

# COMITÊ 5

## *Papel do Gás Natural na Transição Energética*



# RELATÓRIO DO GRUPO DE TRABALHO DO PROGRAMA GÁS PARA EMPREGAR



ABRIL DE 2024



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA





## **Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**  
Alexandre Silveira

**Secretário-Executivo**  
Arthur Cerqueira Valerio

**Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**  
Pietro Adamo Sampaio Mendes

**Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento**  
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Diretor do Departamento de Gás Natural**  
Marcello Gomes Weydt

Ministério de Minas e Energia – MME  
Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 9º andar  
70065-900 – Brasília – DF  
Tel.: (55 61) 2032 5555  
[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)

# Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar

## Comitê 5

### **Ministério de Minas e Energia**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira – Líder do Comitê 5

Leandro de Oliveira Albuquerque – Suplente do Comitê 5

### **Relatoria e Secretaria Executiva**

Claudir Afonso Costa  
Maria dos Reis Santos Borges

### **BLOCOS TEMÁTICOS**

#### **Bloco 1: Redução de Emissões de GEE na Cadeia do Gás Natural**

#### **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP):**

Alexandre Maciel Kosmowski Costa  
Bruno Gullo  
Luciana Palmeira Braga  
Patrícia Huguenin Baran  
Raphael Neves Moura

#### **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):**

Marcelo Ferreira Alfradique

#### **Bloco 2: Redução de emissões de GEE na Indústria a partir do Gás Natural e do Biometano**

#### **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES):**

Eduardo Delmonte Ermakoff

#### **Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC):**

Ana Caroline Suzuki Bellucci

#### **Bloco 3: Disponibilidade e viabilidade para o estabelecimento de rotas sustentáveis**

#### **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES):**

Edson José Dalto

#### **Ministério de Portos e Aeroportos (MPOR):**

Marina Cavalini Bailão  
Bruna Roncel de Oliveira

#### **Ministério dos Transportes (MT):**

Antônio Castanheira  
Tiago Olante Casagrande

#### **Bloco 4: Redução de emissões de GEE no Setor Elétrico Brasileiro a partir do Gás Natural e Biometano**

Empresa de Pesquisa Energética (EPE):  
Thiago Ivanosky

#### **Ministério de Minas e Energia (MME):**

André Groberio Lopes Perim

#### **Bloco 5: Redução de Emissões de GEE para Produção Fertilizantes a partir do Gás Natural Nacional e do Biometano**

#### **Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA):**

José Carlos Polidoro  
Tiago Nunes de Freitas Dahdah

#### **Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação (MCTI):**

Gustavo de Lima Ramos

#### **Bloco 6: Sinergia entre as Cadeias do Biometano e do Gás Natural**

#### **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP):**

Carlos Orlando Enrique da Silva

#### **Embrapa:**

Airton Kunz

Rodrigo Nicoloso

**Ministério da Agricultura e Pecuária:**  
Sidney Medeiros

**Ministério de Minas e Energia (MME):**  
Jose Nilton de Souza Vieira

**Ministério do Desenvolvimento, Indústria,  
Comércio e Serviços (MDIC):**

Maurício Marins Machado

**Ministério da Ciência Tecnologia e  
Inovação (MCTI):**

Gustavo de Lima Ramos

**Bloco 7: CCUS e BECCS**

**Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural  
e Biocombustíveis (ANP):**

Alexandre Maciel Kosmowski Costa  
Luciana Palmeira Braga  
Raphael Neves Moura

**Empresa de Pesquisa Energética (EPE):  
Marcelo Ferreira Alfradique**

Gabriela Nascimento da Silva  
Bernardo Folly de Aguiar  
Andressa Soares dos Santos  
Guilherme Mazolli Fialho  
Marcos Frederico Farias de Souza  
Roberta de Albuquerque Cardoso  
Camila da Mota Carvalho  
Nathalia Oliveira de Castro  
Bruna Silveira Guimarães  
Rafael Freitas Funcia Lemme

**DEMAIS PARTICIPANTES DO COMITÊ**

**Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural  
e Biocombustíveis (ANP)**

Alessandra Silva Moura  
Bruno Valle de Moura  
Guilherme Eduardo Papaterra  
Jose Carlos Soares Tigre  
Mariana Rodrigues Franca  
Mário Jorge Figueira Confort  
Natália Hoffman Ramos

Nilce Olivier Costa  
Ronan Magalhaes Avila

**Banco Nacional de Desenvolvimento  
Econômico e Social (BNDES)**

Cassio Adriano Nunes Teixeira  
Marcio Alexandre Nunes Henriques  
Ricardo Cunha da Costa

**Casa Civil da Presidência da República  
(CC/PR)**

Joao Henrique Lima do Nascimento  
Karla Branquinho  
Leila Przytyk

**Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**

Ana Claudia Sant'Ana Pinto  
Angela Oliveira da Costa  
Bianca Nunes de Oliveira  
Caio Monteiro Leocadio  
Danilo Perecin  
Gabriel da Silva A. Jorge  
Harnon Martins Ramos  
Marcelo Castello Branco Cavalcanti  
Heloisa Borges Bastos Esteves  
Patrícia Feitosa Bonfim Stelling  
Rachel Martins Henriques  
Rafael Barros Araujo  
Regina Freitas Fernandes

**Ministério da Agricultura e Pecuária**  
Vinicio Bertazzo Rossato

**Ministério da Ciência Tecnologia e  
Inovação (MCTI)**

Eduardo Soriano Lousada

**Ministério da Fazenda (MF)**

Daniela Godoy Martins Corrêa  
Eduardo Roberto Zana  
Gustavo Henrique Ferreira  
Magno Antônio Calil Resende Silveira

**Ministério de Minas e Energia (MME)**

Annara Myrella Moura da S Sousa  
Christiany Salgado Faria  
Daniel Lopes Pego

Diogo Santos Baleeiro  
Edie Andreeto Junior  
Eleazar Hepner  
Fellipe Castro Santos  
Fernando Massaharu Matsumoto  
Gustavo Cerqueira Ataíde  
João Alencar Oliveira Junior  
Marcello Gomes Weydt  
Mariana Ferreira Carriconde de Azevedo  
Maurício de Oliveira Abi-Chahin  
Rafael Bastos da Silva  
Renan Jorge Menezes Ribeiro

**Ministério do Desenvolvimento, Indústria,  
Comércio e Serviços (MDIC)**

Arnaldo Ferreira Nobre  
Brenner Ferreira Soares  
Eliezer de Lima Lopes  
João Geovane Fernandes Costa  
Luciana Machado Rodrigues

**Ministério do Meio Ambiente e Mudança  
do Clima (MMA)**

Carlos Alexandre Príncipe Pires

**Ministério dos Transportes (MT)**

Ailton Júnior  
George Yun  
Nylton Mario Ramos Valença Junior  
Soraia Fucina Amaral

**Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA)**

Leandra Ribeiro de Oliveira e Silva

# SUMÁRIO

<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>4</b>
SETORES E SEGMENTOS A SEREM PRIORIZADOS NA ESTRATÉGIA DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GEE PELO GÁS NATURAL E PELO BIOMETANO.....	6
RECOMENDAÇÕES DO GRUPO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA (GT-5).....	8
<b>1 BLOCO TEMÁTICO 1: REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GEE NA CADEIA DE GÁS NATURAL .....</b>	<b>10</b>
1.1 INTRODUÇÃO .....	11
1.2 IDENTIFICAÇÃO DAS EMISSÕES DE METANO NA CADEIA DE GÁS NATURAL .....	11
1.3 INICIATIVAS PARA REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE METANO .....	15
1.4 AVALIAÇÃO DE ADEÇÃO EM INICIATIVAS INTERNACIONAIS PARA REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE METANO ....	18
1.4.1 <i>Compromisso Global sobre Metano (Global Methane Pledge)</i> .....	18
1.4.2 <i>OGCI – Oil and Gas Climate Initiative</i> .....	18
1.4.3 <i>The Oil &amp; Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0), IMEO e MARS</i> .....	19
1.4.4 <i>Methane Guiding Principles</i> .....	19
1.4.5 <i>Zero Routine Flaring by 2030 (ZRF) – World Bank</i> .....	19
1.5 AVALIAÇÃO DE AÇÕES PARA AUMENTAR A CONFIABILIDADE DOS INVENTÁRIOS DE EMISSÕES DE GEE .....	21
1.5.1 <i>Arcabouço regulatório para MMRV</i> .....	21
1.5.2 <i>Painel dinâmico ANP</i> .....	22
1.6 PRINCIPAIS MENSAGENS E RECOMENDAÇÕES .....	22
1.7 REFERÊNCIAS .....	24
<b>2 BLOCO TEMÁTICO 2: REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GEE NA INDÚSTRIA A PARTIR DO GÁS NATURAL E DO BIOMETANO.....</b>	<b>27</b>
2.1 INTRODUÇÃO .....	28
2.2 PAPEL DA INDÚSTRIA NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA .....	28
2.3 USO ENERGÉTICO.....	29
2.4 USO DO GÁS NATURAL COMO MATÉRIA-PRIMA (SIDERURGIA E PETROQUÍMICA) .....	30
2.5 ESTRATÉGIAS E MECANISMOS DE INCENTIVO .....	31
2.6 ESTRATÉGIAS E MECANISMOS DE INCENTIVO: CASO DOS MERCADOS DE CRÉDITOS DE CARBONO E O INCENTIVO AO BIOGÁS E BIOMETANO.....	32
2.7 RECOMENDAÇÕES, ESTRATÉGICAS E FUTURAS AÇÕES.....	37
2.8 REFERÊNCIAS .....	38
<b>3 BLOCO TEMÁTICO 3: DISPONIBILIDADE E VIABILIDADE PARA O ESTABELECIMENTO DE ROTAS SUSTENTÁVEIS .....</b>	<b>39</b>
3.1 CONTEXTUALIZAÇÃO .....	41
3.2 GÁS NATURAL NO TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE CARGAS.....	44
3.2.1 <i>Principais oportunidades e gargalos na adoção do GNV no transporte de cargas</i> ... 45	
3.2.2 <i>Custo Total de Propriedade para caminhões movidos a GNV</i> .....	46
3.2.3 <i>Oferta de caminhões movidos a GNV e mercado de conversão dual fuel</i> .....	49
3.2.4 <i>Provisão de infraestrutura de abastecimento</i> .....	50
3.2.5 <i>Hipóteses sobre o desenvolvimento do mercado de GNV no transporte rodoviário de cargas</i> .....	51
3.2.6 <i>Proposição de medidas para incentivar o uso do GNV no transporte rodoviário de carga</i> .....	53
3.2.6.1 <i>Expansão do cadastro de marcas e modelos de veículos GNV</i> .....	53
3.2.6.2 <i>Financiamento de Postos GNV em Instalações de Operadores Logísticos</i> .....	54

3.2.6.3	Financiamento da Qualificação de Postos GNV para Abastecimento de Veículos Pesados .....	54
3.2.6.4	Estruturação de Corredores Azuis.....	54
3.3	GÁS NATURAL NO TRANSPORTE MARÍTIMO .....	57
3.3.1	<i>Utilização de GNL nos motores de embarcações</i> .....	58
3.3.2	<i>Oferta de GNL para embarcações</i> .....	59
3.3.3	<i>Navegação interior - GNL no Amazonas</i> .....	59
3.3.4	<i>Infraestrutura para fornecimento/abastecimento de GNL no Brasil</i> .....	59
3.4	GÁS NATURAL EM FERROVIAS.....	61
3.5	GÁS NATURAL NO TRANSPORTE COLETIVO DE PASSAGEIROS.....	62
3.5.1	<i>Especificidades do segmento de transporte urbano coletivo de passageiros</i> .....	62
3.5.1.1	Setor condicionado permite indução tecnológica.....	62
3.5.1.2	Custeio do setor .....	63
3.5.1.3	Tamanho do mercado.....	63
3.5.1.4	Situação econômica do setor .....	64
3.5.1.5	Oportunidades para o setor.....	64
3.6	CONCLUSÃO DO BLOCO .....	64
3.7	REFERÊNCIAS .....	67
<b>4</b>	<b>BLOCO TEMÁTICO 4: REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GEE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO A PARTIR DO GÁS NATURAL E BIOMETANO.....</b>	<b>73</b>
4.1	INTRODUÇÃO .....	74
4.2	PAPEL DAS TERMELÉTRICAS NA MATRIZ ELÉTRICA E AS OPORTUNIDADES PARA O GÁS NATURAL.....	74
4.3	ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ISOLADOS .....	78
<b>5</b>	<b>BLOCO TEMÁTICO 5: REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GEE PARA PRODUÇÃO FERTILIZANTES A PARTIR DO GÁS NATURAL E BIOMETANO .....</b>	<b>82</b>
5.1	INTRODUÇÃO .....	83
5.2	ASPECTOS GERAIS DA PRODUÇÃO DE FERTILIZANTES NO BRASIL.....	83
5.3	DESCARBONIZAÇÃO NA FASE DE PRODUÇÃO DE FERTILIZANTES.....	88
5.4	DESCARBONIZAÇÃO NA FASE DE USO .....	92
5.5	CONCLUSÕES .....	93
5.6	REFERÊNCIAS .....	95
<b>6</b>	<b>BLOCO TEMÁTICO 6: SINERGIA ENTRE AS CADEIAS DO BIOMETANO E DO GÁS NATURAL ...</b>	<b>96</b>
6.1	INTRODUÇÃO .....	97
6.2	CONTEXTUALIZAÇÃO .....	97
6.3	POTENCIAL DO BIOMETANO NO SETOR SUCROALCOOLEIRO.....	99
6.4	PRINCIPAIS VIAS DE USO DO BIOGÁS/BIOMETANO .....	100
6.5	ASPECTOS GERAIS DAS SINERGIAS DE BIOGÁS/BIOMETANO NO CONTEXTO BRASILEIRO .....	101
<b>7</b>	<b>BLOCO TEMÁTICO 7: CCUS E BECCS .....</b>	<b>104</b>
7.1	INTRODUÇÃO .....	105
7.2	ASPECTOS GERAIS DAS ATIVIDADES DE CCUS.....	105
7.3	CCUS NO BRASIL.....	111
7.4	MAPEAMENTO DA DISPONIBILIDADE DE ÁREAS PARA CCS.....	115
7.5	BIOENERGIA COM CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO - BECCS .....	119
7.5.1	<i>Bio-CCS nas políticas públicas nacionais</i> .....	121
7.5.2	<i>Potencial de captura de CO<sub>2</sub> na produção de biocombustíveis</i> .....	121
7.5.2.1	Etanol.....	121

7.5.2.2	Biogás e Biometano.....	124
7.5.2.3	Termoelétricas a Biomassa.....	125
7.6	INFRAESTRUTURA E INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS PARA INSTALAÇÃO: MODELOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS.....	125
7.6.1	<i>A aplicabilidade de hubs de descarbonização.....</i>	127
7.7	ESTUDO DE CASO CCUS: <i>NORTHERN LIGHTS</i> - O MODELO NORUEGUÊS.....	128
7.7.1	<i>O Projeto Longship.....</i>	129
7.8	EXPLORAÇÃO DE POSSÍVEIS USOS PARA O CARBONO CAPTURADO.....	132
7.8.1	<i>Carbonatos minerais e materiais de construção.....</i>	133
7.8.2	<i>Combustíveis e Produtos Químicos.....</i>	133
7.8.3	<i>Maturidade das tecnologias para captura e utilização de carbono.....</i>	134
7.9	REFERÊNCIAS.....	136
<b>APÊNDICES.....</b>		<b>142</b>
I - REUNIÕES DO COMITÊ 5.....		142
II - METODOLOGIA UTILIZADA NA ELABORAÇÃO DESTE RELATÓRIO.....		143

## SUMÁRIO EXECUTIVO

Qual o papel do gás natural (GN) na transição energética? Esse é o ponto de partida desse relatório do Comitê 5, constituído no âmbito do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE) para entender como esse combustível pode contribuir na estratégia brasileira para redução de gases de efeito estufa e cumprimento dos acordos e obrigações internacionais assumidas pelo Brasil, assim como servir de subsídio para o próprio programa, indicando quais seriam as utilizações que deveriam ser priorizadas como objeto das políticas públicas para o estímulo do uso desse combustível.

O trabalho busca formas de criar um ambiente propício ao desenvolvimento de soluções de baixo carbono, incluindo a troca de combustíveis mais poluentes por gás natural, investimentos em biogás e biometano, hidrogênio de baixo carbono, cogeração industrial e tecnologias de captura de carbono. Dessa forma, o comitê visa a integrar o GN na estratégia nacional de transição energética, ressaltando seu papel como recurso energético e como matéria-prima e as suas aplicações com potencial de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa - GEE.

A transição energética pela qual atualmente o mundo todo passa se insere num contexto em que se busca combater a emergência climática por soluções que reduzam as emissões líquidas de GEE, inclusive por aquelas que visem a substituir os combustíveis fósseis de suas matrizes energéticas por fontes de energia mais limpas e sustentáveis.

E, nessa esteira, a transição energética que a maioria das nações busca, principalmente os países em desenvolvimento e as economias emergentes, é aquela que traga crescimento econômico e social, de forma justa e inclusiva.

Portanto, é necessário conciliar os esforços da transição energética à geração de emprego e renda, à inclusão social, ao combate às desigualdades e à melhoria de vida dos brasileiros, bem como à reindustrialização e à preservação da biodiversidade e da qualidade ambiental.

