevê, em conjunto com o Governo Federal, a priorização de transferências e recursos para os consórcios. Esse arranjo permite que municípios com menos recursos descartem adequadamente seus resíduos, uma vez que os membros do consórcio compartilham os custos de implantação, operação e manutenção. Nesse sentido, a formação de consórcios além de criar escala para a construção de aterros, também favorece o uso do biogás. A divisão de custos e uma maior concentração do volume de resíduos retidos em apenas uma unidade permite arranjos tecnológicos mais eficientes e robustos, sendo uma excelente futura oportunidade de negócio. Quando for necessária maior demanda de energia, será possível aumentar os sistemas de captação, bem como a infraestrutura de geração de energia por meio de resíduos. Segundo dados do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento – SNIS (2020), existem 235 consórcios

intermunicipais para gestão de resíduos sólidos. O conjunto de 1.404 municípios associados à gestão de resíduos sólidos urbanos abrange 25,2% dos 5.570 municípios brasileiros e 14,0% da população urbana (25,1 milhões de habitantes). Os consórcios estão mais concentrados na macrorregião Sudeste, com 203 (35,6%), seguidos pelas macrorregiões Sul e Nordeste, respectivamente, com 26,0% e 23,0% dos municípios consorciados – nota-se que o desempenho dos consórcios ainda não é uma realidade comum no país.

O Planares (2020), por sua vez, tem como meta para 2040 um percentual de municípios consorciados de 94,1%, o que, diante dos números atuais, parece um valor exagerado ou excessivamente otimista. Para isso, algumas iniciativas são de grande importância, tais como:

- Garantir oportunidades exclusivas para que consórcios públicos e arranjos intermunicipais e inter federativos obtenham recursos federais;
- Treinamento de consórcios públicos e outros arranjos para implementação de soluções tecnológicas que maximizem o desvio de resíduos sólidos das unidades de disposição final, bem como desenvolvimento de fluxos de processos e modelos documentais que possam ser replicados por meio de ajustes referentes às características locais;
- Os órgãos reguladores de gestão de resíduos e saneamento devem agilizar a regulamentação dos consórcios intermunicipais.
- O Governo Federal deve apoiar técnica e financeiramente os estados na elaboração de seus respectivos estudos de regionalização, visando identificar escalas e conjuntos de municípios favoráveis a uma melhor gestão regional de RSU para a formação de consórcios intermunicipais.

A maioria dos estados realizou tais estudos sobre este último item que serviram de base para seus planos estaduais de RSU. O caso do Rio de Janeiro (RJ) se destaca com o Programa Pacto pelo Saneamento. Entre 2013 e 2014, a Secretaria de Estado de Meio Ambiente – SEA-RJ, elaborou seu Plano Estadual de Resíduos Sólidos – PERS/RJ. Sobre a questão dos consórcios, partiu de estudos que vêm sendo desenvolvidos desde 2010 com o apoio do MMA (Ministério do Meio Ambiente) para propor a regionalização pretendida e, assim, apontar um conjunto de consórcios intermunicipais a serem formados. Consideram-se distâncias para centros de massa e escalas adequadas, capazes de permitir a implantação de Centros de Tratamento de Resíduos – CTRs/aterros sanitários comuns a conjuntos de Municípios.

No caso do RJ, mais de 2/3 da geração de resíduos estão concentrados na região metropolitana e em algumas cidades de médio porte, o que tem resultado no interesse do setor empresarial em investir em projetos e implementar CTRs/aterros sanitários. No entanto, considerando as fragilidades, principalmente nos municípios de menor porte – tanto do ponto de vista gerencial quanto operacional e da destinação final de resíduos – o Estado estruturou uma equipe técnica permanente na secretaria para apoiar os consórcios em formação, utilizando recursos do Fundo Estadual de Meio Ambiente – FECAM. Projetou e construiu aterros sanitários para atender os consórcios formados por municípios menores e mais pobres que não são atrativos para o interesse do setor privado. Para

outros, incentivou o investimento privado em grandes aterros regionais, especialmente na Região Metropolitana, e PPPs (Parceria Público-Privada) entre consórcios e empresas que operam os centros e tratamento de resíduos (CTRs). Também financiou projetos de remediação para os lixões à medida que foram desativados. Em 2015, 97,7% das 17 mil toneladas/dia já estavam sendo descartadas adequadamente, com a expectativa de que a meta de 100% fosse atingida em 2016. No entanto, devido à crise econômica vivida pelo país e principalmente pelo Estado, a meta ainda não foi plenamente alcançada (ZVEIBIL, 2021).

Uma iniciativa interessante e recente é o processo seletivo lançado pelo Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR) em 2020, com o objetivo de apoiar consórcios para estruturar concessões de gestão de RSU com recursos federais, que pagarão por todos os estudos necessários para a concessão de modelagem de parceria público-privada. As propostas de arranjos atendendo de 2 a 20 municípios que juntos atendam pelo menos 300 mil pessoas foram consideradas elegíveis. As propostas apresentadas devem considerar também o compromisso de cobrar pela prestação de serviços após a estruturação da futura concessão. O processo seletivo buscou priorizar propostas que beneficiassem o maior número de habitantes; que incluam cidades com taxa ou tarifa já estabelecida; maiores déficits na prestação de serviços e/ou que apresentaram Plano Municipal ou Plano Regional Integrado de Gestão de RSU. Ao todo, 41 consórcios se inscreveram para o processo, e 23 consórcios municipais, que reúnem 304 cidades brasileiras, foram qualificados. Os recursos para o financiamento dos estudos seriam disponibilizados pelo Fundo de Apoio à Estruturação e Desenvolvimento de Concessões e Parcerias Público-Privadas (FEP), gerido pelo banco Caixa Econômica Federal (CEF).

Mais uma vez, vale ressaltar as inúmeras dificuldades que os municípios brasileiros enfrentam para cumprir as exigências da PNRS. Não obstante o atual contexto de crise, soma-se à dificuldade em obter recursos, encontrar um local adequado para a construção do aterro sanitário, obter licenças ambientais, entre outros fatores. Para piorar a situação, a União e os Estados não conseguem atender as demandas municipais de apoio técnico e financeiro. Um levantamento de 2019 da Confederação Nacional dos Municípios (CNM) alerta que apenas 38% dos municípios do consórcio possuem aterros sanitários, o que significa que, apesar de os municípios terem avançado na formação do consórcio, ainda não conseguiram obter os recursos necessários para a implantação dos aterros sanitários (CMN, 2020).

Nessa temática, é importante destacar que há citações na literatura de Municípios que implementaram, por exemplo, um aterro controlado em vez de um aterro sanitário. Devido às dificuldades econômicas de monitoramento e controle, o local ganhou características de um lixão. Dito isso, a operação de aterros sanitários em municípios com até 20 mil habitantes é inadequada e não deve ser incentivada devido aos riscos envolvidos (TCU, 2011). Os ganhos de escala potencializados pelo compartilhamento de instalações são inegáveis, o que comprova que os custos dos investimentos para a instalação de aterros sanitários são inversamente proporcionais ao número de habitantes atendidos. Além disso, a desapropriação de apenas uma área para implantação de um aterro sanitário reduz os impactos ambientais negativos causados. Vale lembrar que o consórcio não é a solução para todos os problemas de gestão de resíduos urbanos. A gestão municipal dos RSU deve ser abordada em um

processo de planejamento e monitoramento, direcionando ações prioritárias e com foco no cumprimento da legislação.

A maioria dos municípios do Amazonas e do Centro-Oeste tem grandes distâncias entre si – às vezes sem qualquer via de acesso (via férrea ou hidrovia direta) – onde a formação de um consórcio se mostra inadequada e inviável do ponto de vista operacional. Além disso, o financiamento de aterros de menos de 100 toneladas/dia, exceto em regiões isoladas (para as quais os biodigestores e a compostagem podem ser soluções mais adequadas), mostra-se insustentável, ambiental e financeiramente (ZVEIBIL, 2021).

### ***Linhas de crédito para o biometano (financiamento do transporte, construção de gasodutos)***

Por sua vez, quando se trata de captar o biogás para fins energéticos, ainda é necessário investir mais em informações, principalmente no fornecimento de informações qualificadas aos tomadores de decisão. É necessário capacitar, qualificar e fortalecer os atores locais, aumentando a mão de obra especializada disponível na região para a multiplicação de conhecimentos, desenvolvimento de estudos, implantação de plantas, replicação de modelos e manutenção e operação de unidades. Nos últimos anos, o setor de biogás (e biometano) vem promovendo discussões para resolver barreiras técnicas, políticas, mercadológicas e sociais em toda a sua cadeia. Até então, o setor carecia de políticas públicas direcionadas que pudessem promover um cenário institucional, econômico, normativo e regulatório com condições favoráveis e estáveis para referenciar, incentivar e garantir a produção e as aplicações das fontes de energia.

Muito em parte derivado do "Compromisso Global para o Metano", também assumido pelo Brasil na COP 26 – que prevê uma redução voluntária de 30% das emissões mundiais até 2030 –, o Programa Nacional para a Redução do Metano a partir de Resíduos Orgânicos – Metano Zero, aparece como uma excelente oportunidade para desbloquear o setor. O Programa, iniciativa do Governo Federal, busca promover a redução das emissões de metano em consonância com o desenvolvimento sustentável a partir da cooperação para financiamento, incentivos, isenções, capacitação, desenvolvimento e disseminação de tecnologias e processos.

A inclusão do biometano no Regime Especial de Incentivo ao Desenvolvimento de Infraestrutura (REIDI) foi importante. O REIDI suspende a cobrança de PIS/COFINS (tributos) sobre as receitas provenientes de vendas de máquinas, equipamentos, materiais de construção, serviços e locações de obras e infraestrutura quando adquiridas por pessoas jurídicas beneficiárias do regime e destinadas ao empreendimento. Outras medidas de incentivo que merecem destaque são as linhas de crédito e o financiamento específico para os agentes financeiros públicos e privados implementarem biodigestores, purificação de biogás, sistemas de produção e compressão de biometano e pontos verdes e corredores para o fornecimento de veículos pesados movidos a biometano. O Programa também criou o crédito de metano, modelo semelhante ao crédito de carbono que será incorporado ao mercado de carbono no Brasil.

A Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás) e seu Decreto Normativo nº 10.712/2021 favorecem o ambiente de negócios para investimentos no setor. Estabelecem que qualquer gás com as mesmas características do gás natural deve receber tratamento igual, desde que atenda às especificações estabelecidas pela ANP – como é o caso do

biometano. Desta forma, foi dada segurança jurídica às empresas de biogás que podem utilizar a base legal e regulamentar do gás natural.

A ANP é responsável pela definição de normas técnicas no âmbito das especificações de transporte, armazenamento e qualidade do gás natural. No entanto, em relação ao biometano, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) não define regras para a aprovação do controle de qualidade e as especificações para injeção em gasodutos de distribuição. Quando fornecidos, os requisitos técnicos para a injeção de biometano na rede de distribuição de gás natural na forma canalizada (dedicada ou não) estão de acordo com os requisitos específicos da legislação estadual. De acordo com a ABNT NBR 16837-1:2020, as condições de operação devem ser acordadas entre os interessados, de acordo com a regulamentação local vigente (ABNT, 2020) (Clementino, 2021).

De acordo com ARSESP, as distribuidoras de gás canalizado têm observado um interesse crescente na demanda por biometano por parte dos usuários, inclusive identificando o movimento de alguma migração para o biocombustível, mesmo que por modal diferente do tubo. Dentre as dificuldades identificadas para a massificação dessa fonte de energia, duas principais podem estar na área de influência das concessionárias de gás canalizado:

- (i) Aproximar as redes de distribuição das áreas fornecedoras de biometano; e
- (ii) Conhecer a participação de mercado disposta a pagar o prêmio para acessar essa fonte de energia (BNDES, 2020).

O princípio do livre acesso à rede de distribuição de gás canalizado também oferece maior segurança para quem pretende investir em projetos de produção de biometano, pois a utilização da infraestrutura da rede permite alcançar mais consumidores. Há ainda a possibilidade de rateio do valor dos investimentos entre os usuários do sistema de gasodutos e da troca operacional de gás natural (*swap*) associada ao regime de contratação da capacidade de gasodutos do tipo entrada e saída, e ambos previstos na "Lei do Gás". Esses mecanismos permitem que os produtores negociem com clientes em potencial em qualquer parte da rede.

De qualquer forma, para promover o desenvolvimento de um mercado consolidado de biometano e promover um cenário de injeção dessa energia na rede de distribuição de gás nos estados, é necessário atender a uma série de requisitos, tais como:

- Investir na desburocratização e diversificação de linhas de crédito e financiamentos específicos para produtores e indústrias;
- Reduzir as barreiras ao crédito e promover incentivos fiscais. Os empréstimos devem ser executados antecipadamente, associados ao planejamento financeiro e a coeficientes técnicos definidos para minimizar os riscos de endividamento;
- Incentivos específicos permitem a redução dos custos de produção de biometano e garantias efetivas de compra de gás - a criação de grandes demandas possibilitaria a implementação de gasodutos para o transporte de biometano;
- Contratos de fornecimento de biometano a distribuidores a preços de compra competitivos.

Ainda segundo a ARSESP, o que viabiliza a construção do gasoduto é a capacidade de fornecer biometano com "qualidade ANP", que, por sua vez, depende da escala do produtor. Em relação à maturidade tecnológica para a produção e distribuição de biometano, verifica-se que esta barreira foi ultrapassada em vários países que fazem uso intensivo de gás renovável; no entanto, para o mercado nacional, ainda é tratada como uma "inovação".

## 5. Programas e Projetos

Dentre todas as atividades, o descarte de RSU é considerado o principal responsável pelas emissões do setor (SEEG, 2019a). Os lixões ainda são a forma mais comum de destinação de resíduos do país, totalizando 2.707 estabelecimentos. Além disso, é possível identificar a presença de 1.310 aterros controlados e 640 aterros sanitários (Brasil, 2021).

Dessa forma, o cenário atual da gestão de resíduos no Brasil permite concluir que há muito espaço para melhorias significativas e, conseqüentemente, oportunidades para ações que envolvam projetos de redução de emissões de GEE. Dentre essas opções, destacam-se a coleta de biogás para destruição e biometano para uso industrial. Os projetos de captura e destruição de biogás têm viabilidade econômica comprovada, com custos de implementação relativamente baixos e alto potencial de mitigação. Podem ser aplicados em aterros sem essa tecnologia (ou com baixa eficiência) ou na transição de práticas de disposição de resíduos – de locais inadequados, como aterros e lixões controlados, para aterros sanitários. Dito isto, deve-se mencionar que, em geral, a geração de biogás nessas regiões também aumentará.

Ao contrário dos grandes centros urbanos, em algumas regiões, os lixões e aterros controlados ainda predominam como destino final dos RSU – principalmente no Centro-Oeste, Nordeste e Norte do país. Ainda mais, os pequenos e médios municípios carecem de recursos e infraestrutura. É prática comum não queimar gás de aterro de operações de resíduos ou queimá-lo de forma ineficiente.

Diante desse cenário, as duas principais propostas designadas para o setor de resíduos são apresentadas a seguir. No apêndice, elas são apresentadas com mais detalhes.

### ***Projetos de queima e captura de gás de aterro sanitário***

O objetivo do primeiro projeto é evitar a liberação de metano na atmosfera resultante da decomposição anaeróbia de RSU. Embora este projeto possa – e deva – ser expandido para modelos de uso de energia no futuro, essa primeira atividade envolve apenas a captura e queima de gás sanitário em novos aterros sanitários. Sugere-se a criação de consórcios, onde a viabilidade econômica e financeira da empresa e o seu bom funcionamento possam ser garantidos.

Embora não deva ser considerada a solução definitiva para a gestão de resíduos no país, os aterros sanitários são um elemento importante da gestão integrada. Através da coleta e combustão de gás de aterro, os aterros reduzem os efeitos ambientais globais e locais de liberações descontroladas. Os riscos de efeitos tóxicos na comunidade e no

ambiente do local são atenuados através de uma gestão adequada dos aterros. Operacionalmente, a gestão adequada do biogás reduzirá o potencial de incêndios e a liberação associada de produtos de combustão incompleta.

A extensão substancial dos serviços de saneamento para fazer face ao atual déficit de infraestruturas poderá conduzir a um aumento considerável das emissões se as tecnologias de captura e queima de biogás não forem introduzidas em larga escala.

Para evitar emissões, uma articulação entre os estados e seus municípios nos processos de licenciamento ambiental é essencial para tornar obrigatória a implantação de sistemas de captura de biogás e, quando técnica e viável, seu uso energético.

### ***Impulsionar o uso de biometano na indústria***

Outro projeto promove a ampliação do uso energético e térmico do biometano em plantas industriais, sendo este biometano produzido através de RSU. Este projeto pode então ser de interesse de indústrias que exigem muita energia para geração de calor, como usinas siderúrgicas, ou para indústrias que desejam reduzir sua pegada de carbono. As usinas geradoras podem ser qualquer aterro sanitário, dada uma escala mínima de viabilidade – um nível que normalmente começa em 600 toneladas por dia.

Dessa forma, para a disseminação do biometano para tais aplicações, além da implantação de plantas de purificação, seria importante promover ainda mais a expansão/criação de dutos no país. Atualmente, esse modelo só é interessante quando a planta produtora está localizada próxima à planta consumidora, onde faz sentido transportar o combustível usando um caminhão (*beam truck*), a forma predominante de transporte de biometano no país. O cenário atual pode não tornar o modelo viável para grandes volumes de biocombustível necessários e para longas distâncias de onde é produzido.

O uso térmico do biometano para fins industriais tem se mostrado uma opção. Já existem experiências no país, por exemplo, de biometano para uso em um complexo siderúrgico em altos-fornos, coqueificação e sinterização, setores que fazem parte do processo de produção de aço. É um cenário com potencial de expansão, sendo uma opção para reduzir o aspecto ambiental das emissões de GEE com a introdução do biocombustível nas operações da indústria pesada, ao mesmo tempo em que contribui para uma boa gestão de resíduos na cidade, um modelo em que todos ganham.

No Brasil, a expectativa é que com a nova Lei do Gás (nº 14.134/2021), recentemente regulamentada, haja mais investimentos em infraestrutura para a expansão da rede de gasodutos. O texto libera o acesso do biometano à rede de gasodutos, incentivando sua regulação pelos Estados responsáveis pela política de distribuição de gás. O marco sanitário recentemente aprovado também é favorável, pois o biometano pode ser produzido a partir do tratamento do biogás gerado em aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto.

Assim, este projeto visa propagar o uso do biometano como substituto do gás natural nas indústrias, bem como facilitar as conexões de biometano na entrada da rede de distribuição de gás existente e incentivar a construção de uma nova rede. Este projeto destina-se a municípios de médio e grande porte com aterros sanitários; e para o setor industrial para aqueles que querem um processo com menor pegada de carbono.

Dessa forma, o aumento projetado do uso de biometano em atividades industriais e novas usinas térmicas estimula o debate sobre a implementação de programas de expansão da rede de gasodutos no país. O biometano pode ser transportado através de gasodutos e sob a forma de gás comprimido através de veículos de transporte adequados para este fim. Também pode ser transportado através de uma tubulação dedicada, onde apenas o biometano de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto é entregue aos consumidores industriais. A rede de gasodutos do Brasil para o transporte de gás natural é de cerca de 9.500 km, e transporta gás natural das unidades de processamento (UPGN) para as instalações de armazenamento. Esses dutos também podem levar a molécula diretamente a grandes consumidores, como indústria pesada ou termelétricas, ou, por fim, aos pontos de entrega das concessionárias estaduais de distribuição. A rede de distribuição tem 35.500 km de extensão, recebendo o gás no ponto de entrega e depois transportando-o para os consumidores finais.

A primeira injeção de biometano na rede de distribuição no Brasil foi desenvolvida no estado do Ceará. Desde 2018, a GNR Fortaleza – parceria entre a Marquise Ambiental e a Ecometano, do grupo MDC – injeta o gás produzido no Aterro Municipal do Oeste de Caucaia, na Região Metropolitana de Fortaleza, na rede Cegás (distribuidora local). Hoje, o gás renovável representa quase 15% do volume distribuído pela concessionária local. A produção diária de biometano gira em torno de 110 mil m<sup>3</sup>, cerca de 36,5 milhões de m<sup>3</sup> por ano, podendo evitar 610 mil toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> liberadas na atmosfera anualmente (ECOMETANO, 2020), sem contar as emissões evitadas da fonte fóssil substituída.

Outros exemplos pioneiros e bem sucedidos no país são o projeto "Cidades Sustentáveis", em Nanduba (SP), envolvendo uma parceria entre a distribuidora GasBrasiliiano e a fábrica de Cocal. Este projeto, em fase final de desenvolvimento, é o primeiro projeto no Brasil para a distribuição regional exclusiva de biometano canalizado. O investimento total estimado é de R\$ 180 milhões, sendo R\$ 30 milhões para a GasBrasiliiano para a construção da rede de distribuição e R\$ 150 milhões para a Cocal para a construção da usina de produção de biometano, que já está concluída. Além disso, em São Paulo, outro projeto é a conexão do aterro sanitário de Caieiras à rede de distribuição da Comgás. A Orizon Recuperação de Resíduos também tem planos de injetar biometano na rede de distribuição para suprir a demanda do polo industrial de Paulínia. A Copergás, distribuidora de gás natural em Pernambuco, também aposta no biometano como importante fonte de abastecimento no futuro. Uma das metas da concessionária é que 20% do gás distribuído pela empresa venha de fontes renováveis dentro de dez anos, algo como 340 mil m<sup>3</sup>/dia.

No entanto, para que a produção de biometano se torne viável, é provável que seja necessário algum apoio institucional e econômico. Isso implica em investigar como esses incentivos econômicos devem ser formados e quais mudanças institucionais são necessárias. Algumas sugestões são:

- Criação de um prêmio financeiro para o consumo de biometano, bem como de um conjunto de mecanismos estruturais para acelerar a transição da utilização de energia do biogás para o biometano;



- Criação de certificados de origem para o biometano: a certificação possibilita agregar valor comercial adicional, além de auxiliar, para fins fiscais e estratégicos, na identificação da porção renovável injetada na rede, uma vez que a fungibilidade do gás ocorre no interior dos gasodutos;

Na França, por exemplo, é possível injetar biometano num ponto da rede e vendê-lo através de certificados com outro fornecedor ou a um cliente final. Para esse fim, os estados devem buscar renovações e ajustes em seus marcos legais e estabelecer e mapear critérios para conexões entre usinas de fornecimento de biometano e redes de distribuição.

- Os Estados devem ser encorajados a regular a figura do consumidor livre

Apesar de a "Nova Lei do Gás" conceder aos consumidores livres a liberdade de construir e implementar instalações e gasodutos para seu uso específico, cabe ao órgão estadual definir as tarifas de operação e manutenção. A distribuição como segmento regulado tem suas operações cedidas pelos governos estaduais. Diante disso, para viabilizar a expansão da rede, o governo deve estabelecer mecanismos que facilitem a aprovação e implementação de planos de negócios sustentáveis.