O Brasil já conta com mais de 48% da sua matriz energética baseada em fontes renováveis, o que é muito acima da média mundial, e quando se trata do setor elétrico, a participação de fontes renováveis é ainda maior, apresentando 87,7% em termos de produção de energia elétrica no ano de 2022. No entanto, para auxiliar setores de difícil abatimento de emissões de GEE, intensivos no uso de fontes fósseis de energia, tais como a indústria e os transportes, o desafio envolve abordagens inovadoras, frequentemente com necessidade de novos desenhos de mercado e desenvolvimento de novas rotas tecnológicas, em ambos os casos com desafios econômicos para se viabilizarem.

É nesse contexto que entra o papel do gás natural, uma vez que, por ser menos emissor de GEE que os demais combustíveis fósseis utilizados naqueles setores, é um grande candidato para que se adote uma transição suave para as fontes renováveis, atendendo à premissa de desenvolvimento econômico e social, de forma justa e inclusiva, servindo de combustível de transição, para, por exemplo, o biogás, o biometano e o hidrogênio de baixa emissão de carbono.

Tendo isso como premissa e buscando a promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil, foi instituído o Grupo de Trabalho do Programa Gás

para Empregar, pela Resolução CNPE nº 1 de 20 de março de 2023, que criou cinco comitês técnicos incumbidos de elaborar estudos em eixos temáticos específicos.

No âmbito do referido programa, o Comitê 5 - Papel do GN na Transição Energética, tem como objetivo identificar estratégias e mecanismos para alinhamento à transição energética dos esforços de desenvolvimento do mercado de gás natural e investimentos relacionados.

Dessa forma, esse trabalho visa a trazer maior clareza sobre as oportunidades e limitações do gás natural como combustível de transição e, ainda explorar possibilidades de substituição de outros fósseis com maior emissão de GEE pelo gás natural.

Além disso, busca evidenciar uma alocação mais nobre do gás natural, principalmente como insumo e não apenas como energético, entre os setores e segmentos, bem como avaliar sinergias entre biogás e biometano com o mercado do gás natural, levando em conta os aspectos regionais e locais, o potencial de produção e o compartilhamento de infraestruturas.

Adicionalmente, conforme consta do seu plano de trabalho, o Comitê 5, a partir da diretriz geral de detalhar o papel do gás natural na estratégia brasileira de transição energética, estabeleceu frentes de trabalho com o intuito de:

1. Construir consenso sobre os setores e segmentos em que a inserção do gás natural contribui para a redução de emissões, notadamente nos setores de transporte, industrial e elétrico e;
2. Promover estratégias que contribuam para que os investimentos em gás natural sejam consistentes, reduzam o custo final da transição energética e sejam investimentos resilientes, principalmente quanto ao biometano, ao hidrogênio, à captura, estocagem ou uso de carbono, à resiliência das infraestruturas e à gestão de emissões fugitivas.

## **Setores e Segmentos a serem priorizados na Estratégia de Redução de Emissões de GEE pelo Gás Natural e pelo Biometano**

A capacidade de emitir menos gases de efeito estufa e poluentes locais que os demais combustíveis fósseis caracteriza o gás natural como uma solução bastante adequada para uma transição suave para as fontes renováveis, principalmente quando se trata de setores de difícil abatimento, tais como transportes e indústria, o que tem levado esse insumo a ser chamado de combustível de transição.

No Brasil, o gás natural tem um enorme potencial para contribuir na estratégia do país na redução de emissões de GEE para o cumprimento dos compromissos internacionais assumidos no combate às mudanças climáticas e, ao mesmo tempo, para contribuir com o desenvolvimento econômico e social, de forma justa e inclusiva no processo de transição energética. Os levantamentos, debates e análises realizados nos trabalhos do Comitê 5 reforçam esse entendimento e jogam luz para setores e segmentos que devem ser priorizados nessa estratégia.

A cadeia produtiva do gás natural é um deles, mostrando-se como um segmento em que há oportunidades com características únicas para redução de emissões de metano, uma vez que parte significativa de projetos e medidas nesse sentido tem custos globais nulos ou negativos, pela redução de perdas.

O setor de transportes, pela sua significativa contribuição nas emissões de GEE, merece atenção especial nessa estratégia, em que pese os desafios a serem enfrentados quando se trata, principalmente de adequações em infraestruturas no transporte de longas distâncias e de cargas pesadas, seja ele rodoviário, ferroviário ou marítimo.

Por sua vez, o setor industrial, especialmente os segmentos intensivos em energia, também por sua participação considerável no conjunto de emissões de GEE, não pode ficar de fora. Muito se discute sobre a orientação e políticas públicas em torno da neoindustrialização e um dos principais insumos desse setor, a energia, não só é ponto crítico que influencia nas operações e nas decisões de investimento, mas também um elemento que exige a devida atenção para o abatimento de emissões no setor.

Ao mesmo tempo, as novas fontes de energia no setor industrial mostram-se como um dos principais vetores para a melhoria de processos, inclusive com a implantação de novas tecnologias, trazendo competitividade para a indústria nacional, o que deve se refletir em oportunidades de geração de emprego e renda, inclusão social, combate às desigualdades e melhoria de vida dos brasileiros.

O gás natural, portanto, possui excelentes atributos que podem contribuir com o setor, seja substituindo fontes fósseis de energia mais poluentes como o carvão, coque, óleo combustível, dentre outros, seja como combustível de transição para o biogás, o biometano e o hidrogênio de baixas emissões de carbono, por exemplo.

Já o setor elétrico brasileiro enfrenta diversos desafios, principalmente aqueles que se relacionam com a sua modernização, visando reduzir distorções e promover adequações num contexto de crescente participação de fontes renováveis. Essa nova realidade exige, ao mesmo tempo, flexibilidade para garantir segurança operativa dos sistemas, alcançadas em grande parte por fontes termelétricas, cujos atributos complementam as fontes renováveis intermitentes.

Nesse sentido, o gás natural tem muito a aportar, sendo um combustível que pode proporcionar redução significativa de emissões em termelétricas ao substituir combustíveis mais poluentes, tais como o óleo diesel e o óleo combustível.

Não obstante, é importante destacar que o uso mais nobre do gás natural traz grandes benefícios à economia brasileira na medida em que agrega maior valor aos produtos, tal como na indústria petroquímica.

A produção de fertilizantes no Brasil pode se beneficiar muito nesse processo a partir do uso do gás natural brasileiro, não somente aumentando a autonomia na produção do insumo, como também trazendo benefícios ambientais bem como maior valor agregado pelo atributo ambiental de baixa emissão de GEE.

Devem ainda constar como prioridades na estratégia brasileira o biogás e o biometano, não somente por seus atributos ambientais e pelo enorme potencial que o país possui para a produção desses insumos, mas também por sua sinergia com o gás natural, permitindo uma maior resiliência de investimentos nas infraestruturas necessárias à sua expansão.

Por fim, destacam-se os negócios destinados à Captura, Armazenamento ou Uso de Carbono – CCUS e à Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono – BECCS. O CCUS, que pode auxiliar bastante setores de difícil abatimento a atingirem suas metas de emissão, e o BECCS, com a capacidade de trazer negócios de bioenergia com alto valor agregado por seu atributo ambiental, são tecnologias que se demonstram como bastante promissoras para auxiliar o país no cumprimento de seus compromissos climáticos assumidos internacionalmente.

## Recomendações do Grupo de Transição Energética (GT-5)

A partir da coleta de subsídios e de debates conduzidos pelos membros do Comitê 5, bem como das informações levantadas e análises realizadas em seus blocos temáticos, propõe-se as seguintes estratégias que visam contribuir para que os investimentos em gás natural sejam consistentes, reduzam o custo final da transição energética e sejam investimentos resilientes (Quadro 1):

**Quadro 1:** Resumo das Recomendações.

BLOCO TEMÁTICO	RECOMENDAÇÕES:
Bloco 1: Redução de Emissões de GEE na Cadeia do Gás Natural	Incentivar implantação de programas de "Detecção e Reparo de Vazamentos" (LDAR) nos elos de transporte e distribuição por serem iniciativas com custo líquido de implantação predominantemente negativo (possuem viabilidade econômica) e elevado potencial de abatimento de emissões.
	Aderir a iniciativas internacionais de identificação e mitigação de emissões, buscando aumentar a confiabilidade ambiental na cadeia do gás natural brasileiro, além de melhorar a sua gestão, tornando a monetização mais efetiva.
Bloco 2: Redução de emissões de GEE na Indústria a partir do Gás Natural e do Biometano	Contribuir para o desenvolvimento o mercado regulado de crédito de carbono no país, como meio de ampliar viabilidade econômica aos investimentos.
	Formular política pública para incentivar a substituição de combustíveis e insumos mais emissores pelo gás natural e biometano nas indústrias de difícil abatimento.
Bloco 3: Disponibilidade e viabilidade para o estabelecimento de rotas sustentáveis	Desenvolver corredores sustentáveis com ampliação da disponibilidade de GNV e GNL como parte de estratégia ampla de transição energética no setor de transporte de cargas.
	Implementar incentivos tributários à aquisição ou conversão de veículos pesados para GNV e GNL
	Mapear a demanda por postos de gás natural de alta vazão no território brasileiro, tanto para adaptação de postos existentes como para a inserção de novos postos.
Bloco 4: Redução de emissões de GEE no Setor Elétrico Brasileiro a partir do Gás Natural e Biometano	Considerar nos leilões o potencial de conversão de usinas a óleo diesel e combustível, inclusive aquelas que estão com a descontração próxima, para gás natural, quando houver disponibilidade desse energético.

	Avaliar a viabilidade logística de substituir a geração à diesel por gás natural em sistemas isolados da Amazônia.
Bloco 5: Redução de Emissões de GEE para Produção Fertilizantes a partir do Gás Natural Nacional e do Biometano	Incentivar o uso de biometano como substituto do gás natural na produção de fertilizantes.
Bloco 6: Sinergia entre as Cadeias do Biometano e do Gás Natural	Desenvolver mecanismos de integração para formação de <i>hubs</i> de biometano, com avaliação da disponibilidade de biomassa e potencial de consumo local de biometano (indústria, transportes, geração de energia e fertilizantes).
	Avaliar arranjos regulatórios flexíveis para transporte e distribuição de biometano, com certificado de garantia de origem e esquema tarifário específico.
	Avaliar a flexibilização da desverticalização no setor de transporte de gás exclusivamente para produtores de biometano.
	Fomentar projetos com tecnologia de produção de H <sub>2</sub> por meio do biogás/biometano.
Bloco 7: CCUS e BECCS	Mapear as locações onde o armazenamento do CO <sub>2</sub> é viável geologicamente, incluindo informações sobre a qualidade e capacidade dos eventuais reservatórios, garantindo o monitoramento contínuo e a segurança do armazenamento por longo prazo.
	Criar linhas de financiamento para o CCUS, assim como incentivar medidas de capacitação e realocação de profissionais do setor de óleo e gás nas atividades do segmento de CCUS.
	Promover a criação de <i>hubs</i> de descarbonização, visando otimizar o encontro entre fontes de CO <sub>2</sub> e reservatórios disponíveis por meio do agrupamento regional das atividades de CCUS.
	Fomentar a captura de CO <sub>2</sub> na produção de biometano do setor sucroenergético e regulamentar a bonificação para aplicações com Bio-CCS no âmbito do RenovaBio, assim como sua inclusão na RenovaCalc.

**BLOCO TEMÁTICO 1:  
REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GEE NA  
CADEIA DE GÁS NATURAL**

## 1.1 Introdução

Este capítulo traz reflexões sobre a Redução de emissões de Gases de Efeito Estufa – GEE, na cadeia do gás natural, no contexto da transição energética, e joga luz para os seguintes tópicos:

- Identificação de emissões de metano na cadeia do gás natural;
- Iniciativas para redução de emissões de metano;
- Avaliação de adesão em iniciativas internacionais para redução das emissões de metano (ex: *Zero Routine Flaring*); e
- Avaliação de ações para aumentar a confiabilidade dos inventários de emissões de GEE.

Nesse sentido, a elaboração deste capítulo foi realizada pelo Bloco Temático 1 do Comitê 5 do GT - Gás para Empregar, o qual foi constituído pela Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural (ANP) e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, que figuraram entre as instituições que dispõem de representantes para participar do GT-GE, conforme a Resolução CNPE nº 1/2023. Assim, o presente capítulo está estruturado conforme os seguintes tópicos:

1. Introdução
2. Identificação de emissões de metano na cadeia do gás natural
3. Iniciativas para redução de emissões de metano
4. Avaliação de adesão em iniciativas internacionais para redução das emissões de metano (ex: *Zero Routine Flaring*), e
5. Avaliação de ações para aumentar a confiabilidade dos inventários de emissões de GEE

## 1.2 Identificação das emissões de metano na cadeia de gás natural

Diversos programas e iniciativas internacionais foram criados nos últimos anos com foco na redução de emissões de metano (CH<sub>4</sub>) na indústria de óleo e gás (IEA, 2023a; *Methane Guiding Principles*, 2023; UNEP, 2023; OGCI, 2022). Esse movimento pode ser justificado não só pelo elevado potencial de aquecimento do metano no curto-médio prazo – mais de 80 vezes o do CO<sub>2</sub> para um horizonte de 20 anos (IPCC, 2023) – como também pela viabilidade técnico-econômica favorável das principais medidas de abatimento dessas emissões na cadeia dos combustíveis fósseis (GMP, 2023; IEA, 2021; IEA 2023a).

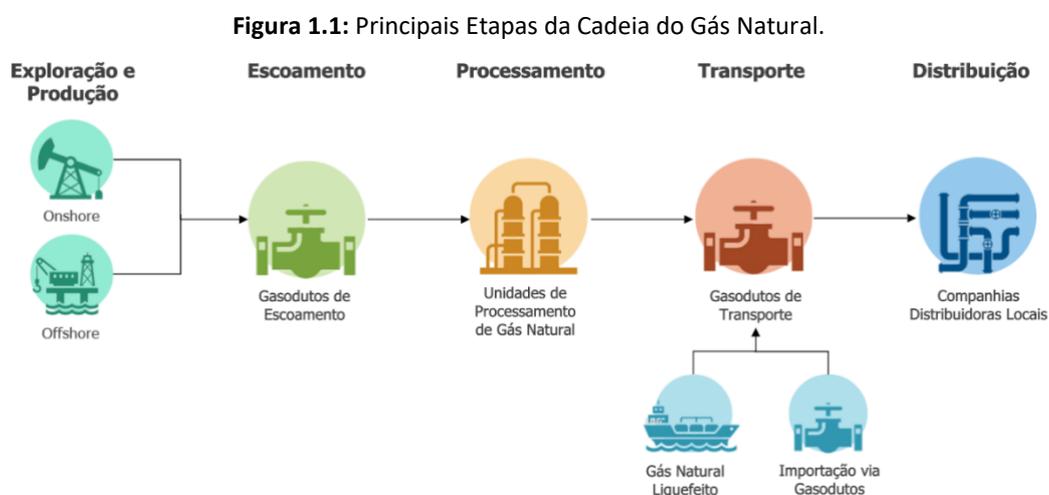
Dessa forma, este capítulo trata somente das emissões do metano – sem considerar outros gases de efeito estufa – e tem o objetivo de identificar as principais fontes de emissões ao longo da cadeia do gás natural, além de avaliar as opções de mitigação existentes. No Brasil, segundo estimativas do Inventário Nacional de Emissões para o ano de 2020, as emissões de metano ocorrem em grande parte nos setores de agropecuária e de resíduos (73% e 16%, respectivamente). Nos setores de energia e processos industriais e uso de produtos (IPPU), onde estão alocadas as emissões resultantes do uso gás natural, essa fatia corresponde a menos de 4% (MCTIC, 2022).

No entanto, fatores como aumento potencial da oferta, autorização de novos gasodutos, previsão de terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) (EPE, 2023) e potencial

substituição de outros energéticos com maior teor de carbono – como o diesel ou óleo combustível – pelo gás natural, indicam uma tendência de aumento dessas emissões na próxima década. Sendo assim, investir em medidas para abatimento das emissões de metano ampliaria a competitividade ambiental do gás natural frente a outros energéticos concorrentes.

As emissões de metano da cadeia do gás natural podem ser classificadas como intencionais ou não intencionais e são frequentemente referenciadas pelo termo “emissões fugitivas”. No entanto, há diferentes conotações para a expressão. Em seu guia para elaboração de inventários nacionais, o IPCC (2006) classificou como emissões fugitivas a liberação de gases do efeito estufa – como o metano e o CO<sub>2</sub> – para a atmosfera, excluindo-se as emissões decorrentes de queima combustível para produção de calor ou energia útil. Isso inclui emissões de *venting*<sup>1</sup>, *flaring*<sup>2</sup> e de todas as demais fontes associadas à exploração, produção, processamento, estocagem, transporte e distribuição de gás natural, seja associado ou não. No entanto, a Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla inglês) possui uma classificação diferente para esse tipo de emissão, considerando como fugitivas apenas aquelas não intencionais, como a falha em válvulas ou vedações inadequadas, por exemplo. Neste estudo será adotado o conceito da IEA.

De maneira geral, as etapas da cadeia do gás natural envolvem exploração e produção (E&P), escoamento, processamento, transporte e distribuição, conforme a Figura 1.1. Ainda, o ciclo de vida desse energético inclui também a desativação de poços e o descomissionamento das instalações.