- O RenovaBio deve considerar outras aplicações de biometano além do uso do transporte, dado o seu valor ambiental.

Renovabio é um programa nacional de biocombustíveis. O mercado de créditos de descarbonização para a produção e importação de biometano destinado a diferentes utilizações finais, incluindo a injeção em redes de gasodutos, deve ser ampliado. Atualmente, o RenovaBio lida exclusivamente com a descarbonização da matriz de transporte; ou seja, a Política não abrange usinas de biogás com fins meramente térmicos ou elétricos. A possibilidade de fungibilidade de CBIOs (créditos de descarbonização) com mecanismos criados em outros programas e em um escopo que inclui outros setores - além do transporte - tende a oferecer maior liquidez aos CBIOs do que seria obtido apenas pela demanda obrigatória dos distribuidores. O desenvolvimento de planos para a indústria de gás natural deve incluir mecanismos que flexibilizem a oferta e a demanda de biometano, além de estruturas de financiamento para a expansão da rede que inclua áreas potenciais para a integração de plantas de produção, visando promover oportunidades para o mercado de injeção de biometano. Relações sinérgicas entre metas e incentivos econômicos para a aquisição de biometano podem agregar oportunidades para que as distribuidoras construam portfólios de produtos, com biometano incluído no *pool* de gás natural ou ofertado isoladamente, favorecendo assim a busca por mercados âncora e investimentos em novas redes de consumo. A integração do biometano com o gás natural também é essencial para alcançar os objetivos do Novo Mercado de Gás.

- "Bônus tecnológico" exclusivo para o processamento de biogás, diferente para cada tecnologia e tamanho de planta, além de impor limites operacionais para estimular inovações específicas, como consumo de energia elétrica, fuga de metano e perdas térmicas em cogeração.

- Quota mínima para a aquisição de biometano por distribuidores de gás e o estabelecimento de preços de venda compatíveis com os custos de produção. Os contratos de venda de longo prazo permitem garantias de retorno sobre os investimentos.
- Requisito mínimo relativo à concentração máxima de siloxanos presentes no biogás de aterro e de tratamento de esgotos (que não existem no biometano de vinhaça) – custos adicionais.

O cumprimento das normas ANP para o biometano produzido a partir de gás de aterro sanitário e de tratamento de esgotos no parâmetro dos siloxanos é difícil de ser cumprido. Os custos para atender aos requisitos de qualidade impostos pela ANP é um fator que pode ser um impedimento para que o biometano seja amplamente utilizado em escala comercial.

Dadas as flutuações no preço do gás natural no mercado internacional intensificadas devido às sanções impostas à Rússia, a produção local de biometano, que já seria um objetivo estratégico no campo da sustentabilidade, é agora também uma questão econômica.

O mercado também aguarda os detalhes dos incentivos previstos nos programas Metano Zero e Combustível do Futuro do governo federal. Ambas as iniciativas buscam valorizar os benefícios ambientais dos combustíveis renováveis ao longo de seu ciclo de vida e, assim, permitir a geração de créditos de metano complementares aos créditos de descarbonização (CBIOs) da RenovaBio.

## 6. Referências

- ABRELPE, 2015. Associação Brasileira de Limpeza Pública e Empresas Especiais de Resíduos. Costs estimativas para possibilitar a universalização da destinação adequada de resíduos sólidos no Brasil. São Paulo, SP: Jun. 2021. ABRELPE, 2015. 91 págs.
- ABRELPE, 2021. Visão Geral do Resíduos Sólidos no Brasil 2021 - Ano 2020. Brasil, São Paulo, SP: dez de 2021. ABRELPE, 2021. 54 p.
- ANP, 2015. Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis. Resolução ANP n.º 8, de 30.1.2015 - DOU 2.2.2015. Estabelece a especificação do Biometano contida no Regulamento Técnico ANP n.º 1/2015, parte integrante desta Resolução. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Rio de Janeiro- RJ, 2015.
- ANP, 2017. Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis. Resolução ANP n.º 685, de 29.6.2017 - DOU 30.6.2017. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Estabelece as regras para aprovação do controle da qualidade e a especificação do biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais a ser comercializado em todo o território nacional. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Rio de Janeiro- RJ, 2017.
- ARSESP - Texto de Referência para Apoio ao Workshop Selo Verde e Incentivos para a Utilização de Biometano no Suprimento de Gás Canalizado no Estado de São Paulo
- BNDDES, 2020. BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. Gás para o desenvolvimento. Rio de Janeiro: BNDDES, 2020
- BNDDES, 2021. BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. GÁS PARA O DESENVOLVIMENTO RELATÓRIO | FEVEREIRO 2021 Perspectivas de oferta e demanda no mercado de gás natural do Brasil. Rio de Janeiro, 2021.
- BRASIL, 2010. Lei n. 12.305, de 2 de agosto de 2010, que institui a "Política Nacional de Resíduos Sólidos"; altera a Lei n. 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e toma outras providências. Diário Oficial da União, Poder Executivo, Brasília, DF, 03 de agosto<sup>da</sup>2010
- BRASIL, 2020. Law n.º 14.026, de 15 de julho de 2020, atualiza o "Legal Framework for Basic Sanitation" e altera o Law n.º 9.984, de 17 de julho de 2000, o Law n.º 10.768, de Novembro 19, 2003, o Law n.º 11.107, de 6 de abril de 2005, o Law n.º 11.445, de January 5<sup>th</sup>, 2007, o Lei n.º 12.305, de 2 de agosto de 2010, a Law n.º 13.089, de 12 de janeiro de 2015 (Estatuto da Metrópole), e o Law n.º 13.529, de 4 de dezembro de 2017. Diário Oficial da União, Poder Executivo, Brasília, DF, 16 de julho<sup>da</sup>2020.
- BRASIL 2021 Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural. Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN). Brasil, 2021.
- CLEMENTINO, W. S., 2021. Análise de condicionantes para injeção do biometano na rede de distribuição de gás canalizado. Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, Programa de Planejamento de Sistemas Energéticos. Campinas, 2021.
- CMN, 2020. CONFEDERAÇÃO NACIONAL DE MUNICÍPIOS. DIAGNÓSTICO DA POLÍTICA NACIONAL DE RESÍDUOS SÓLIDOS. Brasília, 2020.
- CNI, 2019. CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. RECUPERAÇÃO ENERGÉTICA DE RESÍDUOS SÓLIDOS: UM GUIA PARA TOMADORES DE DECISÃO. Brasília, 2019.
- EPE, 2018. TÉCNICA DEA 019/2018 Estudo sobre a Economicidade do Aproveitamento dos Resíduos Sólidos Urbanos em Aterro para Produção de Biometano. Rio de Janeiro, 2018.
- EPE, 2019a. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço energético nacional 2019. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoesdados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202019%20Ano%20Base%202018.pdf>.
- EPE, 2019b. Informe técnico: potencial energético dos resíduos urbanos: No EPE-DEA-IT-007/2019. Rio de Janeiro, dezembro de 2019.
- EPE, 2021a. Modelos de negócio para utilização de energia a partir de resíduos sólidos urbanos - versão revista e alargada. Empresa de Pesquisa Energética n.º IT-EPE-DEA-SEE-002/2021. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: 29 Jun. 2021a. EPE, 2021. 41 págs.

- EPE, 2021b. Balanço Energético Brasileiro 2021 Ano 2020. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: EPE, 2021b. 292 págs.
- IPCC, 2019. 2019 Refinement of the IPCC 2006 Guidelines for National Inventories of Greenhouse Gases, Calvo Buendia, E., Tanabe, K., Kranjc, A., Baasansuren, J., Fukuda, M., Ngarize, S., Osako, A., Pyrozhenko, Y., Shermanau, P. e Federici, S. (eds). Publicado em: IPCC, Suíça.
- IBGE, 2020. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2017: abastecimento de água e esgotamento sanitário/IBGE, Coordenação de Indicadores Populacionais e Sociais. - Rio de Janeiro: IBGE, 2020. 124 p.: il. Inclui bibliografia e glossário. ISBN 978-65-87201-11-5 (em inglês)
- MARIANI, L., 2018. Biogás: diagnóstico e propostas de ações para incentivar seu uso no Brasil. 2018. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos). Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas. Campinas-SP, 144 p., 2018.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2022. Mensal Monitoring Bulletin do Natural Gas Industry nº 184 - Junho 2022. Secretaria de Petróleo, Natural Gas e Biofuels - Department of Natural Gas. Brasília, DF: MME, 2022.
- MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, 2021. Secretaria Nacional de Saneamento. Plano Nacional de Saneamento Básico - PLANSAB. Relatório Anual de Avaliação. Brasília DF: MDR, 2021. Abr. 141 págs.
- MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, 2022. Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento - SNIS 2021 Diagnoses. Brasília, DF: MDR, 2022. Departamento Nacional de Saneamento. Modo de acesso: [www.snis.gov.br](http://www.snis.gov.br) (online).
- MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES, 2021. Opções para mitigar as emissões de gases de efeito estufa em setores-chave no Brasil. Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de gestão de resíduos: Régis Rathmann. Brasília: MCTI, 2017. 278 p. ISBN: 978-85-88063-37-2.
- MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES, 2021. Quarta Comunicação Nacional sobre Emissões Antropogênicas e Remoção de Gases de Efeito Estufa do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas. Secretaria de Pesquisa e Formação Científica. Brasília, DF: MCTI, 2021. 620 p.: il. ISBN: 978-65-87432-18-2.
- MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2022. Departamento de Qualidade Ambiental. Plano Nacional de Resíduos Sólidos - PLANARES [recurso eletrônico] / coordenação de André Luiz Felisberto França... [et. al.]. - Brasília DF: MMA, 2022. 209 p. : il.; Cor. Modo de acesso: World Wide Web ISBN 978-65-88265-15-4 (online).
- UNIÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA CIMENTEIRA, 2019. Roteiro Tecnológico do Cimento: Potencial para Redução das Emissões de Carbono da Indústria Brasileira de Cimento até 2050. Visedo, Gonzalo; Pecchio, Marcelo; Oliveira, Maria Gisele Fonseca. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Portland do Cimento: Título. CDD - 23 e. - 666,94. SNIC, 2019. 64 págs.
- PROTEGEER, 2021. Cooperação para a proteção do clima na gestão dos resíduos sólidos urbanos. ROTEIRO PARA REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (GEE) NO MANEJO DE RSU. BRASÍLIA/DF 2021.
- UNTERSTELL E LA ROVERE, ET AL., 2021. Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030. Disponível em: <[www.climaesociedade.org](http://www.climaesociedade.org)>. Acesso em 01 de janeiro de 2022.
- VON SPERLING, M., 1996. Introdução à Qualidade da Água e Tratamento de Esgoto. Princípios do Tratamento Biológico de Águas Residuais, ed. 2, v. 1. Belo Horizonte: Departamento de Engenharia Sanitária e Ambiental, Universidade Federal de Minas Gerais, 1996. 243 págs. ISBN: 85-7041-1 14-6.

## Apêndice 1 – Uso de Biometano – o Caso do Rio de Janeiro

Devido à política de saneamento, o biometano é uma fonte de energia limpa que aumentará em todo o país. Portanto, este combustível precisa ser integrado ao mix de fontes para diminuir o teor de carbono da matriz energética. Com o objetivo de ampliar o uso do biometano pelo setor industrial, analisa-se aqui o caso do Estado do Rio de Janeiro, com sugestões de instrumentos e melhorias institucionais. Embora a ênfase seja dada a este Estado em particular, é um modelo que pode ser facilmente replicado em outras partes do país, com a devida atenção às particularidades.

No Rio de Janeiro, a distribuição de gás é um serviço público prestado por uma empresa privada: a Naturgy, atualmente operadora técnica das antigas empresas privatizadas, Ceg e Ceg Rio. A distribuição de gás natural é uma concessão do governo do Estado, que tem como objetivo prestar um serviço de primeira classe à população. A Naturgy distribui gás natural da Petrobras sob a supervisão de um órgão governamental, a AGENERSA – Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro.

No Rio, a Lei nº 6.361/2012 trata da Política Estadual de Gás Natural Renovável. A lei exige que as distribuidoras adquiram todo o biometano produzido no Estado até o limite de 10% do volume de gás natural distribuído por cada concessionária, desconsiderando a demanda termelétrica. Isso significa que, dado o tamanho atual do mercado estatal de gás, haveria espaço para uma injeção obrigatória de cerca de 650.000 m<sup>3</sup>/dia na rede da Naturgy. Dez anos após a publicação da lei, no entanto, essa injeção de biometano na grade não atingiu os valores esperados. Um obstáculo é o preço máximo de referência fixado para os combustíveis renováveis, que não constitui um incentivo eficaz. O fato é que as incertezas ainda marcam o cenário de curto/médio prazo para o biometano. Novas fontes necessitam de atenção especial, soluções econômico-financeiras e institucionais para o seu pleno desenvolvimento.

Uma proposta promissora é promover uma forte parceria entre o governo do Estado, distribuidores, empresas e bancos de desenvolvimento, como fonte segura de financiamento. Custos em níveis tão altos quanto "inovações" exigem compartilhamento de custos entre os envolvidos. Deve-se garantir que a concessionária forneça plenos direitos de passagem para o biometano e que forneça taxas de uso para os dutos de valor apropriado. Além disso, dado o caráter de equivalência entre biometano e gás natural, já estabelecido por lei, é necessário ampliar toda a legislação atualmente aplicável ao gás natural – fortemente em difusão – para ser, da mesma forma, em todas as suas nuances, também direcionada ao biometano. Significa que toda Lei, Portaria, incentivo e questões correlatas direcionadas ao gás natural também devem incluir o biometano. Além disso, devem ser garantidos prêmios e vantagens especiais ao biometano, tendo em conta os seus inúmeros benefícios ambientais intrínsecos.

O Rio de Janeiro possui duas usinas de biometano, mas os volumes produzidos nesses dois ativos são vendidos apenas para indústrias e postos de GNV (gás natural comprimido) por meio de caminhões, sendo este modelo o mais rentável da distribuidora. A Urca Energia opera a maior usina do gênero no país, no aterro de Seropédica, na Região Metropolitana, produzindo cerca de 120 mil m<sup>3</sup>/dia. A Ecometano, por outro lado, produz 15.000 m<sup>3</sup>/dia no aterro de Dois Arcos, em São Pedro da Aldeia, na Região de Lagos, na primeira fábrica de

biometano do Brasil. A expectativa é que o volume produzido no Estado cresça nos próximos anos. Aliás, uma das principais referências para este projeto é a Companhia de Gás do Ceará (Cegás) com a GNR Fortaleza. Este caso de sucesso deve ser replicado, dada a forte demanda dos consumidores industriais por biometano. Este projeto também pode incentivar a instalação de projetos similares em outras localidades, ampliando o acesso dos consumidores a combustíveis com as mesmas especificidades e aplicações que o gás natural. Além disso, diversificar a fonte de abastecimento, especialmente em razão de preços elevados do petróleo e do gás, é um passo importante para o mercado da energia.

Vale ressaltar que o setor de gás encanado no Brasil possui regime jurídico e jurisdição mista (federal e estadual). De acordo com o art. 177 da Constituição Federal, a exploração, importação e transporte de gás natural são de responsabilidade da União, enquanto, nos termos do art. 25 § 2º da Constituição Federal, a exploração dos serviços locais de gás canalizado é de responsabilidade dos estados. O mesmo se aplica aos gases renováveis (biometano). A ANP, por meio das Resoluções nº 8/2015 e nº 685/2017, regulamenta a especificação do biometano proveniente de produtos agrosilvopastoris e dos resíduos orgânicos de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto. A Resolução nº 734/2018 regulamenta a autorização para a produção de biocombustíveis e a autorização para o funcionamento da unidade produtora. Os produtores de biometano (Gás Verde, GNR Fortaleza e GNR Dois Arcos) enfrentam dificuldades para encontrar laboratórios (credenciados pelo INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) que realizem análises sobre o teor de siloxanos e compostos orgânicos voláteis no biometano. Hoje, apenas dois laboratórios no Brasil estão disponíveis, SGS do Brasil e Nutec, localizados respectivamente em São Paulo e no Ceará. Para isso, enquanto essa falta de laboratórios ainda é uma realidade, pode ser uma opção suspender temporariamente essa obrigação e permitir o uso de outros laboratórios - que comprovam seus processos de gestão e qualidade sempre que solicitados.

Especificamente para o caso do Rio de Janeiro, os seguintes ajustes regulatórios são sugeridos:

- Completar a regulação do aspecto do mercado cativo e os aspectos regulatórios do biogás para o mercado livre. O regulamento deve garantir a ligação dos produtores à rede e estabelecer regras para o mercado livre dos biocombustíveis. Deve definir as regras para a comercialização, prioridade para o acesso a autoprodutores, auto importadores e usuários livres, e a permuta física ou financeira de gás natural e biometano;
- Os fornecedores de biometano não devem pertencer aos mesmos grupos econômicos que as concessionárias;
- As concessionárias devem fazer uma chamada pública de propostas para a compra de biometano para atender o mercado regulado. Para o mercado livre, as concessionárias não poderão negar o acesso à rede de distribuição de gás canalizado ou impor um volume mínimo para que o usuário se torne "Livre de Biometano";

O autoprodutor, o auto importador e o utilizador livre de biometano devem ter acesso prioritário à rede de distribuição de gás.

Do ponto de vista técnico e regulatório, as distribuidoras não têm impedimentos para a compra de biometano – a tecnologia já é dominada no Brasil, inclusive um case de sucesso no Ceará. A incipiência atual da indústria brasileira de biometano decorre do círculo vicioso da escassez de sinais econômicos e da falta de economias de escala, que resultam em baixo desenvolvimento do mercado consumidor e vice-versa. Por outro lado, as condições de distribuição e consumo do biometano podem ser as mesmas aplicáveis ao gás natural. Portanto, um fortalecimento mútuo dessas duas cadeias de energia pode ocorrer. O biometano é essencial para o setor de gás no sentido de integração e complementação com o gás natural para possibilitar maior sustentabilidade ambiental para o setor de gás em um momento em que o tema ESG vem ganhando cada vez mais destaque nas empresas nacionais e internacionais.

## Apêndice 2

### A.2.1. Oportunidade de Investimento 1 – Coleta de Gás de Aterro e Destruição de Metano em *Flares* (Queimadores)

I. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROJETO		
1	Título da atividade do projeto (AP)	Coleta de gás de aterro e destruição de metano em <i>flares</i> .  (infraestrutura inicial para aterros sanitários com a possibilidade de atualização para futuros sistemas de geração de energia)
2	Escala da atividade do projeto	Grande Escala
3	Localização da atividade do projeto	Este projeto foi concebido especialmente para municípios de médio e pequeno porte que não possuem soluções eficientes de gestão de recursos.  No Brasil, para novos aterros, a escolha da área para sua implantação deve seguir os critérios regionais estabelecidos na norma técnica NBR 13896 (ABNT, 1997). Critérios técnicos, ambientais e sociais têm sido utilizados, além de critérios legais, em estudos para a implantação de aterros sanitários.  Veja a Figura 1 – Distribuição da disposição de resíduos no território brasileiro. Não há aterros suficientes no Brasil para atender seus 5.570 municípios (menos de 650).
4	Tecnologia / serviço / outro	Este projeto pode ser aplicado a nível municipal ou num consórcio de municípios a nível regional e nacional. A escolha das tecnologias depende de fatores como a população atendida (capacidade), a quantidade de resíduos e a política que os municípios, a região ou o governo federal gostariam de seguir.  A Lei nº 11.107, em vigor desde 6 de abril de 2005, regulamenta a cooperação inter federativa para a gestão dos serviços públicos por meio de consórcios públicos e acordos de cooperação.  Deve ocorrer a implantação de novos aterros sanitários baseados na Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), tendo como requisito a implantação de sistemas eficientes de captação de gás que garantam a destruição do metano.
5	Setor econômico	Gestão de resíduos sólidos
6	Redução média anual das emissões de GEE (t CO <sub>2</sub> e)	O relatório de 2017, elaborado pelo Sindicato Nacional das Empresas de Limpeza Urbana do Estado de São Paulo (Selur, 2017) em parceria com a consultoria PwC, calcula que mais de três mil lixões brasileiros ainda estejam em operação, liberando cerca de 216 mil toneladas de CH <sub>4</sub> na atmosfera, o que representa o equivalente a 6 milhões de toneladas de CO <sub>2</sub> e por ano.  De acordo com o Plano Nacional de Resíduos Sólidos (Planares, 2022), eles devem ser substituídos por disposição final ambientalmente adequada. Os aterros sanitários são a opção mais provável no Brasil.  Seguindo as metas do Planares (2022), de 2020 a 2030, a destruição de metano em <i>flare</i> deve ter um potencial de mitigação de 3,5 Mt CO <sub>2</sub> e, mais 12,2 Mt CO <sub>2</sub> e até 2050. Além disso, se considerar a geração de eletricidade, poderia haver uma redução adicional de 4,4 Mt CO <sub>2</sub> e de 2020 a 2030, mais 21,6 Mt CO <sub>2</sub> e até 2050, totalizando 41,7 Mt CO <sub>2</sub> e de 2020 a 2050 (Unterstell, La Rovere et. al, 2021).  * Deve-se notar que o fator de redução de emissões variará dependendo da temperatura e precipitação média do local, composição de resíduos, número de habitantes atendidos pelo aterro, idade dos resíduos depositados, taxa de coleta e taxa de crescimento da população urbana.
7	Data	Esta planilha foi escrita em outubro de 2022. Para o início efetivo do projeto, estudos específicos de impacto e viabilidade devem ser realizados.