**Fonte:** Elaboração própria.

As emissões de metano ao longo da cadeia do gás natural estão presentes em diversas etapas. Dados da literatura indicam que essas emissões podem variar entre 0,2 e 10% do volume total de gás produzido<sup>3</sup> (Settler et al., 2023). A etapa de exploração e

<sup>1</sup> O termo *venting* se refere à liberação intencional do gás natural, na maioria das vezes por questões de segurança. Geralmente ocorrem devido às especificações do projeto ou mesmo questões operacionais, como manutenção de linhas (IEA, 2023).

<sup>2</sup> As emissões de metano do *flaring* resultam do gás natural não convertido em CO<sub>2</sub>, quando queimado para liberação de pressão em momentos em que o gás natural não pode ser aproveitado (IEA, 2023).

<sup>3</sup> Dados referentes ao gás natural norte americano.

produção pode se dividir em pré-produção e produção. A pré-produção engloba exploração do reservatório, preparação, perfuração e complementação do poço.

Vale ressaltar que estas fases representam uma parte relativamente pequena das emissões totais da cadeia de abastecimento, estimadas em cerca de 0,1% do metano produzido. As emissões de metano ocorrem principalmente na fase de complementação do poço e diversos fatores exercem influência significativa sobre a proporção das emissões nesta fase, como o tipo específico de poço em consideração, os equipamentos empregados durante o processo de conclusão e a decisão estratégica quanto a *venting*, *flaring* ou coleta do gás.

Uma vez que o poço é concluído, inicia-se a fase de produção, sendo as emissões estimadas em cerca de 1% do metano produzido<sup>4</sup>. As principais fontes de emissão durante a produção são vazamentos de equipamentos, *venting*, descarga de líquidos e reparos.

Para enviar o gás para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), são utilizados gasodutos de escoamento, com seus respectivos equipamentos acessórios, que formam o sistema de escoamento. Os dados de emissões de metano dessa etapa são escassos e variam muito na literatura, mas basicamente são resultantes de vazamentos de válvulas e dutos, *venting* do desidratador, *venting* do selo do compressor e exaustor. Na sequência da cadeia estão as UPGNs, onde predominam as emissões fugitivas e de *venting*, que em geral representam não mais do que 0,5% da produção de metano. Os equipamentos mais emissores da etapa de processamento são os tanques de armazenamento de líquidos, as válvulas para alívio de pressão, o *venting* de gás natural de válvulas pneumáticas e os vazamentos em compressores e em flanges de tubulação (Balcombe et al. 2016).

Já na etapa de transporte, as emissões são resultantes de vazamento e *venting* de metano da tubulação, de compressores e de equipamentos pneumáticos a gás natural, que totalizam entre 0,05 e 4% do metano produzido. De acordo com dados da literatura, são as etapas de transporte e distribuição do gás que registram maior emissão de metano. O montante de emissões do transporte é função da distância percorrida pelos gasodutos, uma vez que longas distâncias requerem mais estações de compressão e maior extensão de dutos. Como muitas vezes o combustível utilizado nos compressores é o gás natural, sua queima resulta, em parte, em metano que não foi oxidado (Balcombe et al. 2016).

Na distribuição de gás natural, estima-se emissões de cerca de 0,1 a 1,9% do metano produzido e esse total tende a variar muito de uma cidade para outra. Grande parte das emissões é proveniente de vazamento e *venting* dos dutos e vazamento nas estações de regulação e medição. O material e as condições dos dutos têm grande influência sobre emissões: os dutos de ferro podem apresentar corrosão ao longo do tempo, levando a altas taxas de vazamento, o que não ocorre naqueles produzidos com materiais plásticos (Balcombe et al. 2016; Rao & Knight, 2017).

A logística por meio da forma líquida do gás natural (gás natural liquefeito, GNL) é utilizada em transportes de longa distância para casos em que a implementação de gasodutos não é técnica e/ou economicamente viável. Esse modal envolve a liquefação do gás, transporte e armazenagem do gás natural liquefeito em tanques de GNL, seguidos de regaseificação, com aumento da temperatura do GNL à temperatura

---

<sup>4</sup> Dados referentes à produção *onshore* e gás não associado.

ambiente. Há pouco detalhamento disponível na literatura sobre a quantificação das emissões de metano da cadeia do GNL - principalmente de emissões fugitivas - e muitos dos dados existentes não são públicos (Balcombe et al., 2016). De maneira geral, nas instalações de liquefação, podem ocorrer vazamentos nas válvulas de gás, compressores recíprocos, selos de bombas ou equipamentos de medição. Uma importante fonte de emissões de metano da cadeia do GNL é o *boil-off gas* (BOG), que resulta da evaporação do GNL – com a entrada de calor nos tanques criogênicos de armazenamento – e que muitas vezes é ventado para a atmosfera (Settler et al., 2023; IEA, 2023a; Balcombe et al., 2016; Corbet et al., 2015). O uso final do GNL como combustível para transportes também apresenta emissões relevantes provenientes da fase de abastecimento e *methane slip*<sup>5</sup> nos motores (IEA, 2023a).

Por fim, no descomissionamento, etapa de desativação das instalações, existe o risco de emitir metano principalmente a partir da sua liberação involuntária para a atmosfera. Trata-se de uma etapa em que a contabilização das emissões frequentemente subestima a realidade. Por exemplo, estimativas mostram que o descomissionamento de infraestruturas de petróleo e gás no mar já gerou 25 MtCO<sub>2e</sub>, representando cerca de 0,5% das emissões globais anuais de gases de efeito estufa (Davies & Hastings, 2023). No contexto brasileiro, os regulamentos para a etapa de descomissionamento são recentes e ainda não foi estabelecida uma metodologia clara para a contabilização dessas emissões (ANP, 2020; TCU, 2021).

No que diz respeito especificamente a emissões de poços abandonados, destaca-se a falta de dados confiáveis na maioria dos países, embora estes possam representar quantidades significativas de metano (IEA, 2023a). Apesar de pesquisadores salientarem a dificuldade em estimar globalmente essas emissões, uma projeção da Reuters baseada na produção global de petróleo e gás dos EUA sugere a existência de mais de 29 milhões de poços abandonados em todo o mundo, liberando anualmente 2,5 milhões de toneladas de metano. Esse montante seria equivalente aos danos climáticos causados por três semanas de consumo de petróleo nos EUA (GROOM, 2020).

Em resumo, o Gráfico 1.1 mostra uma estimativa para a distribuição de emissões de metano nas diferentes etapas da cadeia do gás natural.

Além disso, ilustra um levantamento de dados internacionais, principalmente dos Estados Unidos, realizado pelo SGI (2015). No entanto, esses dados podem variar significativamente caso a caso por dependerem de muitos aspectos, como diferenças regionais, práticas de operação e contexto regulatório, além da metodologia utilizada e da qualidade dos dados disponíveis (Mundra & Lockley, 2023; Grubert & Brandt, 2019). Etapas adicionais da cadeia ou mesmo as características dos equipamentos utilizados podem também influenciar no total emitido.

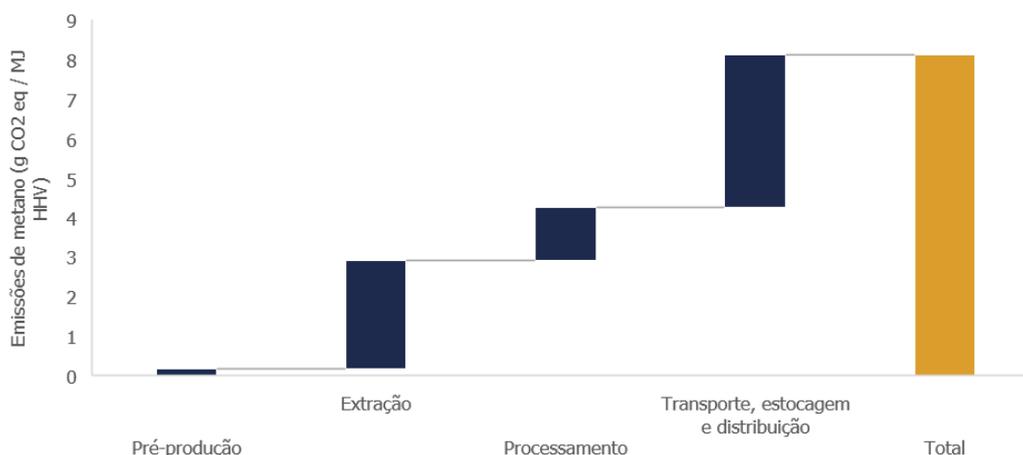
Balcombe et al. (2016) identificaram equipamentos e etapas de processos que emitem desproporcionalmente em relação aos demais, os chamados “super emissores”. Isso ocorre devido ao uso ineficiente dos equipamentos por serem muito antigos, por falta de manutenção ou mesmo por uma operação inadequada. Como esses equipamentos não operam sob condições normais, há uma grande incerteza associada às suas emissões, que não podem ser estimadas com base em modelagem ou fatores de emissão e precisam ser medidas de forma direta (Yang et al., 2023). Alguns exemplos apresentados incluem: (i) aumento de 4 vezes nas emissões de metano dos

---

<sup>5</sup> O termo *methane slip* se refere às emissões do metano não oxidado durante a combustão em veículos (Lyon et al., 2016; Hagos & Ahlgren, 2018).

compressores pelo uso de equipamentos mais antigos; (ii) casos em que 10% das estações de compressão eram responsáveis por 50% das emissões dessa etapa e; (iii) regiões em que apenas 30% dos sistemas de escoamento eram responsáveis por 80% das emissões fugitivas de metano. É importante a identificação desses equipamentos, não somente para evitar os impactos ambientais, como também para recuperar um gás que pode ser comercializado.

**Gráfico 1.1:** Estimativa das emissões de metano ao longo da cadeia.



Fonte: Adaptado de SGI (2015).

### 1.3 Iniciativas para redução das emissões de metano

Apesar das incertezas sobre disponibilidade e qualidade dos dados de emissão de metano na indústria de óleo e gás, muitas tecnologias de abatimento estão disponíveis em várias etapas e processos da cadeia. No seu cenário de descarbonização mais auspicioso (NZE 2050), a IEA (2023b) indica a necessidade de reduzir 75% das emissões de metano da indústria, reforçando a importância da adoção dessas medidas. Ainda segundo estimativas da Agência, a indústria tem potencial para reduzir cerca 80% das suas emissões de metano (IEA, 2023a), contribuindo de forma decisiva com a descarbonização do setor energético.

A IEA disponibiliza em sua plataforma *Methane Tracker* informações relativas às emissões de metano no setor de óleo e gás bem como opções de abatimento para vários países do mundo. O conceito de curva de custo marginal de abatimento<sup>6</sup> é utilizado para identificar as opções mais economicamente viáveis de serem implementadas em cada país estudado.

Para o Brasil, as principais medidas de mitigação para as emissões de metano ao longo da cadeia do gás natural estão listadas na Tabela 1.1, ordenadas do menor para o maior custo líquido<sup>7</sup>. Na região em cinza encontram-se as medidas de mitigação com

<sup>6</sup> O custo marginal de abatimento se refere ao custo líquido a valor presente de se abater uma unidade (de massa ou energia, por exemplo) de gás de efeito estufa. Para o metano, custos de abatimento negativos indicam que a receita arrecadada com a comercialização do gás recuperado é maior do que o investimento na implementação da medida de abatimento.

<sup>7</sup> Para estimar os custos líquidos de cada medida a IEA calculou a receita potencial obtida com a venda do gás natural recuperado utilizando o preço médio do gás entre 2017 e 2021, visto que os valores registrados em 2022 foram muito elevados (IEA, 2023).

custo líquido negativo de implementação, conforme observado na coluna de custo (USD/Mbtu).

**Tabela 1.1:** Opções de abatimento de emissões de metano na cadeia do gás natural para o Brasil

fonte	segmento	opção de abatimento	possível economia de metano (kt)	custo (USD/Mbtu)
gás convencional onshore	upstream	trocar bombas	0,67	-6,47
gás downstream	downstream	trocar por sistemas de ar comprimido	1,48	-6,41
gás offshore	upstream	trocar por sistemas de ar comprimido	8,74	-6,41
gás convencional onshore	upstream	upstream LDAR	2,75	-5,98
gás convencional onshore	upstream	captura de blowdown	1,79	-5,80
gás offshore	upstream	upstream LDAR	13,91	-5,57
gás offshore	upstream	trocar selo ou haste de compressor	0,02	-5,41
gás convencional onshore	upstream	upstream LDAR	1,37	-5,10
gás convencional onshore	upstream	upstream LDAR	1,03	-4,52
gás offshore	upstream	upstream LDAR	6,95	-4,40
gás offshore	upstream	unidade de recuperação de vapor	8,17	-4,12
gás convencional onshore	upstream	trocar por sistemas de ar comprimido	2,78	-3,84
gás offshore	upstream	upstream LDAR	5,22	-3,62
gás downstream	downstream	downstream LDAR	45,13	-3,54
gás convencional onshore	upstream	outro	0,13	-3,50
gás convencional onshore	upstream	instalar plunger	0,16	-3,39
gás convencional onshore	upstream	upstream LDAR	0,69	-3,35
gás offshore	upstream	upstream LDAR	3,48	-2,06
gás downstream	downstream	trocar por motor elétrico	15,59	-1,72
gás downstream	downstream	outro	19,33	-1,42
gás downstream	downstream	downstream LDAR	22,57	-1,06
gás downstream	downstream	instalar flares	2,87	0,18
gás convencional onshore	upstream	trocar por motor elétrico	4,24	0,59
gás downstream	downstream	downstream LDAR	16,92	0,60
gás convencional onshore	upstream	unidade de recuperação de vapor	0,16	0,82
gás offshore	upstream	instalar flares	38,88	1,25
gás convencional onshore	upstream	instalar flares	0,06	1,94
gás downstream	downstream	unidade de recuperação de vapor	0,48	2,17
gás downstream	downstream	downstream LDAR	11,28	3,91

Fonte: Adaptado de IEA (2023a).

Cada alternativa de mitigação explicita também o potencial técnico de economia anual de metano (kt) caso seja implementada. Dessa forma, em relação ao potencial técnico de mitigação de emissões de metano na cadeia do gás de 237 kt/ano, 103 kt/ano (43%) podem ser alcançados com custo líquido negativo pelas ações do tipo LDAR (*Leak Detection and Repair*), que são programas de detecção e reparo de vazamentos.

Os processos de LDAR envolvem várias técnicas, frequências de aplicação e equipamentos, sendo o mais comum o uso de câmeras de infravermelho que possibilitam enxergar os vazamentos de metano. Cerca de 40% das emissões fugitivas podem ser mitigadas através de inspeção anual, além de 20% por inspeções semestrais, outros 15% por inspeções trimestrais e um adicional de 10% por inspeções mensais. Dessa forma, considera-se que, com base no atual estágio tecnológico, 85% das emissões fugitivas de metano podem ser mitigadas e os 15% restantes não podem ser evitados (IEA, 2023a).

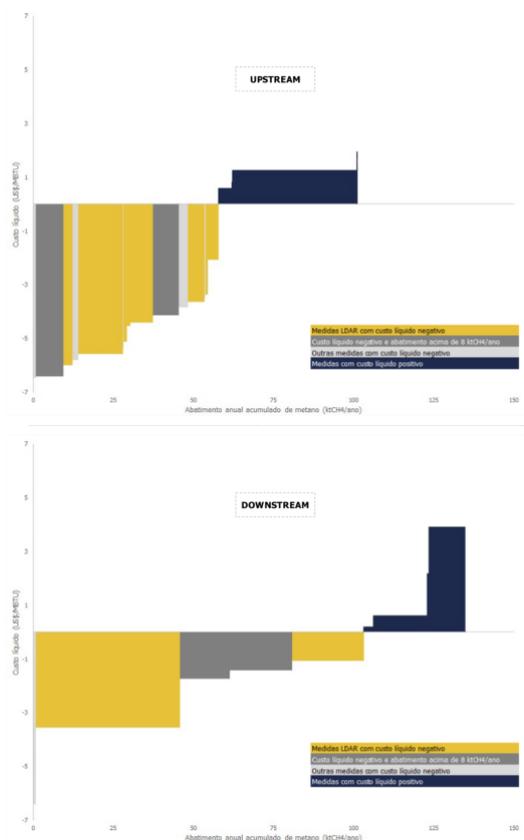
A substituição de dispositivos pneumáticos movidos a gás natural por sistemas de ar comprimido destaca-se pela competitividade de custo e soma 13 ktCH<sub>4</sub>/ano em potencial de abatimento (IEA, 2023a). Com a troca, evita-se emitir o metano inerente ao uso do gás natural no processo e pode-se compensar o investimento inicial por meio de economias de longo prazo a partir de fatores como redução dos custos operacionais e de manutenção. A medida poderá proporcionar um custo líquido negativo nos casos em que houver disponibilidade de fornecimento elétrico confiável e com preço competitivo (IPIECA, 2021).

Já na região em branco da Tabela 1.1 estão contempladas as medidas de mitigação de emissão de metano cujo custo líquido de implantação é positivo, ou seja, gasta-se mais com a implantação da tecnologia do que se espera recuperar com o valor comercial do metano que deixa de ser emitido. No total, representam um potencial de mitigação anual de 75 kt de metano.