8	Informações de contato	Isabela Mancio Lima, Pesquisadora, COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro – isabelalima@ppe.ufrj.br, +55 21 991178279 Saulo Machado Loureiro, COPPE/UFRJ – saulo@lima.coppe.ufrj.br
<b>II. DESCRIÇÃO DA ACTIVIDADE DO PROJECTO (AP)</b>		
1	Descrição do projeto	<p>Grandes centros urbanos com gestão de resíduos mais elaborada e eficiente não são a realidade da maioria dos municípios de médio e pequeno porte do país. A prática comum não é queimar gás de aterro de operações de resíduos – ou queimá-lo com pouca eficiência, apenas por razões de segurança. Além disso, seguindo a legislação brasileira vigente, o investimento do operador do aterro sanitário na captura e queima de biogás não é uma atividade obrigatória. Portanto, muitas vezes não há motivação para o operador investir.</p> <p>Com a instalação de novas unidades, esse arranjo permite que municípios com menos recursos destinem adequadamente seus resíduos, uma vez que consórcios compartilham os custos de implantação, operação e manutenção. A formação de consórcios também favorece o uso do biogás para fins futuros, uma vez que um maior volume de resíduos fica concentrado em apenas uma unidade, favorecendo arranjos tecnológicos mais eficientes e robustos. Essa disposição regionalizada pode ocorrer por meio de delegação, concessões regionais e PPPs, ou diretamente por meio da comunhão dos titulares. Podem ter seus custos minimizados por meio de arranjos intermunicipais, na forma de consórcios.</p> <p>Dito isto, através da construção de aterros, facilitada por acordos de consórcio, este projeto visa impedir a liberação de metano para a atmosfera resultante da decomposição anaeróbia dos resíduos sólidos urbanos. A atividade envolve a captura e queima de gás em aterros sanitários não apenas por razões de segurança e, portanto, aumentando a quantidade destruída. Dessa forma, o projeto visa maximizar a captura de gás de aterro e queimá-lo em quantidade e eficiência muito maiores.</p> <p>* De acordo com Unterstell, La Rovere, et al. (2021), o setor de resíduos sólidos foi responsável em 2020 por 62,4 Mt CO<sub>2</sub>e emissões, a maioria dos aterros sanitários.</p> <p>** O RSU é depositado em três unidades diferentes: lixões, aterros controlados. Analisando a Figura 1, é possível verificar que os lixões são a forma mais comum de disposição de resíduos do país, totalizando 2.707 estabelecimentos. Além disso, é possível identificar a presença de 1.310 aterros controlados e 640 aterros sanitários (Brasil, 2021).</p> <p>Dos 5570 municípios, apenas 665 têm mais de 50 mil habitantes (Ministério da Economia, 2020). De acordo com o Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS), em 2019, havia 190 consórcios públicos em gestão de resíduos sólidos abrangendo 1617 municípios.</p> <p>De acordo com esses números, o projeto em questão tem um enorme potencial de aplicabilidade.</p>
2	Números-chave da tecnologia	<p>Diversos estudos e projetos sobre resíduos têm sido desenvolvidos no Brasil nas últimas décadas. Da mesma forma, foram publicados artigos científicos sobre estimativas de custos para essas unidades gestoras. Assim, os custos de implementação estimados neste item foram baseados nos custos apresentados em estudos, planos e manuais realizados por especialistas no tema dos resíduos por órgãos oficiais e instituições de referência no tema.</p> <p>Segundo Abrelpe (2015), a construção de um aterro sanitário de grande porte com capacidade de receber 2 mil toneladas/dia de resíduos e/ou atender 2 milhões de pessoas custa US\$ 150 milhões. Para tamanho médio – e uma população de 1 milhão – cerca de US \$ 70 milhões, com uma capacidade de 800 toneladas / dia. Municípios com população de 200 mil habitantes o investimento é de R\$ 23 milhões para uma capacidade de 200 toneladas/dia.</p> <p>Com base na ABRELPE (2015), para 2.000 toneladas de lixo por dia de aterro sanitário, a distribuição média dos custos é:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• &lt;5% pré-implantação/implantação</li> <li>• 80% da operação</li> <li>• &lt;10% fechamento/pós-fechamento</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• &lt;10% administrativos</li> </ul> <p>Apesar de ser simples de construir, o sistema de captação de biogás possui características inovadoras no sistema nacional de gestão de resíduos. Grande parte do sistema de <i>flares</i> implantado é de tecnologia nacional.</p> <p>Para um aterro de 2.000 toneladas/dia, o Capex da instalação do sistema de captura de biogás é estimado em US\$ 4,1 milhões e o Opex em US\$ 5,7 milhões em 20 anos de vida útil (MCTI, 2017, atualizado para outubro de 2022).</p> <p>Esses custos são divididos em todos os equipamentos necessários para a implantação do sistema de coleta e queima de biogás (VANZIN, et al. 2006), conforme esses itens e sua participação estimada nos custos totais (%):</p> <p>Mobilização e Gestão de Projetos: 1,0% Tubulação principal de coleta de gás: 46.0% Tubulação lateral: 3.5% Passarelas: 1,0% Gestão de condensado: 0,6% Poços de Drenagem Vertical: 6,6% Coletores horizontais: 1,2% Equipamentos de Ventilação e Queima: 28,6% Custos de Engenharia, Contingência e Transações Iniciais de projetos de carbono: 11.4%</p> <p>Os valores relacionados à operação e manutenção do sistema de coleta de biogás, incluindo verificações, manutenção de rotina, peças e substituição de poços (MCTI, 2017) são estimados em 7,0% sobre o custo total por ano, cerca de US\$ 285 mil.</p>
3	Descrição técnica da medida de mitigação	<p>A tecnologia a ser utilizada no projeto está disponível no mercado brasileiro e consiste basicamente em drenos verticais interligados a um tubo, que, por sua vez, é conectado a equipamentos de sucção e queima. Todos os materiais e equipamentos são fabricados no Brasil.</p> <p>A tecnologia de captura de gás inclui:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Células de aterro cobertas com uma camada compacta de argila;</li> <li>• Águas residuais canalizadas e tratadas numa estação de tratamento de águas residuais;</li> <li>• Drenos verticais utilizados para extração de gás;</li> <li>• Espaçamento adequado entre os drenos para maximizar a coleta de gás, o que minimiza os custos;</li> <li>• Exaustor de gás projetado como um sistema circular para permitir, em caso de perda parcial ou função total do exaustor em uma direção, a funcionalidade do sistema de gás não é perdida, e;</li> <li>• Sistemas de extração e armazenamento condensados localizados em pontos estratégicos do sistema de gás.</li> </ul> <p>As empresas que projetam e constroem sinalizadores geralmente operam em mercados maiores, como combustão, tecnologia de aterros sanitários ou engenharia ambiental. Isso ocorre porque a demanda geral por <i>flares</i> não é suficiente para formar um setor dedicado à queima de biogás. No entanto, existem diversas empresas que fabricam muitas unidades por ano e que atuam no Brasil e no exterior. Existem também várias empresas de engenharia menores no Brasil que produzem queimadores mais básicos, mas que não são especificamente dedicadas à combustão ou engenharia ambiental.</p> <p>A tecnologia para queima de gás de aterro coletado inclui:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Queimador contínuo de alto biogás;</li> <li>• Piloto automático e contínuo utilizando GLP/Biogás;</li> <li>• Painel de controle e ignição com CLP – Centro de Logística de Processamento;</li> <li>• Vedação hidráulica na base;</li> <li>• Chama monitorada pelo fluxo através de termopares que medem a velocidade do gás através da diferença de temperatura na passagem;</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema de filtragem e secagem de gases através de decantação e separação.</li> </ul> <p>Um sistema de coleta de biogás padrão tem três componentes principais: poços e tubulações de coleta, um sistema de tratamento e um compressor. Além disso, a maioria dos aterros sanitários com um sistema de recuperação de energia terá um sinalizador para queimar o excesso de gás ou para uso durante os períodos de manutenção do equipamento. (MUYLAERT et al., 2000; OLIVEIRA, 2000). A coleta de gás normalmente começa depois que uma parte do aterro (célula) é fechada. Existem duas configurações de sistemas de coleta: poços verticais e trincheiras horizontais, sendo os poços verticais a forma de coleta mais utilizada. Independentemente do sistema de coleta utilizado, cada extremidade é conectada a um tubo lateral, que transporta o gás para um coletor principal.</p> <p>Diversos padrões de rede de tubulação são projetados para facilitar a drenagem de líquidos e minimizar o comprimento da tubulação necessária para o sistema de coleta (ESMAP, 2004). O arranjo dos drenos de coleta pode ser apresentado em duas composições, a espinha e a cabeça do anel. A matriz de espinhas tem uma única cabeça principal com subcabeças que saem dela. Este arranjo representa o uso mais eficiente da tubulação e pode ser projetado para minimizar a quantidade de condensado que se acumula no sistema de coleta de gás de aterro. A eficiência do sistema de coleta é proporcional à eficiência da gestão de lixiviados. O chorume que se deposita na massa de resíduos dificulta a sucção do gás, o que pode reduzir em até 50% a quantidade estimada de biogás a ser coletado (O'LEARY e WALSH, 2006).</p>
4	Participantes do projeto	<p>Participantes do projeto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Empresa de consultoria privada (executora).</li> <li>• Empreiteiro interessado (instituição pública ou privada).</li> </ul>
5	Potencial de redução de emissões de GEE	<p>O potencial médio de redução de emissões de GEE para projetos de destruição de metano em queimadores (<i>flares</i>) para 2 milhões de habitantes (2.000 toneladas de resíduos por dia de aterro) é de 444 kt CO<sub>2</sub>/ano, equivalente a 0,6 t CO<sub>2</sub>e/tonelada de resíduos, considerando 20 anos de vida útil (autores).</p> <p>* Deve-se notar que o fator de redução de emissões variará dependendo da temperatura e precipitação média do local, composição de resíduos, número de habitantes atendidos pelo aterro, idade dos resíduos depositados, taxa de coleta e taxa de crescimento da população urbana.</p>
6	Mercado-alvo e potencial	<p>Indicado para gestores de médios e pequenos municípios, com a indicação da formação de consórcios intermunicipais de gestão de resíduos. A iniciativa privada também está incluída, com a oportunidade de investir no setor e melhorar ainda mais as instalações para modelos mais sofisticados de uso de energia.</p> <p>No futuro, com mais de 50% dos resíduos no Brasil de origem orgânica, há um grande potencial para que o metano produzido a partir de instalações de biogás seja recuperado com relativa facilidade para geração de eletricidade e aquecimento industrial/doméstico. Assim, o investimento privado pode vir de empresas que, no futuro, busquem fazer uso do biogás gerado para fins energéticos.</p>
<b>III. FINANCIAMENTO DE PROJECTOS</b>		
1	Principais detalhes de financiamento de projetos/financiamento estruturado	<p>Existem linhas de financiamento do Governo Federal para estados e municípios brasileiros implementarem projetos de saneamento, incluindo alguns projetos específicos relacionados à gestão de resíduos sólidos. No entanto, a partir da sanção da PNRS em 2010, o acesso aos recursos federais depende, obrigatoriamente, da elaboração do Plano Estadual de Resíduos Sólidos.</p> <p>É dada prioridade ao acesso aos recursos da União para os estados que estabelecem microrregiões para integrar a organização, o planejamento e a execução da gestão de resíduos nos municípios. Os municípios que optarem por soluções conjuntas intermunicipais para a gestão de resíduos sólidos, incluindo a elaboração e implementação de um plano intermunicipal ou a celebração voluntária de planos microrregionais de resíduos sólidos, também terão prioridade (PNRS, 2010).</p> <p>Na esfera econômico-financeira, as receitas operacionais do projeto provêm da cobrança tarifária diretamente dos clientes, por se tratar de uma concessão comum. No caso dos</p>

		<p>resíduos sólidos, para além da tarifa que será cobrada aos usuários, devido ao manuseamento de resíduos domésticos, será também cobrado o tratamento de resíduos de limpeza urbana, a pagar pelo Município como utilizador público especial.</p> <p>Para a destruição do biogás, o mercado de carbono pode ser uma fonte de receitas. A renda obtida com créditos de carbono, no entanto, não foi calculada neste estudo.</p>
2	Fontes de financiamento	<p>Algumas linhas de financiamento para a gestão de RSU destinadas aos municípios são oriundas do Fundo Climático (Subprograma de Energias Renováveis com condições mais fáceis para a implementação de iniciativas desse modelo), por meio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES); recursos da Caixa Econômica Federal (CEF) e de fundos internacionais como GEF e BID.</p> <p>Uma linha que poderia ser de interesse foi anunciada em maio deste ano, com o lançamento pelo Banco do Brasil (BB) de um fundo de investimento para financiar projetos de crédito de carbono. O fundo apoiará projetos sustentáveis e estará vinculado à variação de preços do mercado global de crédito de carbono, disponível para todos os clientes.</p> <p>De um modo geral, os projetos podem envolver: • Coleta e Transbordo; •Peneiramento; •Tratamento; • Uso de energia; • Destino final; • Recuperação ambiental.</p> <p>Basicamente, os critérios de elegibilidade exigem que as propostas promovam a eliminação adequada; cumpram a PNRS e a Lei de Saneamento Básico e que não incluam apenas resíduos de saúde e/ou construção e demolição (setor público).</p> <p>Iniciativas do setor privado talvez estejam especialmente interessadas em projetos que visem ampliar seu escopo para o uso energético do biogás capturado, dado o retorno financeiro sobre a venda e comercialização da energia gerada.</p> <p>*No Brasil, existem 21 aterros sanitários (ANEEL, 2020) gerando energia a partir do biogás, com 174,3 MW instalados</p>
3	Créditos de carbono	<p>Elegível – Atualmente, esse tipo de projeto ocorre em alguns municípios do Brasil, e os créditos de carbono gerados são vendidos para outros países. Com o aumento da produção de resíduos e a necessidade de deter o aquecimento global, há um enorme mercado para que essa prática se desenvolva.</p>
4	Custo por tonelada de carbono (\$/t CO <sub>2</sub> e)	<p>Para a destruição de metano em aterros sanitários com queima em <i>flares</i>, o custo marginal de redução das emissões é de USD 2,80 por tonelada de CO<sub>2</sub>e, considerando a escala de 2.000 toneladas de resíduos por dia de aterro, em comparação com aterros com queima não controlada de biogás, durante 20 anos de vida útil (autores).</p>
5	Risco do financiamento	<p>O custo de capital, ou investimento em infraestrutura para serviços que envolvem a gestão de resíduos sólidos (CAPEX), costuma ser o foco das discussões relacionadas aos custos desse tipo de projeto, embora seja importante lembrar que, quando prestados de forma contínua, esses projetos demandam recursos para sua execução diária. No entanto, a definição de custos operacionais (OPEX) é comumente deixada em segundo plano, apesar de sua importância e volume consideravelmente superior ao CAPEX, uma vez que inclui todas as despesas necessárias para a operação permanente e ininterrupta desses serviços essenciais (combustíveis e outros insumos para equipamentos e frota, folha de pagamento e benefícios para compensação de mão de obra, despesas com manutenção e revisão da frota e outros sistemas operacionais, entre outros).</p> <p>Também é importante destacar que, embora o CAPEX possa ser financiado por diversas fontes de recursos (internos e externos), como outras esferas de governo (Estados e União), organizações internacionais (países e agências multilaterais), instituições de desenvolvimento (bancos de desenvolvimento), os custos operacionais (OPEX) precisam ser subsidiados com o orçamento local, a partir da recuperação dos valores necessários para tal financiamento, através da adoção de um instrumento de remuneração com encargos de utilização.</p>

6	Modelagem financeira	O projeto está em fase inicial de planejamento e requer detalhes para ter os esquemas de financiamento definidos. Vale ressaltar que para um município ter acesso a qualquer financiamento linhas, deve ter seu Plano Municipal de Gestão Integrada de Resíduos Sólidos elaborado, pois sua qualidade será o critério para análise bancária, conforme consta na Lei 12.305/2010.
7	Modelo de aquisição	A Lei Nacional de Consórcios Públicos (Lei nº 11.107/2005) e a Lei Nacional de Saneamento Básico (Lei nº 11.445/2007) conferem um sistema jurídico que induz formatos associativos e desenhos institucionais diferenciados. Entre elas, visando a implantação de aterros sanitários e projetos do tipo MDL (mecanismo de desenvolvimento limpo do Protocolo de Quioto), está incluída a concessão comum ou a adoção da parceria público-privada (PPP). No caso de regiões metropolitanas ou regiões compostas por diversos municípios de pequeno e médio porte, estudo de caso desta pesquisa, a destinação final de resíduos pode ser realizada de forma consorciada. A primeira alternativa seria a constituição de um consórcio antes da licitação para a concessão de implantação e operação de aterro sanitário. O próprio consórcio licitaria a concessão/PPP (parceria público-privada). Alternativamente, um município poderia licitar a concessão e os outros se juntariam mais tarde. A grande vantagem da segunda alternativa é a agilidade, ou seja, o fato de que ela pode ser implementada em um período de tempo mais curto.
9	Estágio do projeto	Desenvolvimento de Conceitos
10	Suporte de assistência técnica	Como ainda se trata de um projeto em fase inicial de planejamento, não foi necessário suporte de assistência técnica.
<b>IV. BARREIRAS E RISCOS DO PROJETO</b>		
1	Barreiras e riscos do projeto	<p>Os aterros precisam de um mínimo de escala para o seu correto funcionamento a custos adequados – indica-se a formação de consórcios intermunicipais, onde as diferenças políticas podem dificultar a sua execução.</p> <p>O desenvolvimento de aterros que contenham sistemas de recuperação e degradação de biogás através da queima apresenta poucas barreiras técnicas, onde queimadores estão disponíveis e acessíveis no mercado.</p> <p>Barreiras econômicas são encontradas na restrição de acesso ao capital, como a inexistência de linhas de crédito próprias para aterros sanitários e os custos de transação para obtenção de financiamento. Estudos de viabilidade técnico-econômica e documentação para análise de risco de investimento são caros e podem ser proibitivos para os agentes do setor. Como a gestão dos RSU no país é de responsabilidade dos municípios, que são extremamente carentes de infraestrutura econômico-financeira e gestores capacitados, a adoção de medidas de baixo carbono ainda é difícil. Uma barreira regulatória é o fato de que nenhuma lei obriga a coleta e destruição de biogás de aterros sanitários.</p> <p>Riscos Associados:</p> <p>Políticos – uma vez que a gestão dos resíduos urbanos é uma competência municipal, qualquer solução ou modelo institucional depende da política do poder local. Mudanças de governos municipais a cada quatro anos pode criar descontinuidades para esses projetos, que são necessariamente de longo prazo.</p> <p>Redes sociais/catadoras – na grande maioria dos lixões no Brasil existem catadores que obtêm seu sustento por meio da coleta de materiais recicláveis presentes nos resíduos sólidos. A construção de novos aterros sanitários está intimamente relacionada à extinção de lixões. Como resultado, nem no antigo lixão nem no novo aterro sanitário haverá espaço para os coletores, o que pode causar sérios distúrbios sociais. Esse aspecto reforça a indução de modelos de gestão em que os catadores, organizados em cooperativas, deixam de trabalhar nos locais de disposição final e passam a atuar em programas de coleta seletiva, reciclagem e valorização de resíduos.</p> <p>Risco de geração e coleta de gás – nos estudos de viabilidade de créditos de carbono, calcula-se a quantidade estimada de gás gerado por um determinado volume de resíduos sólidos, por meio de um modelo matemático, e é estabelecido um percentual de coleta de gás gerado. Um ou outro pode variar muito dependendo do tipo de resíduo, da quantidade e, mais</p>

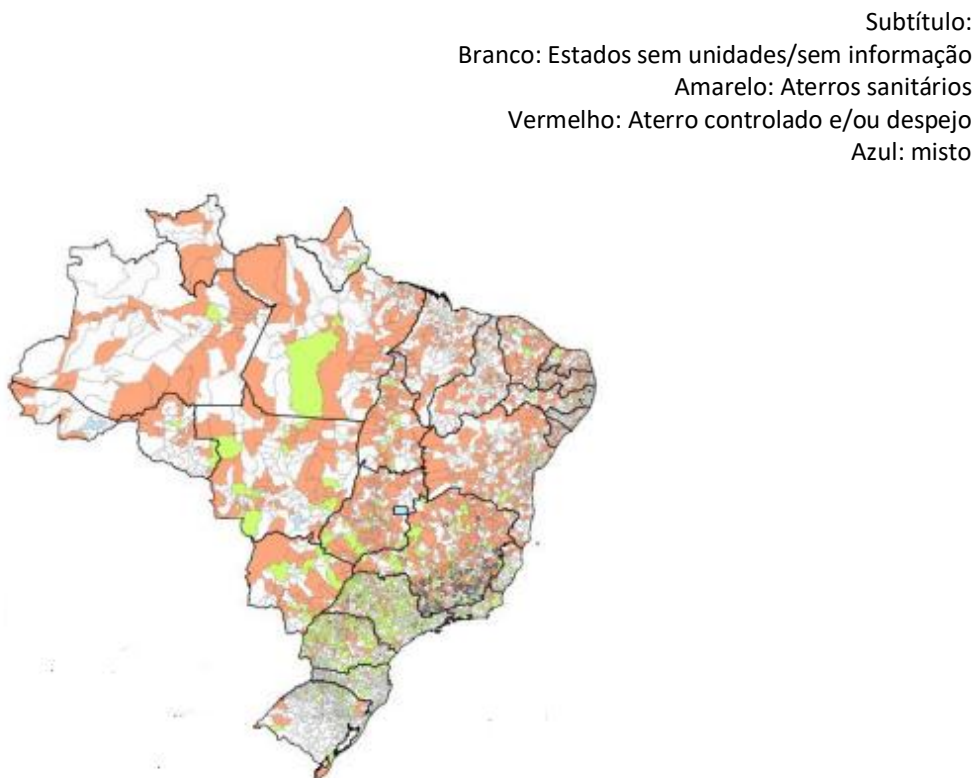
		<p>importante, do método de operação do aterro e do sistema de gás. Portanto, a quantidade de créditos de carbono pode ser significativamente menor do que a estimada, o que pode inviabilizar o projeto.</p> <p>Risco de mercado – se a oferta de créditos de carbono aumentar e se tornar maior do que a demanda, os preços podem cair drasticamente. Outros riscos: se a coleta e o tratamento do gás de aterro sanitário no Brasil se tornarem um <i>business as usual</i>, esses projetos deixarão de ser elegíveis para o mercado de carbono, pois não terão adicionalidade, característica obrigatória para tal elegibilidade.</p> <p>Nota 1: Más práticas e baixa eficiência da coleta de biogás em aterros sanitários: As estimativas variam amplamente, tanto na literatura quanto entre os agentes entrevistados, com valores entre 35% e 85%. No entanto, o consenso é que a arrecadação do Brasil é relativamente baixa, com valores entre 50% e 65%, com notáveis exceções. Vale ressaltar que esses valores, além de sua grande incerteza, são significativamente inferiores às melhores práticas observadas em todo o mundo, em que a taxa de coleta pode ultrapassar 80%.</p> <p>Nota 2: As áreas disponíveis para a implementação de aterros são cada vez mais escassas, uma vez que as condições ou parâmetros da legislação são cada vez mais restritivos e os custos de transporte são limitantes.</p>
2	Condições favoráveis	<p>Facilitar o acesso ao investimento é essencial e pode ser feito de diferentes formas, como parcerias com bancos capazes de prover esse tipo de investimento, para programas com linhas específicas, por meio de taxas de juros subsidiadas pelo Poder Público, por exemplo. Outra forma é promover a capacitação de gestores técnicos que prestarão serviços nesse segmento, tornando o processo menos demorado e mais assertivo. Outras medidas importantes são a necessária integração entre agentes (públicos e privados), apoio econômico e técnico dos governos estadual e federal às prefeituras; investimento na formação e divulgação de informação qualificada; a criação de incentivos econômicos (como a isenção de ICMS) e a aplicação de penalidades como o não recebimento de recursos financeiros quando não estiverem em consonância com as normas e regulamentos vigentes no setor.</p> <p>Os consórcios intermunicipais de saneamento são uma alternativa legal criada para viabilizar a gestão e o tratamento conjuntos de resíduos de diferentes municípios. Esse arranjo permite que municípios com menos recursos instalem unidades para destinar adequadamente seus resíduos, uma vez que os membros do consórcio compartilham os custos de implantação, operação e manutenção. Nesse sentido, a formação de consórcios também favorece o uso do biogás, uma vez que, além de permitir a divisão de custos, um maior volume de resíduos está concentrado em apenas uma unidade, o que possibilita arranjos tecnológicos e aplicações energéticas robustas.</p>
2	Desenvolvimento de políticas	<p>Em 2020, foi aprovado o novo marco regulatório do saneamento básico, que, entre outras medidas importantes como a cobrança pelo serviço para cobrir parte dos custos de coleta, transporte e tratamento de resíduos (taxa de lixo), impôs a obrigatoriedade de licitação para os contratos vencidos, uma importante ferramenta de previsibilidade para o setor e, portanto, criando um ambiente seguro e favorável ao investimento privado.</p>
<b>V. INFORMAÇÕES E DOCUMENTAÇÃO ADICIONAIS</b>		
1	Benefícios e riscos sociais, econômicos e ambientais	<p>Embora não deva ser considerada a solução definitiva para a gestão de resíduos no país, os aterros sanitários são um elemento importante da gestão integrada.</p> <p>Através da coleta e combustão de gás de aterro, os aterros reduzem os efeitos ambientais globais e locais de emissões descontroladas. Os principais componentes do gás de aterro, CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub>, são incolores e inodoros. A principal preocupação ambiental global sobre esses compostos é o fato de que eles são GEE. Embora a maioria das emissões de gases de aterro seja rapidamente diluída na atmosfera, existe um risco de asfixia e/ou efeitos tóxicos se o biogás estiver presente em altas concentrações em espaços confinados. O biogás contém mais de 150 componentes que podem causar efeitos ambientais como odores, destruição da camada de ozônio e criação de ozônio no nível do solo. Os riscos de efeitos tóxicos na</p>