A instalação de *flare* para queima do metano em ambiente *offshore* é a segunda medida com maior potencial de abatimento (39 ktCH<sub>4</sub>/ano) dentre as mapeadas, sendo a principal de custo líquido positivo. Apesar do potencial para redução das emissões de metano, o processo emite CO<sub>2</sub> e N<sub>2</sub>O, além de quantidades residuais do próprio CH<sub>4</sub>, que devem ser contabilizados na análise global em cada projeto. Além disso, deve-se ressaltar a importância de garantir a maior eficiência na operação, que em condições ambientais ideais e com equipamentos adequadamente projetados pode atingir eficiência de até 98% (Plant et al., 2022; MCTIC, 2010). A impossibilidade de recuperação do gás queimado somada à necessidade de investimento nos equipamentos resulta em custo líquido positivo (IEA, 2023a).

A Figura 1.2 representa a Tabela 1.1 graficamente para os ambientes *upstream* e *downstream*, destacando as regiões de custo líquido positivo e negativo. As iniciativas LDAR com custo líquido negativo de implantação estão destacadas em amarelo e 66% do seu potencial técnico de mitigação está no *downstream* da cadeia do gás natural.

**Figura 1.2:** Curvas do custo de abatimento da cadeia do gás natural no Brasil, separadas em *upstream* e *downstream*.



Fonte: adaptado de IEA (2023a).

Dentre as medidas de mitigação avaliadas no estudo da IEA (2023a), quase 70% (20 de 29) concentram-se no ambiente *upstream*, revelando um maior leque de opções

quando comparado com o *downstream*, devido à maior variedade de etapas e processos. Somadas, as medidas do *upstream* apresentam um potencial de abatimento de 101,2 ktCH<sub>4</sub>/ano, sendo possível alcançar 57,9 ktCH<sub>4</sub>/ano (57%) por meio de medidas com custo líquido negativo. Em contrapartida, cinco das seis medidas com maior potencial de abatimento foram identificadas no ambiente *downstream*, sendo três delas relacionadas à LDAR. Dessa forma, embora as medidas identificadas sejam menos numerosas nesse ambiente, o potencial total de mitigação é ainda mais substancial, atingindo 135,6 ktCH<sub>4</sub>/ano, com 104,1 ktCH<sub>4</sub>/ano (77%) provenientes de ações com custo líquido negativo. Por fim, nota-se que 12 das 13 medidas com menor custo líquido de implantação foram identificadas no *upstream* da cadeia.

Vale destacar que eventuais mudanças no ambiente de negócios, como preço do gás natural, logística para venda do metano recuperado, desenvolvimentos tecnológicos, ganhos de eficiência e políticas de precificação/taxação de carbono podem alterar a avaliação financeira dessas medidas.

#### **1.4 Avaliação de adesão em iniciativas internacionais para redução das emissões de metano**

As seguintes iniciativas podem ser consideradas:

##### **1.4.1 Compromisso Global sobre Metano (*Global Methane Pledge*<sup>8</sup>)**

Durante a 26ª Conferência das Partes (COP 26) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), realizada em novembro de 2021, o Governo Federal aderiu, junto com mais de 100 países, ao esforço global para reduzir em 30% as emissões de metano até 2030 em relação aos níveis de 2020. Trata-se de uma grande oportunidade para o Brasil, no contexto de uma nova economia verde global.

O Programa Nacional Metano Zero<sup>9</sup> é voltado para o aproveitamento energético e como combustível de resíduos ou produtos orgânicos como fontes de biogás e biometano.

##### **1.4.2 OGCI – *Oil and Gas Climate Initiative***

Os principais operadores de contratos de exploração e produção no Brasil fazem parte do acordo da OGCI – *Oil and Gas Climate Initiative*, cujo objetivo de atingimento de emissões líquidas de gases de efeito estufa inclui a redução de emissões de metano em toda indústria de O&G. O grupo tem alcançado suas metas por meio da expansão de campanhas de detecção e reparo de vazamentos, melhoria nos controles associados ao *flaring*, ao passo que buscam a eliminação de seu uso rotineiro, e redução ou eliminação da necessidade de *venting* em instalações novas e existentes.

Em setembro de 2023, a OGCI publicou em parceria com a IOGP (*International Association of Oil & Gas Producers*) e Ipieca (associação sem fins lucrativos da indústria de óleo e gás voltada para as questões sociais e ambientais) um guia de Práticas

---

<sup>8</sup> <https://www.globalmethanepledge.org/>

<sup>9</sup> <https://www.gov.br/mma/pt-br/noticias/governo-federal-lanca-medidas-de-incentivo-a-producao-e-ao-uso-sustentavel-do-biometano/MinutaProgramaMetanoZero.pdf>

Recomendadas para Tecnologias de Detecção e Quantificação de Emissões de Metano no *upstream* <sup>10</sup> (*Recommended practices for methane emissions detection and quantification Technologies – upstream*).

#### **1.4.3 The Oil & Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0)<sup>11</sup>, IMEO<sup>12</sup> e MARS<sup>13</sup>**

O OGMP, lançado em 2014 pela *Climate And Clean Air Coalition*, foi aumentado em escopo e ambição em novembro de 2020 para se tornar o OGMP 2.0.

O OGMP 2.0 é o principal programa de relatórios e mitigação de petróleo e gás do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. OGMP 2.0 é uma estrutura de relatórios abrangente e baseada em medições para a indústria de petróleo e gás que pretende melhorar a precisão e a transparência dos relatórios de emissões de metano, o que é fundamental para priorizar ações de mitigação de metano no setor.

O Observatório Internacional de Emissões de Metano (IMEO, na sigla em inglês) do PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente) compila a coleta e integração de dados obtidos em tempo quase real para garantir transparência de emissões de metano, como forma de auxílio à sua redução.

Lançado na Cúpula dos Líderes do G20 em 2021, o IMEO focou inicialmente nas emissões da indústria fóssil, por meio de relatórios rigorosos sobre os dados de metano da indústria por meio do OGMP 2.0, medições científicas, dados de satélites que compõem o *Methane Alert and Response System* (MARS) e inventários nacionais.

As principais empresas que atuam na indústria de E&P no Brasil são membros do OGMP 2.0. A ANP e o Ibama vêm mantendo contato com representantes do PNUMA para estabelecerem pontos focais nesses órgãos para receber dados e alertas gerados pelo MARS.

#### **1.4.4 Methane Guiding Principles**

Diversas companhias que operam ou detêm ativos de exploração e produção no Brasil também são associadas à iniciativa *Methane Guiding Principles*, que reúne empresas e outras organizações internacionais aderentes ao compromisso de reduzir as emissões de metano da cadeia do gás natural. O compromisso gira em torno de cinco princípios básicos para o atingimento desse objetivo: redução contínua de emissões de metano; melhoria de desempenho ao longo da cadeia de suprimento de gás; melhoria da acurácia dos dados de emissões; defesa de políticas sólidas e regulação das emissões de metano; e aumento da transparência.

#### **1.4.5 Zero Routine Flaring by 2030 (ZRF) – World Bank**

A Iniciativa ZRF foi lançada em 2015 pelo Banco Mundial e pretende que governos e empresas petrolíferas se comprometam a acabar com a queima de rotina o mais tardar em 2030. A queima de gás, além da emissão de CO<sub>2</sub>, fuligens e outros

---

<sup>10</sup> <https://www.ogci.com/wp-content/uploads/2023/10/661.pdf>

<sup>11</sup> <https://www.unep.org/explore-topics/energy/what-we-do/methane/oil-gas-methane-partnership-20-ogmp-20>

<sup>12</sup> <http://unep.org/methanedata>

<sup>13</sup> <https://www.unep.org/explore-topics/energy/what-we-do/methane/imeo-action/methane-alert-and-response-system-mars>

poluentes, também resulta na emissão de metano, devido à queima incompleta desse gás.

Os governos e as empresas petrolíferas que a apoiam comprometem-se a informar anualmente os níveis de *flaring* e os progressos alcançados. Embora a Iniciativa seja voluntária, os compromissos são monitorados por diversos meios, incluindo relatórios governamentais e de empresas e observações por satélite. As grandes empresas petrolíferas que operam no Brasil já são signatárias desse acordo, e a ANP, após diversas reuniões com representantes do Banco Mundial, recomendou ao Ministério de Minas e Energia (MME) a adesão à iniciativa, o que se concretizou recentemente.

De forma resumida, o Banco Mundial relata como benefícios para os governos que endossam a iniciativa:

- i. Melhor gerenciamento dos recursos naturais: a monetização dos hidrocarbonetos poderá ser mais efetiva e sustentada.
- ii. Produção de petróleo ambientalmente amigável: o compromisso sustenta e reforça medidas exemplares já em prática no país ou promove processos para buscar operações mais limpas, reduzindo a pegada de carbono nacional.
- iii. Reconhecimento global: trata-se de uma comunicação ao mundo de que o país é um produtor de petróleo responsável e com gestão ambiental sólida, apesar de qualquer desaceleração da indústria.
- iv. Impacto regional: o compromisso demonstra uma liderança regional e motiva o engajamento de outras nações.
- v. Implementação das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC, na sigla em inglês): o endosso à Iniciativa contribui para o cumprimento das NDC do país ao Acordo de Paris.
- vi. Atração de investidores experientes: as diversas petrolíferas internacionais que já possuem políticas restritivas ao *flaring* para o desenvolvimento de novos campos consideram a Iniciativa positiva por nivelar as condições competitivas, já que outras empresas deverão adotar as mesmas boas práticas, sob demanda governamental. A Iniciativa, portanto, reduz riscos e incertezas regulatórias.
- vii. Promoção da inovação: o cumprimento da Iniciativa pode promover a inovação na monetização do gás natural.
- viii. Vantagens de rede: o compromisso conecta o governo a uma rede de países líderes em produção de petróleo e a empresas que definem um novo padrão real sobre a queima de gás para a indústria global. Isso proporciona aos governos oportunidades valiosas para a troca de conhecimento e experiências e para a interação com as principais instituições financeiras multilaterais mundiais.
- ix. Legado: a Iniciativa oferece ao governo uma oportunidade de estabelecer um legado ambiental positivo.

## **1.5 Avaliação de ações para aumentar a confiabilidade dos inventários de emissões de GEE**

### **1.5.1 Arcabouço regulatório para MMRV**

A ANP, por designação do MME, participa de um Grupo Técnico coordenado pelo Departamento de Energia dos EUA, que está discutindo diretrizes e protocolos gerais para medição, monitoramento, reporte e verificação de emissões da cadeia de suprimento de gás natural (MMRV). Este Grupo Técnico apoia um Grupo de Trabalho que reúne a Comissão Europeia e governos de 18 países importadores e exportadores de gás natural, dentre eles o Brasil, representado pelo MME, tendo iniciado seus trabalhos no ano de 2023.

O MMRV é um processo de várias etapas que visa contabilizar a intensidade e o volume das emissões de gases de efeito estufa associadas ao gás natural de origem específica em toda a cadeia de abastecimento nacional e internacional. A ausência de um regramento global comum para o MMRV prejudica tanto a contabilização das emissões associadas ao gás natural pelas empresas, como a auditoria destes dados. Isto limita a capacidade dos compradores de exigir que os produtores reduzam as emissões e a capacidade dos vendedores de competir baseados na menor intensidade de carbono do seu produto.

Este grupo de trabalho tem por objetivo desenvolver um amplo acordo sobre regras gerais para o MMRV ao longo do ciclo de vida em toda a cadeia de abastecimento de gás natural, desde a produção até à entrega, tanto dentro dos países como internacionalmente. É importante ressaltar que esta informação é cada vez mais relevante para os compradores de gás natural e os programas de certificação, abordagens de medição e protocolos de relatórios estão a evoluir em resposta a esse interesse.

Os produtores e exportadores de gás natural, importadores e utilizadores finais, governos e outras partes interessadas importantes já fizeram progressos significativos no sentido de enfrentar o desafio por meio de vários protocolos de medição, comunicação e verificação a nível local e internacional. Já existem várias abordagens bem estabelecidas de relatórios de emissões nacionais e internacionais, e os esforços do Grupo de Trabalho visam desenvolver estas abordagens existentes. Isto inclui, mas não está limitado à iniciativa OGMP 2.0.

O MMRV pretende ser tecnologicamente neutro no que diz respeito às abordagens para medição de emissões. Essas ações melhorarão a precisão e a representatividade dos dados comunicados. A comparabilidade será ainda apoiada pela utilização de ferramentas transparentes e consistentes para estimar as emissões de GEE da cadeia de abastecimento e a qualidade dos dados desde a pré-produção até à entrega final do gás natural. Para fornecer informações comparáveis e confiáveis, o Grupo de Trabalho MMRV apoiará a verificação independente por terceiros da precisão e representatividade dos dados de emissões e da intensidade agregada das emissões de GEE da cadeia de fornecimento. Também apoiará a acreditação para garantir que os certificadores sejam independentes da entidade relatora e estejam tecnicamente qualificados para realizar revisões.

As deliberações e recomendações do Grupo de Trabalho do MMRV são baseadas em um grupo diversificado de partes interessadas globais e locais da indústria, partes interessadas técnicas e ambientais com ampla experiência e conhecimento relacionado

ao MMRV e à indústria de petróleo e gás natural. Com essas contribuições, o Grupo de Trabalho trabalhará em colaboração ao longo de 2024 para desenvolver, quando apropriado, orientações, protocolos e ferramentas para uso voluntário nos mercados de gás natural.

### 1.5.2 Painel dinâmico ANP

O Painel Dinâmico de Emissões de Contratos de E&P em fase de produção da ANP reúne informações de emissões de Gases de Efeito Estufa e de geração de eletricidade declaradas pelos operadores nas bacias marítimas e terrestres (ANP, 2024).

O Ofício-Circular nº 3/2022/SSM/ANP-RJ, de 31/05/2022, determinou aos operadores de campos marítimos e terrestres a apresentação de uma série de dados para poder dar transparência à sociedade, de forma agregada, da intensidade de carbono do petróleo produzido no país, por bacia sedimentar. A iniciativa vem permitindo que a ANP análise e busque dar uniformidade aos dados informados pelas empresas dos mais diversos portes que operam no país. A observação integrada desses dados tem permitido a detecção de eventuais inconsistências nos dados, de forma que a Agência debate e orienta os regulados a verificarem seus próprios inventários e melhorem sua qualidade e confiabilidade.

As emissões consideradas de “escopo 3” segundo o sistema de classificação proposto pelo *GHG Protocol*<sup>14</sup>, que são as relacionadas tanto à cadeia de suprimentos e apoio da atividade econômica quanto à de seus produtos, ainda aparenta ser a de maior dificuldade para acompanhamento, verificação e certificação por parte das indústrias, devido à sua enorme abrangência. Apenas empresas com maior experiência na elaboração de inventários de GEE são capazes, hoje, de estimar suas emissões nas diversas categorias do escopo 3. A ampliação da abrangência do painel de emissões da ANP passará pela tentativa de incorporar os registros de emissões de outras atividades reguladas pela Agência, principalmente o refino e a movimentação de hidrocarbonetos e derivados.

Existem padrões propostos para a estimativa de emissões de GEE e suas incertezas associadas, a exemplo do *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Natural Gas and Oil Industry* (API, 2021) ou do *Petroleum industry guidelines for reporting greenhouse gas emissions* (Ipieca, 2011). Os inventários realizados podem ser submetidos a verificações e certificações de terceira parte, e o próprio GHG Protocol Brasil pode fornecer selos de qualidade associados a esses inventários. A série 14.064 da ISO, de 2007, aponta diretrizes técnicas com princípios e requisitos para desenvolver, relatar e gerenciar inventários de gases de efeito estufa, incluindo sua validação e verificação.

## 1.6 Principais mensagens e recomendações

Esse capítulo trouxe informações sobre as emissões de metano da cadeia do gás natural. Foram abordadas as principais fontes de emissões da cadeia, assim como as potenciais iniciativas para reduzi-las no Brasil, que somam cerca de 237 kt de metano evitado ao ano. Na sequência, foram apresentadas as iniciativas internacionais de mitigação das emissões de metano, finalizando com uma discussão de ações existentes

---

<sup>14</sup> <https://eaesp.fgv.br/centros/centro-estudos-sustentabilidade/projetos/programa-brasileiro-ghg-protocol>

que atuam no sentido de aumentar a confiabilidade dos inventários de emissões. É importante enfatizar a necessidade de um refinamento da qualidade e disponibilidade dos dados de emissões da cadeia do gás natural, para uma melhor alocação de recursos e priorização dos esforços para mitigação no Brasil.

Dessa forma, esse estudo identificou uma lacuna na disponibilidade de dados detalhados de emissões de metano dos elos da cadeia do gás natural no Brasil, principalmente no *downstream*. Sugere-se como política pública, programas estruturados de medição, coleta e disponibilização de dados de emissões de metano no Brasil para que seja possível entender, com maior assertividade, a contribuição de cada elo da cadeia no total de emissões. Devem fazer parte desse esforço também a estimativa das emissões do fim de vida de poços, incluindo o descomissionamento e abandono, elos que apresentaram maior ausência de dados na cadeia do gás natural.