		<p>comunidade e no ambiente do local são mitigados através da gestão adequada dos aterros sanitários.</p> <p>Operacionalmente, a gestão adequada do biogás reduzirá o potencial de incêndios e a liberação associada de produtos de combustão incompleta. Isso também beneficia o pessoal que trabalha no ambiente de aterro que não está exposto a riscos relacionados ao fogo. Com a queima do gás, a população que vive no entorno do aterro terá condições de vida mais saudáveis.</p>
2	Potencial transformacional	<p>O projeto tem um potencial multiplicador com a disseminação desses procedimentos em outros aterros sanitários. A tecnologia utilizada não exige pagamento de <i>royalties</i> ou licenças de qualquer natureza, sendo de domínio público. Não necessita de assistência técnica internacional, como é no parque tecnológico brasileiro.</p> <p>O projeto é relativamente simples, de baixo custo (em comparação com outras medidas de redução) e tem grande potencial para reduzir as emissões, por isso é claramente viável e provável de ser replicado.</p>
3	Aprovações/autorizações regulamentares	<p>O licenciamento de um aterro envolve uma licença prévia, licença de instalação e licença de operação. O licenciamento ambiental deve ser concedido por um órgão governamental competente, que são quase sempre os Conselhos Estaduais de Política Ambiental da Secretaria de Estado do Meio Ambiente em cada estado.</p> <p>Além das licenças apresentadas no Licenciamento Ambiental, é necessário o Estudo de Impacto Ambiental – EIA. Trata-se de um estudo técnico realizado por uma equipe multidisciplinar qualificada para levantar os pontos positivos e negativos do aterro, a ser desenvolvido considerando os ambientes físico, biótico e antrópico, e estabelecendo uma série de medidas e ações voltadas para minimizar os impactos negativos registrados. Finalmente, para tornar o EIA acessível à sociedade como um todo, o Relatório de Impacto Ambiental – RIMA deve ser elaborado no qual um resumo dos principais pontos do EIA é levantado.</p>
4	Consulta pública	Entendemos que a participação de todos os atores e setores da sociedade é vital para um processo transparente e eficiente.
5	Documentação chave e documentos de apoio	não aplicável

1 Um importante incentivo para a regionalização é o fato de que o Novo Marco condicionou o financiamento de projetos com recursos federais à estruturação da prestação regionalizada de serviços. Nesse sentido, foi publicado o Decreto nº 10.588/2020, que dispõe sobre o apoio técnico e financeiro de recursos públicos federais para garantir a efetividade das metas de universalização do Novo Marco Legal do Saneamento Básico.

2 As Parcerias Público-Privadas (PPPs) são contratos administrativos de concessão de serviços públicos em que o parceiro privado é responsável pelo investimento inicial em infraestrutura e pela operação de serviços em toda a concessão, sendo remunerado pelo poder público no longo prazo, em parcelas. Pode-se dizer que é uma forma de financiamento privado de infraestrutura pública.

Figura 2. Unidades de disposição final por município, segundo dados do diagnóstico SNIS 2019



Fonte: SNIS, 2019.



## A.2.2. Oportunidade de Investimento 2 – Produção de Biometano a partir de Resíduos Sólidos Urbanos e Substituição de Gás Natural por Biometano na Indústria

I. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROJETO		
1	Título da atividade do projeto (AP)	Produção de biometano a partir de resíduos sólidos urbanos e substituição de gás natural por biometano na indústria
2	Escala da atividade do projeto	Grande Escala – aplicável a diferentes ramos industriais
3	Localização da atividade do projeto	<p>O projeto promove a expansão do uso energético e térmico do biometano em plantas industriais, sendo este biometano produzido através de RSU.</p> <p>Dessa forma, para a disseminação do biometano para tal aplicação, é necessário, não apenas disponibilizá-lo, mas, ao mesmo tempo, promover a expansão/criação de gasodutos no país. Atualmente, esse modelo só é interessante quando a planta produtora está localizada próxima à planta consumidora, onde faz sentido transportar o combustível por meio de um caminhão, a forma predominante de transporte de biometano no país.</p> <p>Para grandes volumes de biocombustível e para longas distâncias de onde é produzido, o cenário atual pode não viabilizar empreendimentos.</p> <p>Este projeto pode então ser implementado em indústrias que exigem muita energia para a geração de calor, como usinas siderúrgicas, ou para indústrias que desejam reduzir sua pegada de carbono. As usinas geradoras podem ser qualquer aterro sanitário, dada uma escala mínima de viabilidade – um nível que normalmente começa em 500 toneladas por dia, de acordo com o MCTI (2010).</p>
4	Tecnologia / serviço / outro	<p>O tratamento de purificação envolve custos muito elevados para atender às especificações necessárias para injeção nos gasodutos de gás natural. São plantas que envolvem tecnologia estrangeira de alta complexidade e, conseqüentemente, geram altos custos operacionais e de manutenção. Os fornecedores de tecnologia devem atuar como parceiros, transferir conhecimento operacional e fornecer a garantia de desempenho dos equipamentos. A nacionalização da tecnologia seria valiosa.</p> <p>Há também altos custos relacionados a análises laboratoriais e testes de qualidade obrigatórios de biometano, que, em geral, geralmente são realizados por um único laboratório, uma vez que não há oferta suficiente de empresas com capacidade técnica no mercado. Tais custos poderiam ser reduzidos se os governos estaduais responsáveis pela regulação da distribuição de gás canalizado oferecessem um subsídio direto aos produtores de biogás e biometano, como nos países europeus onde a tecnologia foi implementada com sucesso.</p> <p>O transporte de biometano requer sua pressurização para injeção na rede de distribuição de gás, liquefação para transporte a granel por estrada, ferrovia ou mar ou compressão para uso veicular. (JOPPERT 2014; MOGHADDAM et al., 2015). O risco para a saúde é o critério mais importante na escolha dos limites de especificação para a injeção na rede de gás natural. Em seguida, o segundo critério mais importante é a integridade das tubulações, onde os níveis de água, sulfeto de hidrogênio, amônia e oxigênio são definidos para evitar a corrosão. Há também uma necessidade especial de níveis rigorosos de oxigênio e hidrogênio. Os limites do ponto de orvalho de água são necessários para proteger contra a formação de condensado.</p> <p>A comercialização de biometano requer unidades de produção de alto volume para garantir a disponibilidade de biocombustíveis – portanto, esse modelo é particularmente adequado para aterros sanitários. A partir dessa alternativa, é possível vender biometano (via <i>pipeline</i> virtual) para atender clientes específicos com alta demanda – geralmente nos setores industrial, comercial ou veicular.</p> <p>*Cada tonelada de resíduos depositados em aterros sanitários gera, em média, 200<sub>m</sub><sup>3</sup> de biogás (ALBARRACIN, 2016).</p>
5	Setor econômico	Gestão de resíduos (energias renováveis)
6	Redução anual média das emissões de GEE (t CO <sub>2</sub> e)	<p>(Escala Aterro 2.000 toneladas/dia de resíduos)</p> <p>Recuperação e destruição de metano em 20 anos: 8.874 kt CO<sub>2</sub>e</p> <p>Gás natural substituído na indústria em 20 anos: 563 Mm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub></p> <p>Emissões de gás natural evitadas na indústria em 20 anos: 1.165 kt CO<sub>2</sub>e</p> <p>Mitigação total: 10 Mt CO<sub>2</sub>e em aterro de 2.000 toneladas/dia, em 20 anos.</p>

		Reduções médias anuais de emissões de GEE: 500.000 t CO <sub>2</sub> e.  Fonte: autores baseados em Unterstell, La Rovere et al, 2021.
7	Data	Esta planilha foi escrita em outubro de 2022. Para o início efetivo do projeto, estudos específicos de impacto e viabilidade devem ser realizados.
8	Informações de contato	"Isabela Mancio Lima, Pesquisadora, COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro isabelalima@ppe.ufrj.br, +55 21 991178279" Saulo Machado Loureiro, Pesquisador, COPPE/UFRJ. saulo@lima.coppe.ufrj.br