A importância da mitigação das emissões de metano se dá principalmente pelo elevado potencial de aquecimento desse gás no curto-médio prazo e pelo aumento esperado de oferta e infraestrutura para o gás natural no Brasil. Muitas das medidas de mitigação de emissões apresentadas possuem custo marginal líquido de abatimento negativo, o que indica um retorno financeiro para cada tonelada de emissão de metano evitada. Há potencial para mitigar cerca de 161 kt de metano ao ano apenas com a implementação das medidas de custo líquido negativo. Neste grupo de medidas, os programas de LDAR (detecção e reparo de vazamentos de metano) merecem destaque, pois podem mitigar cerca de 103 kt de metano por ano (66% no *downstream* e 34% no *upstream*). A adesão do governo às iniciativas de mitigação de emissões tende a trazer maior confiabilidade ambiental para a cadeia do gás natural brasileiro, além de melhorar o gerenciamento do gás natural, tornando sua monetização mais efetiva.

Com base em dados internacionais, nota-se que os elos de transporte e distribuição são aqueles com maior fatia de emissões de metano da cadeia. Nesse segmento, há uma variedade de medidas de mitigação que podem ser implementadas com custo líquido negativo, com destaque para as medidas LDAR. Essa atratividade econômica aliada ao grande potencial de mitigação, torna as LDAR um possível foco para políticas públicas. Por conseguinte, em paralelo ao esforço de melhoria na disponibilização de dados, sugere-se que os elos de transporte e distribuição sejam priorizados em programas de incentivo à implementação de redução de emissões com medidas LDAR.

Frente à relevância dos impactos causados pelos gases de efeito estufa no ecossistema global, é importante trazer essa discussão para a esfera governamental para subsidiar a elaboração de políticas públicas para o setor do gás natural. As discussões técnicas do estado arte a nível internacional podem ajudar a encontrar as melhores formas de reduzir as emissões antropogênicas de metano sem prejudicar o desenvolvimento econômico e a geração de empregos.

## 1.7 Referências

- ANP. Painel Dinâmico de Emissões de Contratos de E&P em fase de produção. ANP, 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiN2M1NDNkNzUtMDJINS00MDA3LWE5Y2YtZTE4N2YxYjQ5ZjgxlwiidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTtNGIOMi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>>. Acesso em: dez.2023.
- ANP. 2020. PAINEL DINÂMICO – Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjFIMWl0MDgtNWNiNC00OTZlLWI3NGQtOGM3MjQwODhjMTMwliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTtNGIOMi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>. Acesso em: dez. 2023.
- API – American Petroleum Institute. 2021. Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Natural Gas and Oil Industry. Disponível em: <https://www.api.org/~media/files/policy/esg/ghg/2021-api-ghg-compendium-110921.pdf>. Acesso em: jan. 2024.
- Balcombe, P.; Anderson, K.; Speirs, J.; Brandon, N.; Hawkes, A. 2016. The Natural Gas Supply Chain: The Importance of Methane and Carbon Dioxide Emissions. *ACS Sustainable Chem. Eng.* V. 5, pg. 3–20. Doi: 10.1021/acssuschemeng.6b00144
- Corbett, J.J., Thomson, H., Winebrake, J.J., 2015. Methane Emissions from Natural Gas Bunkering Operations in the Marine Sector: A Total Fuel Cycle Approach. U.S. Department of Transportation. Disponível em: <https://www.maritime.dot.gov/sites/marad.dot.gov/files/docs/innovation/meta/9596/methane-emissions-Ing-bunkering-20151124-final.pdf>. Acesso em: jan. 2024.
- DAVIES, A.J.; HASTINGS. 2023. A. Greenhouse Gas Emissions from Decommissioning Manmade Structures in the Marine Environment; Current Trends and Implications for the Future. *J. Mar. Sci. Eng.*, 11, 1133. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/jmse11061133>. Acesso em: dez. 2023
- EPE. 2023. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 – Gás Natural. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Ga%CC%81s%20Natural%20-%20PDE%202032%20-%20rev1.pdf>. Acesso em: jan. 2024.
- GMP. 2023. Fast action on methane to keep a 1.5°C future within reach. Disponível em: <https://www.globalmethanepledge.org/>. Acesso em: abr. 2023.
- Groom, Nichola. 2020. Special Report: Millions of abandoned oil wells are leaking methane, a climate menace. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/us-usa-drilling-abandoned-specialreport-idUSKBN23N1NL/>. Acesso em: dez. 2023.
- Grubert, E. A. & Brandt, A. R. 2019. Three considerations for modeling natural gas system methane emissions in life cycle assessment. *Journal of Cleaner Production.* V. 222. Pg 760 – 767. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.096>
- Hagos, D. A. & Ahlgren, E. O. 2018. Well-to-wheel assessment of natural gas vehicles and their fuel supply infrastructures – Perspectives on gas in transport in Denmark. *Transportation Research Part D.* v. 65, pg 14-35. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.07.018>
- IEA. 2023a. Methane Tracker. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker-data-explorer> . Acesso em: dezembro 2023

- IEA. 2023b. World Energy Outlook. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>. Acesso em: dezembro 2023.
- IEA. 2021. Methane Tracker. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2021/methane-and-climate-change>. Acesso em: dezembro 2023.
- IPCC. 2006. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Disponível em: [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_4\\_Ch4\\_Fugitive\\_Emissions.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf). Acesso em: abr. 2023.
- IPCC. 2023. Material Suplementar do Capítulo 7 – Sixth Assessment Report Working Group I (AR6 WGI). Disponível em: [https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_Chapter\\_07\\_Supplementary\\_Material.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter_07_Supplementary_Material.pdf). Acesso em. 2024.
- IPIECA. 2021. Methane Emissions Glossary. Disponível em: <https://www.ipieca.org/resources/methane-emissions-glossary>.
- Lyon, D. R. 2016. Chapter 3 – Methane Emissions from the Natural Gas Supply Chain. *Environmental and Health Issues in Unconventional Oil and Gas Development*. Pg 33-48. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804111-6.00003-0>
- MCTIC. 2010. Emissões Fugitivas de Gases de Efeito Estufa na Indústria de Petróleo e Gás Natural. Elaborado por Petrobras. Disponível em: [https://repositorio.mctic.gov.br/bitstream/mctic/5270/1/2010\\_emissoes\\_fugitivas\\_gases\\_efeito\\_estufa\\_industria\\_petroleo\\_gas\\_natural.pdf](https://repositorio.mctic.gov.br/bitstream/mctic/5270/1/2010_emissoes_fugitivas_gases_efeito_estufa_industria_petroleo_gas_natural.pdf).
- MCTIC. 2022. 6ª Edição das Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/estimativas-anuais-de-emissoes-gee/arquivos/6a-ed-estimativas-anuais.pdf>. Acesso em: jan. 2024.
- MCTIC. 2023. SIRENE – Sistema de Registro Nacional de Emissões. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/emissoes/emissoes-por-tipo-de-gas>. Acesso em: jan. 2024.
- Methane Guiding Principles, 2023. Methane Guiding Principles. Disponível em: <https://methaneguidingprinciples.org/>.
- Mundra, I., Lockley, A. 2023. Emergent methane mitigation and removal approaches: A review. *Atmospheric Environment: X*. <https://doi.org/10.1016/>.
- OGCI, 2022. Aiming for Zero Methane Emissions Initiative. Disponível em: <https://aimingforzero.ogci.com/>
- Plant et al. 2022. Inefficient and unlit natural gas flares both emit large quantities of methane. *Science*. <https://doi.org/10.1126/science.abq0385>.
- Rao, V. & Knight, R. 2017. Chapter 2 - Fugitive Methane and Emissions From Flaring. *Sustainable Shale Oil and Gas*. pg 11 – 28. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-810389-0.00002-4>
- SGI. Sustainable Gas Institute. 2015. Methane and CO<sub>2</sub> Emissions from the Natural Gas Supply Chain. Disponível em: <https://www.imperial.ac.uk/sustainable-gas-institute/our-research/white-paper-series/white-paper-1-methane-and-co2-emissions-from-the-natural-gas-supply-chain/>. Acesso em: abr. 2023.

- Stettler, M. E. J. et al. 2023. Review of Well-to-Wheel lifecycle emissions of liquefied natural gas heavy goods vehicles. *Applied Energy*. v. 333. 120511. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120511>
- TCU. 2021. Descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural *offshore*/Tribunal de Contas da União; Relator Ministro Walton Alencar Rodrigues. – Brasília: TCU, Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural, 2021.
- UNEP. 2023. The Oil & Gas Methane Partnership 2.0. Disponível em: <https://ogmpartnership.com/>. Acesso em: dezembro 2023.
- Yang et al. 2023. Direct measurement of methane emissions from the upstream oil and gas sector: Review of measurement results and technology advances (2018–2022). *Journal of Cleaner Production*. v. 414, 137693. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137693>

**BLOCO TEMÁTICO 2: REDUÇÃO DE EMISSÕES DE  
GEE NA INDÚSTRIA A PARTIR DO GÁS NATURAL E  
DO BIOMETANO**

## 2.1 Introdução

Este capítulo tem o objetivo de apresentar aspectos sobre redução de emissões de Gases de Efeito Estufa – GE na indústria a partir do gás natural e do biometano e tem como baliza avaliar os seguintes tópicos:

Setores que devem ser priorizados e medidas que devem ser adotadas para inserção do gás natural; e

Alternativas mais promissoras para projetos *greenfield* e requalificação de projetos de gás natural.

Para tanto, o Bloco 2 deveria abordar os seguintes temas:

- Possibilidade de substituição do carvão (e coque) pelo gás na siderurgia, cimenteiras inclusive com a participação do biogás e do biometano;
- Avaliar, também, as indústrias de cerâmica e vidro;
- Uso do gás natural na indústria petroquímica e na siderúrgica (rota de redução direta na siderurgia) como potencial de redução de emissões de CO<sub>2</sub>, com atenção especial ao etano; e
- Possibilidade de redução de importação de outros produtos com substituição pelo gás (combustíveis e fertilizantes), inclusive com redução de emissões na logística de importação.

Nesse sentido, a elaboração deste capítulo foi realizada pelo Bloco Temático 2 do Comitê 5 do GT - Gás para Empregar, o qual foi constituído a Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC) e pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que figuram entre as instituições que dispõem de representantes para participar do GT-GE, conforme a Resolução CNPE nº 1/2023.

## 2.2 Papel da Indústria na Transição Energética

A transição para fontes de energia mais limpas e sustentáveis é uma das principais pautas do cenário energético global. Em 2022, o Brasil emitiu o equivalente a 2.240 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, com a maior parte dessas emissões originárias de mudanças no uso da terra e agropecuária, representando 78%<sup>1</sup>.

Apesar de os processos industriais corresponderem a apenas cerca de 4% do total das emissões, os 78 milhões de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> emitidos por processos industriais são significativos para aquecimento global. Neste contexto, o GN se destaca como um combustível menos poluente e acessível, oferecendo uma alternativa sustentável aos demais combustíveis fósseis, como o diesel, óleo combustível e carvão mineral, contribuindo para uma menor emissão de gases de efeito estufa e um ar mais limpo, com menor quantidade de particulados.

A expansão da infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural no Brasil não apenas fortalece o uso atual do gás natural, mas também estabelece uma base sólida para a futura ampliação do biometano e hidrogênio de baixo carbono, que são combustíveis com potencial de impacto ainda menor ao meio ambiente [1]. Segundo dados da CIBiogás, em 2022 a produção brasileira a produção de biogás/biometano

---

1 Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG).

atingiu 2,8 bilhões de m<sup>3</sup>, crescimento de 21,3% em relação a 2021 [2]. A BVMI, por sua vez, estima que a penetração do biometano no mercado brasileiro é de apenas 4%, mas pode chegar a 10% em 2030 e 50% em 2050 [3]. Essas estimativas refletem o potencial de crescimento e a importância estratégica do biometano como alternativa de energia renovável no Brasil.

### 2.3 Uso Energético

O consumo energético do setor industrial é bastante diversificado. O gás natural é a terceira maior fonte respondendo por cerca de 10% da demanda em 2022 (BEN, 2022).

A substituição de combustíveis mais poluentes, como o carvão mineral, pelo gás natural emerge como uma alternativa mais sustentável. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA<sup>[4]</sup>), o gás natural emite, em média, 33% menos gases de efeito estufa (GEEs) do que o carvão mineral por unidade de calor gerado na indústria. Além disso, a queima de gás natural resulta em menores emissões de material particulado, contribuindo significativamente para a melhoria da qualidade do ar.

Comparativamente, o gás natural apresenta vantagens ambientais não apenas em relação ao carvão, mas também quando comparado a outras fontes de energia mais tradicionais, como o óleo combustível. Segundo artigo de Moreira, L.C.<sup>[5]</sup>, a queima de GN emite cerca de 96% menos CO, 17% menos CO<sub>2</sub> e 93% menos NO que a queima de óleo combustível.

Embora existam alternativas ainda mais limpas do que o gás natural, como o hidrogênio verde, essas opções enfrentam barreiras de custo e demandam um desenvolvimento infraestrutural substancial. Dessa forma, o gás natural posiciona-se como um combustível de transição importante, oferecendo um equilíbrio entre acessibilidade, menor impacto ambiental e viabilidade técnica.

O GN pode ser usado por virtualmente qualquer indústria intensiva em energia, incluindo indústrias siderúrgicas, fertilizantes, de cimentos, cerâmicas, vidro etc.

Na indústria **siderúrgica**, intensiva em energia, a substituição do carvão mineral por gás natural (GN) traz benefícios significativos, reduzindo as emissões de CO<sub>2</sub>, NOx e SO<sub>2</sub>. Embora a substituição total dos altos fornos por processos de redução direta seja inviável no curto prazo devido ao alto custo de capital, a injeção parcial de GN nos altos-fornos existentes oferece uma solução viável, aumentando a eficiência e a limpeza do processo. Além disso, o GN pode ser aplicado em outras etapas da siderurgia, como no processo de laminação, ampliando seu uso para uma produção mais sustentável.

Na indústria de **fertilizantes**, a ampliação da oferta do gás natural objetiva, por meio da promoção de vantagens competitivas do País, consolidar a indústria nacional na cadeia de produção mundial de fertilizantes, seguida da diminuição da dependência externa quanto ao fornecimento de fertilizantes nitrogenados, da ampliação da resiliência do sistema agroalimentar brasileiro, da estabilidade dos preços internos de alimentos e da criação de novos empregos formais nos três setores econômicos.

Na indústria **cimenteira** brasileira, os focos principais são a eficiência energética, o uso de combustíveis alternativos e a substituição de clínquer. Embora a substituição de combustíveis como coque e óleo combustível por GN não seja um objetivo primário, o GN tem um papel significativo no coprocessamento, onde é utilizado junto com outros

resíduos como pneus usados. A substituição de combustíveis mais poluentes por GN no coprocessamento representa uma oportunidade de tornar o processo mais limpo, alinhando-se aos esforços para uma produção mais sustentável.

Na **mineração** a adoção do GN apresenta vantagens significativas, como a redução das emissões de carbono em comparação com o uso de diesel. Entretanto, existem desafios, como a necessidade de infraestrutura para armazenamento e transporte, e questões de segurança. Embora seja uma opção mais limpa em comparação a outros combustíveis fósseis, o gás natural ainda é uma fonte de energia não renovável e, portanto, representa uma solução de transição para um futuro mais sustentável.

## 2.4 Uso do Gás Natural como Matéria-Prima (Siderurgia e Petroquímica)

Um uso ainda mais nobre do gás natural é como **matéria-prima** para a indústria química e siderúrgica. O GN oferece vantagens significativas na produção de amônia, metanol, poliolefinas e aço a partir da redução direta, conforme abordaremos em mais detalhe nas seções destinadas a siderurgia e petroquímica.

Na **siderurgia**, o GN pode ser usado como agente redutor na fabricação do aço, substituindo a rota do alto-forno pela rota de redução direta, reduzindo significativamente as emissões de CO<sub>2</sub>. Utilizando o GN na redução direta de aço, as emissões são substancialmente menores, a partir de 0,6 toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de aço produzido. Em contraste, o processo de alto forno, baseado no carvão mineral, que emite cerca de 2 toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de aço. Esta diferença ilustra o potencial do GN como uma alternativa mais limpa e sustentável, alinhada com as metas globais de redução de emissões e sustentabilidade ambiental.

Na **petroquímica**, o GN pode ser usado na produção de amônia, metanol entre outros químicos. O processo de Haber-Bosch, que utiliza hidrogênio obtido da reforma a vapor do metano presente no GN, é o método dominante para a fabricação de **amônia**<sup>2</sup>. Esse processo é responsável por altas emissões de CO<sub>2</sub>. De acordo com o *World Economic Forum*<sup>[6]</sup>, a produção de uma tonelada de amônia a partir do carvão mineral gera cerca de 3,9t de CO<sub>2</sub>. A produção a partir do GN, por outro lado, emite uma quantidade menor de CO<sub>2</sub>, com uma média de 2,4 t de CO<sub>2</sub> por tonelada de amônia, podendo ser consideravelmente menor em plantas mais eficientes.

Na produção de **metanol** a partir do GN, as modernas instalações de produção de metanol que utilizam a reforma de gás natural emitem cerca de 0,7 toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de metanol produzido, significativamente menos do que as emissões de plantas que utilizam a gaseificação de carvão, que conforme destacado pelo *The Chemical Engineer*<sup>[7]</sup>, podem chegar a uma emissão de até 3 toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de metanol.

---

<sup>2</sup> A amônia é a matéria-prima para a produção de diversos compostos químicos, que possuem aplicações variadas na indústria e na agricultura. Alguns exemplos de produtos derivados da amônia são fertilizantes (sulfato de amônio, fosfato de amônio, nitrato de amônio e ureia), ácido nítrico (explosivos, como a nitroglicerina e o TNT), nylon (fibra sintética para produção de tecidos, cordas, carpetes, entre outros), detergentes (produtos de limpeza, como o lauril sulfato de amônio), refrigerantes (soluções aquosas usadas como fluidos refrigerantes em sistemas de refrigeração industrial).

O GN também é utilizado para a produção de **poliolefinas**, como polietileno e polipropileno, através do etano contido no GN. Assim como acontece com a produção de amônia e metanol, o GN também é mais limpo e eficiente em comparação com métodos baseados em outras matérias primas fósseis.

## 2.5 Estratégias e Mecanismos de Incentivo

Apesar do seu mérito como combustível de transição para uma economia de baixo carbono, o gás natural brasileiro luta com a falta de competitividade frente ao gás natural de outros países. Vários fatores explicam essa circunstância, inclusive, o capital investido no setor e já amortizado nessas economias. As mudanças legais e infralegais no setor têm favorecido inflexão da trajetória de crescimento do setor e mudanças nas expectativas dos agentes, como atestam os investimentos e contratos realizados desde então. Ainda assim, a intensificação do uso de gás natural para a descarbonização da economia pode requerer políticas públicas específicas, a serem estudadas pelos órgãos competentes.

Entre as medidas que poderiam ser adotadas, há algumas opções para conseguiriam incentivar o uso do gás natural como insumo de transição, dentre elas:

- Incentivos fiscais: implementação de benefícios fiscais temporários para a substituição mais célere de energéticos mais poluentes pelo gás natural nos setores industriais comentados neste documento. A medida possui a vantagem de tornar transparente para a coletividade o custo da política adotada. A transparência, além de ser um princípio de boa prática regulatória, é importante para a utilização dos recursos públicos nas políticas de maior interesse social. Ademais, o incentivo fiscal não ocasiona subsídios cruzados entre os consumidores de gás natural, evitando efeitos negativos sobre a competitividade e a eficiência de setores que arcariam com esses subsídios. Por fim, o caráter temporário da política é necessário para determinar um *deadline* no prazo de substituição do energético mais poluentes pelo gás natural. O *deadline* é um incentivo fundamental para que a substituição aconteça e não seja postergada *ad infinitum*.
- Apoio ao biogás e o biometano: fomento ao desenvolvimento das alternativas renováveis que possam vir a substituir o gás natural no futuro, aproveitando sua estrutura logística. A questão do biometano será detalhada em sessão subsequente do relatório.
- Leilões especializados: realização de leilões voltados a projetos com maior potencial de redução de emissões ou àqueles de difícil descarbonização, possibilitando ampliar a contribuição para a redução da pegada de carbono.
- Promoção da substituição de importações: incentivo à produção nacional de bens e serviços ambientalmente mais sustentáveis e capazes de substituir as importações de alto teor de carbono.
- Reforma tributária estratégica: regulamentar a reforma tributária de forma que os impostos cobrados sobre o gás natural possam contribuir para a sua competitividade e para a ampliação do seu papel na transição energética e na descarbonização da economia.

- Estrutura tarifária a harmonização da regulação: elaborar diretrizes de forma que as regulações federais e estaduais sejam harmônicas e permitam uma estrutura tarifária capaz de incentivar o uso do gás natural como insumo para a transição energética.

Uma ressalva é que o mapeamento detalhado das possibilidades de ampliação do consumo de gás natural na indústria e, particularmente, em substituição a outros energéticos mais poluentes é um fator decisivo para que se conciliem diversos objetivos de política pública, como o de transição energética, desenvolvimento do setor de gás e aumento da competitividade da indústria. Nesse sentido, o presente documento objetiva realizar um passo relevante nesse mapeamento e contribuir para as políticas em comento.

## **2.6 Estratégias e Mecanismos de Incentivo: caso dos mercados de créditos de carbono e o incentivo ao biogás e biometano**

Os mercados de crédito de carbono têm se consolidado internacionalmente como mecanismo de atendimento dos compromissos de redução de GEE. Esses mercados estruturam demanda por instrumentos de redução de emissões que podem ser atendidas pelo setor de energia. Como se explica adiante, o setor já tem se aproveitado dessa oportunidade para conferir viabilidade econômica ou elevar a atratividade econômica desses projetos. É nesse contexto que os projetos de biogás e biometano podem igualmente aumentar sua participação de mercado no setor de energia.

Uma vantagem de utilizar a trajetória robusta de crescimento dos mercados de crédito de carbono para desenvolver as indústrias de biogás e biometano no Brasil é contemplá-las não apenas com recursos da economia nacional, mas igualmente com os fluxos internacionais de capital em vista da demanda que se consolida em todo mundo por instrumentos de redução de GEE. Uma segunda vantagem é que o mercado de créditos de carbono é um mecanismo para crescimento consistente dos mercados de produtos renováveis, como o biogás e biometano. Isso porque a concorrência pelos recursos provenientes da demanda pelos créditos de carbono favorece o desenvolvimento de projetos robustos de produção de biogás e biometano e uma ampliação sólida dessas indústrias ao longo do tempo no Brasil.

O biogás e biometano nacionais possuem grande potencial para atender a demanda por créditos de carbono. Para ilustrar o fato vale comentar estudo da IEA (2020) sobre as perspectivas de crescimento desses produtos no âmbito internacional até 2040. O trabalho avalia que há um grande *gap* entre a produção atual de biogás e biometano e a produção potencial. Contudo, esse *gap* estaria diminuindo devido tanto ao aprimoramento das tecnologias para a produção de biogás/biometano, como à precificação do carbono que impõe um custo adicional à produção de gás natural, por outro.

O estudo supracitado ressalta vantagens (externalidade positivas) dos vários usos do biogás/biometano, seja como fonte de energia a partir de lixo e resíduos e fonte local de energia/calor, ou promovendo a descarbonização do gás natural e dos transportes. Com relação ao uso do biometano para descarbonizar o gás natural, o estudo destaca que além de ajudar na descarbonização da indústria pesada no transporte de mercadorias, também tornaria algumas infraestruturas de gás existentes

mais compatíveis com um futuro com baixas emissões, melhorando assim a relação custo-benefício e a segurança da transição energética em muitas partes do mundo.

O estudo avalia que existe uma grande subutilização de fontes de matérias-primas que poderiam ser usadas para a produção de biogás e biometano. Essas matérias-primas incluem: culturas agrícolas, resíduos, estrume animal, resíduos sólidos urbanos, águas residuais e – para produção direta de biometano via gaseificação – resíduos florestais. Considerando dados de 2018, o estudo estima que existe um grande gap na produção de biogás e biometano: a produção conjunta em 2018 foi de 32Mtoe, enquanto a produção potencial de biogás seria de 570 Mtoe e a de biometano seria 730 Mtoe)<sup>3</sup> (Op. cit., p.6). A plena utilização do potencial sustentável poderia cobrir cerca de 20% da atual procura mundial de gás, sendo o biometano o maior contribuinte para o fornecimento de gás com baixo teor de carbono no horizonte temporal dos Cenários do *World Energy Outlook* (WEO).

O alto custo na produção de biometano seria responsável por boa parte dessa subutilização. No entanto, o estudo avalia que a disparidade de custos está diminuindo por dois motivos, tanto porque as tecnologias de produção de biometano estão melhorando como por que a precificação do carbono em algumas regiões torna gás natural mais caro. Ou seja, conforme aumenta o reconhecimento do valor das emissões evitadas de CO<sub>2</sub> e metano (aumentando o preço do gás natural), aumenta-se o custo do gás natural.

Os incentivos da precificação do carbono em favor do biogás/biometano se dão em duas frentes. Por um lado, faz com que melhore progressivamente os custos relativos de produção de biometano com relação ao gás natural. Por outro lado, gera incentivos tanto para a captura e destruição do metano, como para sua utilização, seja como fonte de energia e calor local, seja para descarbonização dos transportes, indústria pesada ou do gás natural. Assim, para utilização do metano como insumo energético há um duplo ganho econômico por diminuir as emissões de GEE em dois sentidos: i) evitando emissões de metano; e ii) substituindo fontes energéticas que são mais poluidoras, a exemplo do carvão, óleo diesel e gás natural.

Cabe mencionar outras circunstâncias indicativas do potencial do mercado de créditos de carbono para desenvolvimento consistente da produção de biogás e biometano no Brasil. Para tanto, vale esclarecer inicialmente os tipos de mercados em que são transacionados esses créditos. Basicamente, existem são três: i) o mercado internacional regulado; ii) o mercado jurisdicional regulado; e iii) o mercado voluntário. O mercado internacional regulado inclui mecanismos de cooperação previstos na Convenção do Clima e constituídos por convenções internacionais, em que há estabelecimento de limites de emissões de GEE. O Artigo 6 do Acordo de Paris de 2015 detalha como os países podem cooperar para atingir suas metas de redução de emissões de gases de efeito estufa, conforme estabelecido em suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs).

Já os mercados de créditos de carbono classificados usualmente como jurisdicionais regulados referem-se às transações desses créditos decorrentes do estabelecimento de marcos regulatórios em uma determinada região, que pode ser um

---

<sup>3</sup> Os três maiores potenciais para produção de biometano estão nos seguintes continentes (por ordem): Ásia, América do Norte e América Central e do Sul. (Op. cit., p.7)

país ou parte dele – um Estado, ou qualquer outro agrupamento constitutivo do ente nacional.

Os mercados voluntários, por sua vez, são aqueles nos quais os participantes não são obrigados por lei a reduzir suas emissões. Os participantes decidem, espontaneamente, buscar a redução de suas emissões de GEE e são desenvolvidos padrões de certificação de crédito de carbono. Os padrões são metodologias criados por livre iniciativa do setor privado e cada uma possui regras próprias para a contabilização de créditos de carbono.

As metodologias mais importantes são o Verra e *Gold Standard*<sup>4</sup>. Conforme *Platts* (2022), essas metodologias estabelecem uma série de requisitos para os projetos: adicionalidade, confiabilidade, temporalidade, rastreabilidade e geração de benefícios adicionais sociais e ambientais (co-benefícios). Um dos requisitos que mais tem determinado a exclusão de projetos é o requisito da adicionalidade, segundo o qual, o projeto não pode ser obrigação legal, prática comum, ou financeiramente atrativo na ausência da receita dos créditos (especialmente por esse último motivo).

Vale registrar que o Brasil já é ofertante relevante de créditos de carbono no mercado voluntário, ou seja, nas transações desses créditos que não decorrem de obrigação legal ou regulatória, mas de iniciativas facultativas dos agentes de mercado. De acordo com os dados de *Ecosystem Marketplace*<sup>5</sup> (2020), referentes ao ano de 2019, o Brasil ocupava o sétimo lugar no ranking dos países que mais exportavam créditos de carbono. Segundo Vargas et. al.<sup>6</sup> (2021), considerando dados de 2021, o país já ocupa a quarta posição nesse *ranking*.

Chama atenção o crescimento expressivo a partir de 2019, especialmente no ano de 2021. A Figura 2.1 mostra a evolução do Brasil nas emissões de créditos de carbono no mercado voluntário de carbono, entre 2002 e 2021. Conforme mostra a figura, o volume de créditos gerados em 2021 aumentou 236% em relação ao volume gerado em 2020 e 779% em relação ao volume gerado em 2019. Vargas et. al. (2021, pp.10-11) entendem que esse aumento pode ter sido impulsionado pela alta demanda (voluntária) do setor empresarial. Da mesma forma que a tendência internacional, observa-se que esse aumento foi capitaneado pelos setores de produção e conservação de energia e pelos projetos do setor florestal do tipo REDD+<sup>7</sup>. Ressaltam os autores que, “nos últimos dois anos, as quantidades de créditos emitidos por projetos de energia e de REDD+ aumentaram, respectivamente, em mais de 5 e 8 vezes” (Op. Cit., p.10).

Vargas et. al. (2021, p.15) expõem que o mercado brasileiro é dominado principalmente por projetos de Energia (63%), seguido por projetos de AFOLU<sup>8</sup> (25%). Entretanto, eles observam que, apesar do maior número de projetos de energia, o

---

<sup>4</sup> Conforme dados de Vargas et. al. (2021, p.14), nos últimos anos esses padrões vêm dominando mais de 90% do mercado.

<sup>5</sup> Ecosystem Marketplace (2020). “The Only Constant is Change: State of the Voluntary Carbon Markets 2020 Second Installment Featuring Core Carbon & Additional Attributes Offset Prices, Volumes and Insights”. Dezembro/2020. Disponível em: <https://www.ecosystemmarketplace.com/publications/state-of-the-voluntary-carbon-markets-2021/>. Acessado em 18/12/2023.

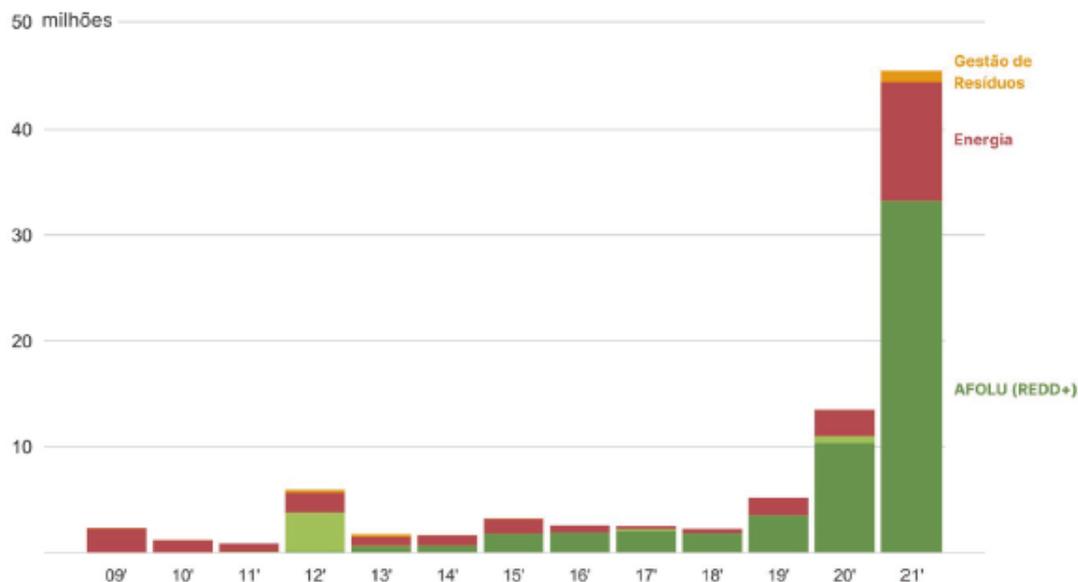
<sup>6</sup> Vargas, D. B.; Delazeri, L. M. M.; e Ferreira, V. H. P (2021). “Mercado de carbono voluntário no Brasil: na realidade e na prática”. FGV EESP, 2021.

<sup>7</sup> O termo REDD é a sigla para Redução de Emissões por Desmatamento e Degradação florestal. O sinal de “+” significa atividades de conservação, manejo sustentável das florestas e aumento de seus estoques em países em desenvolvimento. (Fonte: <https://ipam.org.br/entenda/o-que-e-redd-e-redd/>)

<sup>8</sup> O termo AFOLU é a sigla para a expressão em inglês: Agriculture, Forestry and Other Land Use (ver: <https://verra.org/programs/verified-carbon-standard/area-of-focus-agriculture-forestry-land-use/>)

volume de créditos gerados pelos projetos relacionados ao setor AFOLU é significativamente maior. Conforme os autores, em 2020 e 2021, a participação dos créditos gerados por projetos AFOLU foi de 81% e 73%, respectivamente, enquanto os créditos gerados por projetos de energia tiveram participação de 18% e 24% nesses mesmos anos.

**Figura 2.1:** Evolução das emissões de créditos de carbono no mercado voluntário do Brasil (2002-2021).



O país possui ainda potencial não explorado para atender o mercado regulado de créditos de carbono, que é o proveniente de determinações estabelecidas em lei e/ou regulações. De acordo com estudo do ICC Brasil e Way Carbon<sup>9</sup> (2022), o Brasil teria o potencial de suprir até 28% da demanda global do mercado regulado.

No entanto, para que o Brasil continue a crescer nos mercados de crédito de carbono é fundamental que o país se adeque às novas exigências do comércio de créditos de carbono, que surgiram a partir da COP26, com o avanço na regulamentação dos mecanismos do Art.6 do Acordo de Paris. Essas novas exigências tornam crucial o atingimento da meta de redução de GEE estabelecida na NDC. Para isso, estudos mostram que é fundamental que o Brasil implemente no mercado doméstico um sistema de comércio de emissões (do inglês, *Emissions Trading System* - ETS).

Para tanto, é necessário concentrar esforços na aprovação dos projetos de lei que criam o mercado regulado de créditos de carbono no país, bem como na sua regulamentação. Em 2023, o Senado aprovou o Projeto de Lei (PL) nº 412/2022. O projeto foi apensado ao PL nº 2.148/2015 aprovado pela Câmara dos Deputados também no ano passado. Dessa forma, esse último projeto será avaliado pelo Senado e, caso haja alterações, volta para apreciação da Câmara. Após a aprovação do projeto, a expectativa é que sua regulamentação demande trabalhos extensos e que, portanto, precisariam de priorização de esforços do governo para sua implementação mais célere.

O PL em tramitação no Congresso prevê a criação do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE).