## II. DESCRIÇÃO DA ACTIVIDADE DO PROJECTO (AP)

1	Descrição do projeto	<p>O uso térmico do biometano para fins industriais tem se mostrado uma opção. Já existem experiências no país, por exemplo, de biometano para uso em um complexo siderúrgico em altos-fornos, coqueificação e sinterização, setores que fazem parte do processo de produção de aço.</p> <p>É um cenário com potencial de expansão, sendo uma opção para reduzir as emissões de GEE com a introdução do biocombustível nas operações da indústria pesada, ao mesmo tempo em que contribui para uma boa gestão de resíduos na cidade, um modelo em que todos ganham.</p> <p>Atualmente, o modelo mais utilizado para a distribuição de biometano no país é por meio de caminhões, apesar dos custos e emissões associados ao transporte. No Brasil, a expectativa é que com a nova Lei do Gás (nº 14134 de abril de 2021), recentemente regulamentada, haja mais investimentos em infraestrutura para a expansão da rede de gasodutos. O texto libera o acesso do biometano à rede de gasodutos, incentivando sua regulação pelos Estados responsáveis pela política de distribuição de gás. O marco legal do saneamento recentemente aprovado também é favorável, pois o biometano pode ser produzido a partir do tratamento do biogás gerado em aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto.</p> <p>Assim, este projeto visa propagar o uso do biometano como substituto do gás natural nas indústrias, bem como facilitar as conexões de biometano na entrada da rede de distribuição de gás existente e incentivar a construção de uma nova rede.</p> <p>Este projeto destina-se a municípios de médio e grande portes com aterros sanitários e ao setor industrial a quem pretende um produto com menor pegada de carbono.</p>
2	Números-chave da tecnologia	<p>Técnicas de tratamento capazes de remover materiais particulados, excesso de umidade, impurezas e outros contaminantes são necessárias para transformar biogás em biometano. As principais técnicas de purificação envolvem a remoção de dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio do biogás, bem como a secagem do excesso de umidade (PROBIOGÁS, 2016). De acordo com a especificação brasileira estabelecida na ANP nº 685/2017, os limites e parâmetros de qualidade diferem para uso veicular, geração de calor e injeção na rede de gás natural.</p> <p>Os sistemas de purificação e refino de biogás são os principais propósitos: • Preservar a vida útil dos equipamentos – geradores de motores, motores automotivos, caldeiras e tubulações, por exemplo; • Melhorar a capacidade energética do biogás, transformando-o em biometano; • Valor econômico do biogás.</p>
3	Descrição técnica da medida de mitigação	<p>O tratamento primário inclui etapas de filtração e remoção de água e visa eliminar partículas sólidas em suspensão e umidade. Resfriamento e compressão de gás são as técnicas comumente usadas. O tratamento secundário, por outro lado, envolve o aumento do poder calorífico do biogás a partir de uma limpeza mais profunda, por processos físicos e químicos que são dimensionados de acordo com os contaminantes presentes no biogás e sua finalidade de aplicação. As tecnologias mais comuns utilizadas para o tratamento secundário são a adsorção e absorção. Além de remover os siloxanos presentes no biogás, a adsorção (ou lavagem) é um processo pelo qual os contaminantes aderem à superfície de um adsorvente, como carvão ativado ou sílica gel. A absorção remove compostos (como o enxofre) do biogás com o auxílio de um solvente ou reagente sólido (PROBIOGÁS, 2016).</p>
4	Participantes do projeto	<p>Participantes do projeto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Empresa privada (executora).</li> <li>• Empreiteiro interessado (instituição pública ou privada).</li> </ul>
5	Potencial de redução de emissões de GEE	<p>Utilizando o Projeto GNR (Gás Natural Renovável) Fortaleza – biogás produzido no Aterro Sanitário Municipal a Oeste de Caucaia – como banco de dados, a produção de 110 mil m<sup>3</sup> de biometano por dia, cerca de 36,5 milhões de m<sup>3</sup> por ano pode evitar 610 mil toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente liberadas na atmosfera anualmente (ECOMETANO, 2020). As emissões evitadas pela substituição da fonte fóssil na indústria de implementação do projeto também devem ser adicionadas – a serem calculadas caso a caso.</p>

6	Mercado-alvo e potencial	<p>Além da indústria, há também muitas interfaces com o setor de transportes, especialmente na frota de coleta de resíduos, o que é extremamente relevante devido aos altos custos do diesel importado.</p> <p>O desenvolvimento de ações de cooperação entre os setores público e privado, bem como instituições de pesquisa, é de suma importância no desenvolvimento de projetos de forma integrada, com foco na geração de energia para atender demandas específicas ou coletivas. Essa cooperação permite estruturar projetos maiores e ampliar a capacidade financeira do empreendimento.</p>
<b>III. FINANCIAMENTO DE PROJECTOS</b>		
1	Principais detalhes de financiamento de projetos/financiamento estruturado	<p>De acordo com a EPE, 2018, em Thrän et al. (2014), as faixas de custo total do investimento em infraestrutura de tratamento e conversão de biometano com características de gás natural podem variar entre US\$ 45 e US\$ 138 para cada metro cúbico diário de capacidade de processamento de biogás. Ainda de acordo com a EPE, 2018, o estudo apresentado na Nota de Orientação sobre Captação e Utilização de Gás de Aterro Sanitário (Terazza e Willumsen, 2009) aponta para a faixa entre US\$ 78 e 173 por m<sup>3</sup>/dia de capacidade da usina. A EPE também usa um estudo mais recente, o manual de Desenvolvimento de Projetos de Energia LFG da EPA (2017), que indica a faixa entre US \$ 71 e US \$ 164 para a mesma capacidade de processamento de biogás. Na EPE, 2018, o cálculo do CAPEX total para o projeto corresponde a esses valores mais os valores obtidos em Hoyer (2016) apud Angelidaki (2018) para investimento em tratamento e conversão em biometano.</p> <p>Com base na EPE, 2018, valores não sujeitos a efeitos de escala, estimamos o valor presente (taxa de desconto anual de 8%) do CAPEX em US\$ 24/m<sup>3</sup> de biogás.</p> <p>A utilização dos pressupostos acima referidos resultou nos seguintes valores de investimento:</p> <p>(i) para as grandes centrais (2.000 toneladas de resíduos/dia): 86 USD/m<sup>3</sup> de biogás, representando um investimento total de USD 14,0 milhões;</p> <p>(ii) para pequenas instalações (200 toneladas de resíduos/dia): 135/m<sup>3</sup> de biogás, representando um investimento total de USD 2,2 milhões.</p> <p>Estima-se que os custos operacionais anuais correspondam a 17% do CAPEX (EPE, 2018):</p> <p>(i) para as grandes usinas (2.000 toneladas de resíduos/dia), o OPEX é de US\$ 47,6 milhões, considerando a vida útil de 20 anos;</p> <p>(ii) para pequenas instalações (200t de resíduos/dia), o OPEX é de US\$ 7,4 milhões, considerando a vida útil de 20 anos.</p> <p>A construção de um gasoduto é o item de maior custo, em torno de US\$ 150.000 a US\$ 175.000 por km (SCS ENGINEERS, 2011).</p>
2	Fontes de financiamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uma opção são os recursos do Fundo Climático (Subprograma de Energias Renováveis, com condições mais fáceis para a implementação de iniciativas desse modelo), por meio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES);</li> <li>• Fundos internacionais como GEF e BID;</li> <li>• Financiamento privado.</li> </ul>
3	Créditos de carbono	<p>Elegível – Atualmente, esse tipo de projeto ocorre em alguns municípios do Brasil e os créditos de carbono gerados são vendidos para outros países. Além disso, grande parte dos aterros sanitários ainda não opera em sua capacidade máxima devido a limitações da rede ou pouco investimento para expansão. No entanto, com o aumento da produção de resíduos e a necessidade de conter o aquecimento global, há um enorme mercado para que essa prática se desenvolva.</p>
4	Custo por tonelada de carbono (\$/t CO <sub>2</sub> e)	<p>O custo de redução para o refino de biogás para usar biometano em indústrias ou outro uso de combustível (incluindo destruição de metano) é de US \$ 19,27 por tonelada evitada de CO<sub>2</sub>e, em comparação com aterros de queima de biogás não controlados, considerando aterros de 2.000 toneladas / dia e vida útil de 20 anos (sem considerar as receitas de vendas de biometano, cerca de US \$ 418 milhões).</p>

		Ao incluir as receitas de vendas de biometano, considerando uma faixa de preço do gás natural entre USD 14.385 /MNBtu e USD 19.911 /MMBTU obtida da Petrobras, o custo de abatimento é reduzido para uma faixa entre USD 6.27 /t CO <sub>2</sub> e e USD 1.09 /t CO <sub>2</sub> e. (Taxa de câmbio de outubro de 2022) Fonte de preço do gás natural: MME, 2022
5	Risco de financiamento	A tecnologia de geração de biometano é uma tecnologia segura, eficiente e consolidada em todo o mundo. Do ponto de vista técnico, trata-se de um modelo de baixo risco, embora a dependência de componentes importados crie incerteza quanto aos custos devido à flutuação da taxa de câmbio. Por sua vez, na indústria ainda não está difundido no Brasil, exigindo investimentos em capacitação e disseminação de informações qualificadas capazes de promover um ambiente seguro para o desenvolvimento do setor.  A parte mais crítica de qualquer projeto de infraestrutura é garantir a segurança financeira. Esta pode se constituir em um desafio para os projetos de tratamento de resíduos, especialmente quando estão envolvidas tecnologias mais inovadoras.
6	Modelagem financeira	As vias de investimento podem incluir a participação em títulos verdes e a dívida coletiva e/ou participações em ações em projetos individuais através de PPP (ou outras estruturas de financiamento público-privadas ou exclusivamente privadas)
7	Modelo de aquisição	Parceria público-privada (PPP)
9	Estágio do projeto	Desenvolvimento de Conceitos
10	Suporte de assistência técnica	Como ainda se trata de um projeto em fase inicial de planejamento, não foi necessário suporte de assistência técnica.
<b>IV. BARREIRAS E RISCOS DO PROJETO</b>		
1	Barreiras e riscos do projeto	Quanto às barreiras tecnológicas, a tecnologia utilizada neste tipo de planta é geralmente importada. Portanto, é necessária uma equipe especializada, assistência técnica estrangeira e a importação de peças em caso de avaria e/ou manutenção. Esse fato representa um risco para a operação contínua da planta. Por exemplo, um problema que requer uma eventual substituição de peças pode representar um longo período de tempo de inatividade. Esse tratamento é necessário, por exemplo, para a transmissão de biometano – na rede de gás natural existente ou em novos gasodutos – que também consome energia e requer equipamentos específicos e conhecimentos técnicos.
2	Condições favoráveis	Os projetos que envolvem o refino de biometano são intensivos em capital. Portanto, os investimentos exigem uma escala mínima de viabilidade e estratégias de substituição de equipamentos para peças normalmente importadas. Além disso, exigem o reforço das capacidades de uma mão de obra mais qualificada e, conseqüentemente, a formação não só a nível operacional, mas também no desenvolvimento de modelos empresariais e de mercado.
2	Desenvolvimento de políticas	No Brasil, a regulação do biometano é muito recente, e o mercado ainda é muito incipiente.  Há muito espaço para refinamentos e melhorias nas esferas fiscal, regulatória ou de infraestrutura. No entanto, a legislação recente, como a nova lei do gás e o novo quadro de saneamento, tende a reforçar a cadeia do biogás e do biometano.  *Destaca-se o estado do Rio de Janeiro, com duas das três usinas de biometano existentes no Brasil representando cerca de 67% da capacidade instalada do país (ANP, 2021).
<b>V. INFORMAÇÕES E DOCUMENTAÇÃO ADICIONAIS</b>		
1	Benefícios e riscos sociais, econômicos e ambientais	A oportunidade apresentada neste estudo atende às necessidades de atendimento das questões ambientais para a destinação adequada de resíduos no país. É essencial e urgente reduzir as emissões de GEE e, no mínimo, permitir a eliminação segura dos resíduos para o ambiente e as populações circundantes.  Para quem vislumbra, no futuro, a opção pela geração de energia, o biogás produzido pode contribuir para a promoção do desenvolvimento regional sustentável, possibilitando a criação de novos empregos, renda e vantagens para diversos setores produtivos.
2	Potencial transformacional	Projeto com grande potencial de replicação.

3	Aprovações/permissões regulatórias	<p>As aplicações energéticas que envolvem biometano devem obedecer às resoluções e diretrizes normativas da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), órgão responsável por regular e fiscalizar a produção, comercialização, circulação e uso de biocombustíveis.</p> <p>A ANP é vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) e deve autorizar o início de uma unidade de produção de biometano em aterro sanitário.</p> <p>Nos últimos anos, a produção de biometano no Brasil ganhou novos parâmetros regulatórios. Em 2018, a ANP regulamentou a atividade por meio da Resolução 734. No ano anterior, foram estabelecidas regras para controlar a qualidade do biometano de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto por meio da Resolução 685.</p>
4	Consulta pública	-
5	Documentação chave e documentos de apoio	não aplicável