<sup>9</sup> ICC Brasil e Way Carbon (2022). “Oportunidades para o Brasil em mercados de carbono – Relatório 2022”. Disponível em: <https://conteudo.waycarbon.com/agradecimento-2estudo-icc> . Acessado em 16/12/2023.

O SBCE propõe um sistema de precificação de emissões no modelo *cap-and-trade* ou ETS. Nesse modelo, um número pré-determinado de licenças é criado, permitindo a emissão de certa quantidade de poluentes entre os setores regulados. Essas licenças são então alocadas ou vendidas aos agentes do mercado, que podem comercializá-las entre si (EPE, 2020). No PL, essas licenças são chamadas de Cota Brasileira de Emissões (CBE), representando o “direito de emissão” de 1 tonelada de dióxido de carbono equivalente.

O texto prevê que operadores responsáveis pelas instalações e fontes que emitam acima de 10.000 tCO<sub>2</sub>eq por ano estarão sujeitos à regulação do SBCE que obriga plano de monitoramento e relato de emissões e remoções. Para emissões anuais acima de 25.000 tCO<sub>2</sub>eq, os operadores deverão comprovar a titularidade de licenças compatíveis com suas emissões (no PL, denomina-se “conciliação periódica de obrigações”).

Os limites estabelecidos pelo PL sugerem que parte significativa das principais indústrias e das instalações do setor energético estarão sujeitas a um mercado de carbono, com incentivos à redução de emissões.

Sob a precificação de carbono, e considerados o potencial de produção e a intercambialidade com o gás natural, o biometano se torna candidato a elemento chave da descarbonização da indústria brasileira.

Unidades consumidoras de gás ou de outros combustíveis fósseis, ao serem reguladas pelo mercado de carbono, podem optar pela contratação de biometano para reduzir emissões do uso de energia fóssil. Emitindo menos, o agente regulado precisa comprovar menos “direitos de emissão”, economizando na aquisição de licenças de emissão ou sendo remunerado pela comercialização de excedentes. Essa economia ou receita adicional com as licenças pode ser decisiva na viabilidade do biometano frente ao gás natural e outros fósseis, incentivando sua expansão.

Para tanto, é necessário que a redução de emissões com o biometano seja reconhecida pelas metodologias de mensuração, relato e verificação de emissões.

No caso de transações diretas de biometano, por exemplo, via gasodutos dedicados ou cilindros, a contabilização do uso do biometano renovável pode ser vinculada claramente. No entanto, como biocombustível intercambiável com o gás natural e que pode ser injetado na malha de gasodutos, é desejável a existência de sistemas robustos de garantia de origem e rastreamento do biometano, permitindo a alegação, no relato de emissões dos agentes regulados, de que a energia consumida tem origem renovável – com fator de emissão reduzido.

Esse mecanismo pode se basear em certificados de energia renovável (REC – *renewable energy certificates*), que permitem a contabilidade de atributos não-energéticos referentes a uma unidade de energia. A certificação é relevante em indústrias de rede com produtos homogêneos, como gás e eletricidade, nas quais não há relação direta entre a entrega física da energia e sua origem. Nesses casos, geralmente adota-se a contabilização de “entradas e saídas” pela abordagem *book and claim*.

Há iniciativas no Brasil de sistemas de garantia de origem e rastreamento do biometano. Cabe lembrar que esses sistemas precisam resguardar contra o risco de dupla contagem (EPE, 2023g).

Para o biometano, a relação contratual entre vendedores e compradores também pode guardar relação com a comprovação do uso dessa fonte no relato de emissões. Por exemplo, contratos nos mercados livres e a aquisição de biometano por distribuidoras de gás canalizado são instrumentos que podem contribuir para o desenvolvimento do biometano, e estão sujeitos à regulação estadual de gás. A celebração de contratos de fornecimento pode trazer garantia de receitas no médio/longo prazos e reduzir os riscos do investimento, facilitando a tomada de financiamento, por exemplo. Por sua vez, a participação das distribuidoras pode viabilizar a expansão da malha de acordo com a oferta distribuída de biometano. O potencial desses mecanismos torna relevante que seja estabelecido claramente quaisquer vinculações referentes aos atributos ambientais do biometano para viabilizar a contabilização em mercados regulados de carbono.

Portanto, a expansão da produção e do uso do biometano poderá ser induzida, também, por meio de mercados de carbono, a partir de adequadas metodologias de mensuração, relato e verificação de emissões, com o estabelecimento de regras claras para a comprovação e contabilização do uso do biocombustível pelos agentes regulados.

## **2.7 Recomendações, estratégicas e futuras ações**

Conforme apurado pelo Comitê 4 – Gás para o setor produtivo do GT-GE, um grande impeditivo à ampliação do uso do gás natural na indústria é o preço do insumo. A indústria química, por exemplo, está operando com cerca de 30% de capacidade ociosa. A proposta, assim, para ampliar o consumo de gás natural pela indústria passa tanto pelo aumento da oferta, o que tende a reduzir o custo, quanto pela facilitação das adequações e investimentos necessários a conversão de plantas ou instalação de novas unidades baseadas no consumo de gás. A facilitação poderia envolver tanto financiamento quanto outros incentivos. Ações que já foram propostas no Comitê 4 e poderiam ser implementadas conjuntamente por ambos os comitês.

Considerando a transição energética, deve-se buscar formas de incentivar o uso de gás natural tendo como horizonte de longo prazo que o gás de origem fóssil seja substituído pelo biometano como fonte energética e que o maior consumo do fóssil seja como matéria-prima, em especial pela indústria química. Projetos industriais que busquem estes dois usos devem ser priorizados.

Sobre o biometano e o biogás, uma política pública fundamental para a ampliação eficiente de seu consumo é o desenvolvimento do mercado de crédito de carbono no país. As diversas fontes de produção desses gases podem se beneficiar da demanda gerada pela necessidade de redução de emissões de GEE. Vale registrar que o Brasil já é ofertante relevante de créditos de carbono no mercado voluntário, ou seja, nas transações desses créditos que não decorrem de obrigação legal ou regulatória, mas de iniciativas facultativas dos agentes de mercado. O país possui ainda potencial não explorado para atender o mercado regulado de créditos de carbono, que é o proveniente de determinações estabelecidas em lei e/ou regulações. Como se explicou, o país tem potencial de suprir até 28% da demanda global do mercado regulado. Para tanto, é necessário concentrar esforços na aprovação dos projetos de lei que criam o mercado regulado de créditos de carbono no país, bem como na sua regulamentação.

## 2.8 Referências

- <sup>[1]</sup> Fonte: Plano Decenal de Energia 2031. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031\\_RevisaoPosCP\\_rvFinal\\_v2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf). Acesso em 15/12/2023.
- <sup>[2]</sup> Fonte: AtlasCopco. Disponível em: <https://www.atlascopco.com/pt-br/compressors/air-compressor-blog/mercado-biometano-biogas-brasil>. Acesso em 15/12/2023.
- <sup>[3]</sup> Fonte: BVMI. Disponível em: <https://bvmi.com.br/biometano-em-2050-vai-gerar-r-200-bilhoes-por-ano-no-brasil/>. Acesso em 15/12/2023.
- <sup>[4]</sup> The Role of Gas in Today's Energy Transitions | IEA 2019. Pag. 4.
- <sup>[5]</sup> Moreira, L. C. de O.. (2012). Comparação entre os poluentes atmosféricos emitidos por uma caldeira flamotubular movida a gás natural e a óleo combustível BPF 2A. Interações (campo Grande), 13(1), 49–57. <https://doi.org/10.1590/S1518-70122012000100005>
- <sup>[6]</sup> Disponível em: <https://www.weforum.org/publications/net-zero-industry-tracker-2023/in-full/ammonia-industry-net-zero-tracker/>
- <sup>[7]</sup> Disponível em: <https://www.thechemicalengineer.com/features/curbing-carbon-emissions-with-green-methanol/>
- <sup>[8]</sup> Ecosystem Marketplace (2023). “Paying for Quality: State of the Voluntary Carbon Markets 2023”. Disponível em: <https://www.ecosystemmarketplace.com/publications/state-of-the-voluntary-carbon-market-report-2023/> . Acessado em 18/12/2023.
- <sup>[9]</sup> Ecosystem Marketplace (2020). “The Only Constant is Change: State of the Voluntary Carbon Markets 2020 Second Installment Featuring Core Carbon & Additional Attributes Offset Prices, Volumes and Insights”. Dezembro/2020. Disponível em: <https://www.ecosystemmarketplace.com/publications/state-of-the-voluntary-carbon-markets-2021/> . Acessado em 18/12/2023.
- <sup>[10]</sup> Vargas, D. B.; Delazeri, L. M. M.; e Ferreira, V. H. P (2021). “Mercado de carbono voluntário no Brasil: na realidade e na prática”. FGV EESP, 2021.
- <sup>[11]</sup> ICC Brasil e Way Carbon (2022). “Oportunidades para o Brasil em mercados de carbono – Relatório 2022”. Disponível em: <https://conteudo.waycarbon.com/agradecimento-2estudo-icc> . Acessado em 16/12/2023.

**BLOCO TEMÁTICO 3: DISPONIBILIDADE E  
VIABILIDADE PARA O ESTABELECIMENTO DE  
ROTAS SUSTENTÁVEIS**

## Introdução

Este capítulo traz reflexões sobre disponibilidade e viabilidade para o estabelecimento de rotas sustentáveis, no contexto da transição energética, e traz luz para os seguintes tópicos:

- Aprofundar os estudos sobre a viabilidade econômica da adoção do gás natural e biometano nos transportes pesados de carga e urbano;
- Avaliação sobre oferta e demanda de biometano nas rotas sustentáveis;
- Avaliar corredores viáveis considerando disponibilidade de gás e biometano e infraestrutura de abastecimento; e
- Transporte rodoviário (carga e passageiros) e ferroviário de carga em longas rotas.

Nesse sentido, a elaboração deste capítulo foi realizada pelo Bloco Temático 3 do Comitê 5 do GT - Gás para Empregar, o qual foi constituído com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), o Ministério de Transportes e o Ministério de Portos e Aeroportos, que figuram entre as instituições que dispõem de representantes para participar do GT-GE, conforme a Resolução CNPE nº 1/2023. Assim, o presente capítulo está estruturado conforme os seguintes tópicos:

1. Introdução;
2. Contextualização;
3. Gás natural no transporte rodoviário de cargas:
  - Principais oportunidades e gargalos na adoção do GNV no transporte de cargas;
  - Custo total de propriedade para caminhões movidos a GNV;
  - Oferta de caminhões movidos a GNV e mercado de conversão *dual-fuel*;
  - Provisão da infraestrutura de abastecimento;
  - Hipóteses sobre o desenvolvimento do mercado de GNV no transporte rodoviário de cargas; e
  - Proposição de medidas para incentivar o uso do GNV no transporte rodoviário de cargas.
4. Gás natural no transporte marítimo:
  - Utilização de GNL nos motores de embarcações;
  - Oferta de GNL para embarcações;
  - Navegação interior – GNL no Amazonas; e
  - Infraestrutura para fornecimento/abastecimento de GNL no Brasil.
5. Gás natural em ferrovias;
6. Gás natural no transporte coletivo de passageiros:
  - Especificidades do segmento de transporte urbano coletivo de passageiros.

### 3.1 Contextualização

O transporte rodoviário em veículos pesados se consolidou em torno do uso do óleo diesel, e todas as partes relacionadas ao negócio se aperfeiçoaram para extrair a maior eficiência dessa tecnologia. Hoje, os veículos convencionais têm alto desempenho, baixo custo, manutenção simples, alta confiabilidade e preservam o valor de revenda ao longo de sua vida útil. O uso em larga escala do diesel, por um longo período, construiu uma cadeia custo-eficiente, o que inibe a atratividade de combustíveis alternativos. No entanto, suas externalidades ambientais negativas são significativas, em que pesem o avanço das regulamentações sobre emissões de veículos e, também, as atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D) realizadas pela indústria.

O transporte é responsável por aproximadamente 23% das emissões globais de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) relacionadas à produção de energia (SIMS et al., 2014). Logo, sua descarbonização pode ser relevante para a agenda de redução de gases de efeito estufa adotada por diversos países. No Brasil, o diesel é responsável por 49% das emissões de CO<sub>2</sub> do transporte, à frente da gasolina (33%), do etanol (14%), do biodiesel (2%) e do gás natural veicular (GNV) (2%). Quando se trata de poluentes de efeito local, a contribuição do diesel é ainda mais manifesta: 96% das emissões de material particulado – um dos principais responsáveis pela poluição do ar – no transporte rodoviário se origina nos motores a diesel (BRASIL, 2013). O efeito é diretamente observado na saúde pública. A poluição do ar é responsável por 51 mil mortes no Brasil anualmente (OPAS/OMS Brasil, 2018 apud ANDRÉ et al., 2018). Ademais, é relacionada ao maior risco de arritmias e infarto agudo do miocárdio; bronquite crônica e asma; obesidade; diabetes; depressão e câncer de pulmão e bexiga (WHO, 2006; POPE; DOCKERY, 2006 apud ANDRÉ et al., 2018). É responsável, ainda, por 35% das mortes por doenças respiratórias, 15% das doenças cerebrovasculares, 44% das doenças do coração e de 6% de câncer de pulmão (OPAS/OMS, 2016 apud ANDRÉ et al., 2018).

O gás natural é uma fonte energética relevante para a transição rumo a uma economia de baixo carbono. Trata-se de um combustível emissor de menores quantidades de CO<sub>2</sub> fóssil (EPE, 2022), porém há estudos que mostram que a emissão de poluentes como NO<sub>x</sub> seja superior que o equivalente diesel e a emissão de particulados seja similar (Transport Environment, 2019). Sua maior adoção pode oferecer benefícios ao meio ambiente e à saúde pública, especialmente em ambientes urbanos de grande concentração.

Além do Gás Natural, deve ser considerado o biometano como possível combustível para a transição energética no setor de transportes. Conforme informações apresentadas pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) durante sua apresentação em reunião do Comitê 5 do GT Gás para Empregar, tanto o GN quanto o biometano tem potencial de redução de 85% dos poluentes atmosféricos como os óxidos nitrosos (NO<sub>x</sub>) e Material Particulado. Porém quando se trata de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa, o biometano tem um potencial de redução de 95%, enquanto o GN tem um potencial de 21% (Figura 3.1).

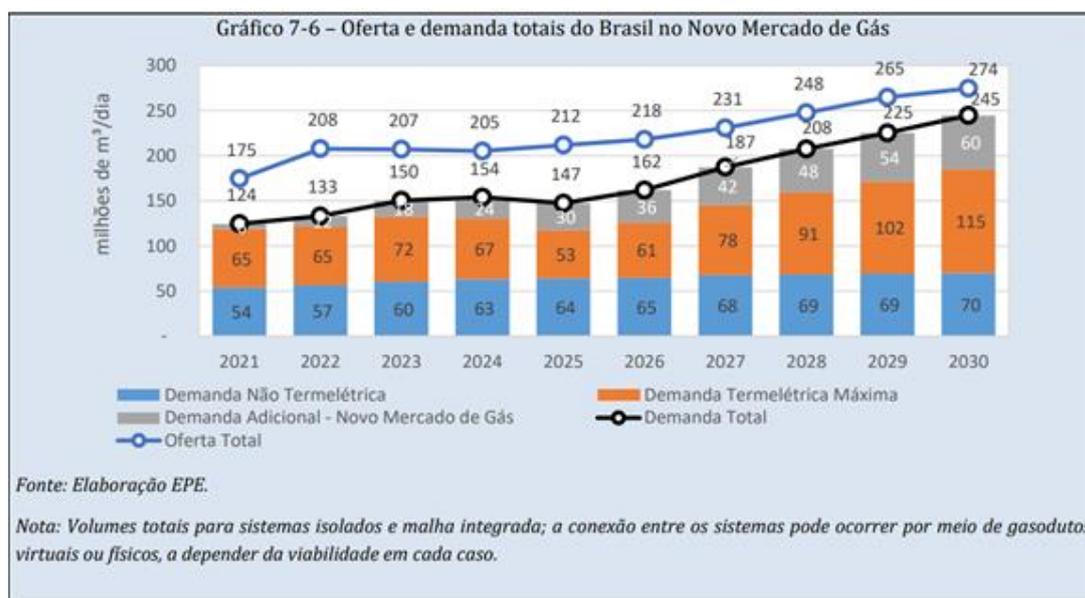
A respeito da oferta e demanda do GN, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, traz os valores apresentados no Gráfico 3.1. A demanda de GN para transporte está contida na “Demanda Não Termelétrica”.

**Figura 3.1:** Comparação da redução de emissões de GN e biometano em relação ao diesel.



Fonte: ABEGÁS, 2023.

**Gráfico 3.1:** Oferta e Demanda Totais no Brasil no Novo Mercado de Gás.



Fonte: EPE - Plano Decenal de Expansão de Energia 2030.

Já com relação ao biometano, a Associação Brasileira do Biogás (ABiogás) apresentou ao Comitê 5 do GT Gás para Empregar, os dados de capacidade instalada atual e prevista para o futuro (Figura 3.2), demonstrando um potencial de crescimento bastante relevante na produção, porém ainda muito aquém da produção de Gás Natural prevista para o mesmo período.

Figura 3.2: Capacidade instalada das plantas de biometano no Brasil.



Fonte: ABIOGÁS, julho/2023.

O futuro do setor automotivo está em construção. Diversas novas soluções despontam como promissoras, mas apresentam incertezas quanto ao ritmo da mudança. Por um lado, o setor automotivo é tradicionalmente conectado à utilização de combustível fóssil; por outro, as empresas optam por estratégias globais distintas e investem em um conjunto de tecnologias alternativas. Tecnologias tradicionais conviverão com as opções alternativas, em uma evolução gradativa rumo a soluções mais eficientes e menor intensidade de carbono. Em um cenário gradualista, em que há diversidade de estratégias empresariais e tecnologias concorrentes, mas se desconhece qual será a predominante, existe espaço para o gás natural, fonte energética de transição para uma economia de baixo carbono.

A decisão pelo gás natural pode ser considerada um caminho intermediário, tanto do ponto de vista ambiental quanto financeiro, entre o uso do diesel e da eletrificação, reforçando sua importância na transição energética. A tecnologia de motorização a gás é dominada mundialmente. Os fabricantes de veículos pesados presentes no Brasil são líderes globais do setor e vendem seus produtos nos principais mercados. Do ponto de vista tecnológico, há competência técnica para a fabricação desses veículos, e empresas estão empreendendo esforços de produção local. Entretanto, a infraestrutura disponível e o valor de revenda e aspectos associados aos preços dos combustíveis são alguns dos obstáculos à adoção dos veículos movidos a gás. Tais desafios apontam que o caminho mais provável é sua inserção paulatina na matriz veicular, com adoção preliminar em segmentos nos quais as vantagens financeiras e ambientais do gás natural se apresentem de forma mais imediata.

Pelos fatores mencionados, as operações que aparentemente geram o melhor ganho comparativo para o gás são aquelas de uso intensivo, por exemplo, com veículos de grande porte e alta capacidade, o que faz dos corredores de ônibus de alto carregamento – como o *Bus Rapid Transit* (BRT) e faixas exclusivas – boas opções para

projetos-piloto (IDTP, 2024). Em regimes assim, o peso do combustível no custo operacional é maior, logo, o menor preço do GNV em relação ao diesel pode compensar o investimento em veículos e em infraestrutura de abastecimento. Ademais, os ônibus articulados, comuns em corredores, não costumam ser revendidos, logo, a falta de um mercado secundário para os ônibus a gás deixa de ser uma desvantagem nesses casos.

No caso do transporte de cargas, a decisão sobre a adoção de uma nova tecnologia cabe, principalmente, ao embarcador e seus prestadores de serviços, os transportadores e os operadores logísticos. Com os obstáculos a serem superados, como o maior *total cost of ownership* (TCO, em português, custo total de propriedade) do veículo a gás, a escassez de oferta de marcas e modelos de caminhões movidos a GNV e a carência de infraestrutura de abastecimento, é provável que a evolução desse mercado se inicie na forma de nichos, contemplando inicialmente as empresas com acesso à fonte própria do gás (biometano) e aquelas que perseguem metas de sustentabilidade ambiental. Como será abordado adiante, com a possibilidade do barateamento do combustível, a adoção poderá se expandir em seguida para a distribuição urbana nas cidades e, depois, para corredores azuis.

Os corredores azuis referem-se a rotas específicas com infraestrutura dedicada para veículos a gás, incluindo o GNV. Essa abordagem pode ser vista como uma transição intermediária que busca aproveitar os benefícios ambientais relativos do gás natural enquanto se avança em direção a soluções mais sustentáveis a longo prazo, como veículos elétricos movidos a energia renovável ou biocombustíveis, para alcançar as metas de zero emissões líquidas até 2050 da UNFCCC.

Ambientalmente, o GNV é considerado uma alternativa menos poluente em comparação com combustíveis fósseis convencionais, produzindo menos dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) durante a combustão. No entanto, é essencial considerar alguns pontos críticos como as emissões fugitivas de metano, pois embora a queima do gás natural emita menos CO<sub>2</sub> do que outros combustíveis, vazamentos de metano durante a produção, distribuição e operação podem contrabalançar esses benefícios

A UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*), na sua 28ª Conferência das Partes, ocorrida em Dubai-EAU em dezembro de 2023, aprovou o seu texto final, apoiando a transição energética dos combustíveis fósseis para fontes de energia mais limpas. A decisão, endossada por representantes de todos os 198 países presentes na Conferência, convoca os países a adotar “a transição dos combustíveis fósseis nos sistemas energéticos, de uma forma justa, ordenada e de forma equitativa, acelerando a ação nesta década crítica, de modo a atingir zero emissões líquidas até 2050 de acordo com a ciência”.

### **3.2 Gás natural no transporte rodoviário de cargas**

A tecnologia GNV aplicada ao mercado de cargas pode contribuir para redução dos custos de transportes, que representa 63,5% dos custos logísticos (DE SOUZA et al, 2024). Estes, por sua vez, representam 12,4% do faturamento bruto médio das empresas brasileiras, avaliado a partir de uma amostra de 130 companhias pesquisadas (FDC, 2017). Naturalmente não deve ser omitido o seu papel no esforço por descarbonização do transporte, responsável pela parcela de 50% do CO<sub>2</sub> emitido na atmosfera, de toda energia consumida no país (EPE, 2023). O GNV reduz em 85% a emissão de materiais particulados, 85% de NO<sub>x</sub> (óxidos de nitrogênio) e 21% de CO<sub>2</sub>

(dióxido de carbono), ou 95%, no caso do biometano, na comparação com o diesel Proconve 7<sup>1</sup> (BRASIL ENERGIA, 2019).

A promulgação da Lei 14.134/2021, conhecida como a Nova Lei do Gás, traz como benefícios, além da saída da Petrobras de ativos de transporte e distribuição de gás, o potencial de promover o que o mercado denomina “choque de oferta”, atraindo investimentos, incentivando a concorrência no setor e derrubando o preço do combustível.

Atualmente o setor de transportes absorve cerca de 14% do total dos 45 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural consumido no país, excluído o emprego na geração térmica que varia bastante ano a ano (Valor Econômico, 2022). Quase a totalidade dessa parcela destina-se à frota de veículos de passeio, sendo sua aplicação no transporte de cargas incipiente.

Com o objetivo de aprofundar o entendimento sobre os desafios e oportunidades identificados no documento Gás para o Desenvolvimento (BNDES, 2019) no tocante ao transporte de cargas, este texto aborda questões que podem auxiliar na identificação e resolução de gargalos e na dinamização desse mercado incipiente, mas de grande potencial. Com esse intuito foram entrevistados executivos de 21 empresas e entidades de classe<sup>2</sup> representando os diversos *stakeholders* que atuam nos mercados de transporte de cargas e provedores de soluções para o abastecimento em GNV. Neste conjunto podem ser citados embarcadores, operadores logísticos e transportadores, montadoras de caminhões, concessionárias de gás canalizado, fornecedoras de gás liquefeito, transportadoras de combustíveis e fornecedores de equipamentos para abastecimento e de equipamentos de conversão de motores para a tecnologia diesel-gás.

A sequência deste capítulo aborda inicialmente os principais limitadores à adoção do GNV no transporte de cargas, tece a seguir hipóteses sobre como se dará o crescimento no consumo do gás nesse mercado e propõe medidas para incentivar seu uso.

### **3.2.1 Principais oportunidades e gargalos na adoção do GNV no transporte de cargas**

Os principais gargalos identificados podem ser organizados em três grupos, conforme o segmento a que se referem: (i) os embarcadores, operadores logísticos e transportadores no primeiro subconjunto; (ii) os fabricantes e montadores de caminhões e componentes para motorização a GNV no segundo grupo e (iii) os provedores de infraestrutura de abastecimento no terceiro segmento, como ilustra a Figura 3.3.

Para o primeiro grupo, sugere-se a inexistência de mercado secundário e a baixa previsibilidade no comportamento de preços dos combustíveis. Para o segundo grupo, entende-se que os motores *dual-fuel* são uma oportunidade para o gás natural, e não um gargalo, já que oportunizam a adaptação dos motores para o uso do combustível

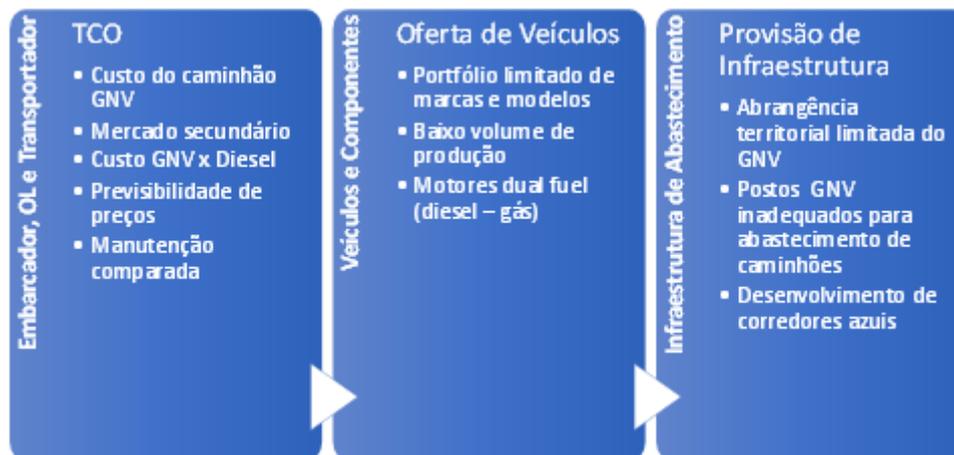
---

<sup>1</sup> A partir de 2023, todos os caminhões a diesel são produzidos no Brasil com a tecnologia Proconve P8, o equivalente ao Euro 6. Esta nova resolução impôs limites de redução de cerca de 75% de NOx, 70% de HC e 50% de material particulado com relação ao P7 (Pé na Estrada, 2024).

<sup>2</sup> Por ordem alfabética e de forma abreviada: ABEGÁS, ABRALOG (com participação das empresas BBM, Fedex, Mansev, Martin Brower, Mercado Livre e Solística) Alliance GNLog, Aspro, Bosch, Comgás, Convergás, Golar, Grupo ULTRA, Grupo CNH (Iveco), JSL, Naturgy, PLVB, Raízen e Scania.

gasoso. Para o terceiro grupo, entende-se que o desenvolvimento de corredores azuis é oportunidade e não gargalo, apesar da baixa abrangência territorial existente e da falta de postos de abastecimento inadequados.

**Figura 3.3:** Principais oportunidades e gargalos na adoção do GNV no transporte de cargas.



Fonte: Elaboração própria.

### 3.2.2 Custo Total de Propriedade para caminhões movidos a GNV

Para os embarcadores, operadores logísticos e transportadores, a decisão sobre a mudança do caminhão movido a diesel para outro movido a GNV recai fundamentalmente na comparação de custos, seja um custo tangível de propriedade e operação, ou medido de forma mais ampla, incorporando externalidades como a sustentabilidade ambiental, de mais difícil contabilização. Mais recentemente, em função de compromissos assumidos por diversas empresas, ao aderirem ao *GHG Protocol*, as metas de descarbonização passaram a ser imperativas (FGVces, 2024). No entanto, a adesão ao GNV e, mais particularmente nestes casos ao biometano, não deixa de passar por uma confrontação econômica com fontes alternativas para o transporte.

Na composição do custo tangível, usualmente emprega-se o custo total de propriedade (*Total Cost of Ownership*, TCO), em cuja metodologia são considerados todos os custos e valores associados ao ciclo de vida do veículo, a fim de avaliar sua competitividade econômica. Assim, são computados os valores de compra e de revenda e os custos de manutenção, combustível e financiamento, entre outros. Ressalta-se que é comum o uso do TCO na comparação entre tecnologias alternativas.

O custo de aquisição de um caminhão movido a GNV – particularmente a gás natural comprimido (GNC), é cerca de 30% superior em comparação a um caminhão com as mesmas características movido a diesel<sup>3</sup> (Mecânica Online, 2020). Depois que os veículos Proconve P8 (Euro6) substituíram os P7 (Euro5), os veículos diesel ficaram pouco mais custosos, por conta dos componentes necessários para alcançar os limites estabelecidos nos programas. Só após a chegada dos veículos P8 é que se pode dizer que o veículo movido a GNV é 30% mais caro que o equivalente a diesel, pois quando

<sup>3</sup> A introdução da tecnologia Proconve P8 encareceu o produto a diesel entre 15 e 20% (Pé na Estrada, 2024). Mesmo assim, o motor movido a GNV continua sendo um pouco mais caro do que o equivalente a diesel, porém, ainda com menores taxas de emissões. Estimativas recentes apontam para uma diferença para maior para o caminhão GNV da ordem de 12%, muito em função da intensificação da nacionalização de equipamentos e ganho de escala na produção.

comparado ao P7, o marco passava dos 40%. Para o gás natural liquefeito (GNL), a oferta de caminhões é ainda mais limitada e seu custo, comparado a um equivalente a GNC, é um pouco superior por exigir a presença de sistema de tancagem de maior complexidade, com dupla camada de aço, que mantenha o gás na forma liquefeita e que suporte maior pressão, além de incorporar um componente destinado à gaseificação do combustível antes de sua injeção no motor.

Pelo lado da revenda, o mercado de caminhões usados movidos a GNV é ainda inexistente. Portanto, até que esteja consolidado e que haja demandantes para esse produto, estima-se um deságio considerável. Um operador logístico tipicamente adquire um caminhão novo e o utiliza por um período de três a cinco anos, repassando-o ao mercado secundário, denominado de seminovos. Normalmente um contrato de um operador logístico dura em média dois anos, inviabilizando a amortização do ativo nesse período, caso não tenha a revenda garantida e o preço competitivo no mercado secundário.

Quanto ao custo de operação, a diferença principal entre um modelo movido a GNV e outro movido a diesel reside no custo do combustível relativamente à eficiência do veículo. Nesse sentido, já há exemplos positivos no mercado, como no caso da Pepsico, que adquiriu 18 caminhões da Scania movidos a GNV e confirma uma economia de 17% no custo com combustível comparado a um modelo equivalente a diesel (PEPSICO, 2020). Outra experiência é a relatada pela Citrosuco que, no circuito entre Matão e Santos, obteve redução média de 15% no custo por quilômetro (SCANIA, 2019).

Embora o baixo preço do combustível já seja importante para suavizar o *operational expenditure* (Opex) e contrabalançar o *capital expenditure* (Capex) investido, uma redução maior do preço do gás pode causar impactos relevantes na redução do TCO. Estima-se que o custo na bomba do GNV da ordem de 70% do preço do diesel poderia impulsionar a migração para esse combustível, caso outros limitadores sejam superados (BNDES, 2021).

Outra questão relevante é o comportamento do preço do GNV comparado ao diesel e aspectos competitivos associados. A formação de um mercado aberto, dinâmico e líquido tem o potencial de promover o que se denomina “choque de oferta”, atraindo investimentos, incentivando a concorrência no setor e derrubando o preço do combustível.

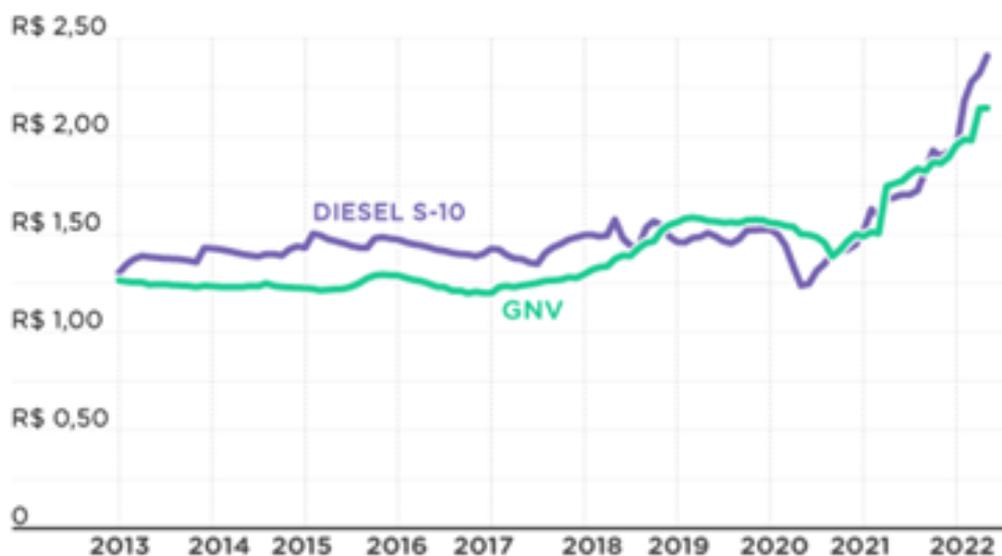
Um histórico comparado de preços relativos<sup>4</sup> do diesel S-10 com o GNV, a partir de 2013, aponta valores da ordem de 10% inferiores para o gás no período de 2013 a 2019. Esta relação se inverteu durante a pandemia de COVID 19, voltando a ficar vantajosa para o GNV a partir de 2022, como mostra o Gráfico 3.2.

Ainda no escopo de custo do combustível, no caso de o frotista possuir fonte própria de gás, como é o caso das usinas de cana de açúcar, empresas coletoras de lixo com acesso a aterros sanitários e outras companhias que processam biomassa, esse custo pode cair substancialmente, incentivando a substituição da frota pelo motor a gás (utilizando biometano), com um *payback* do investimento mais rápido.

---

<sup>4</sup> O preço relativo considera as diferenças de densidade energética dos combustíveis e eficiência dos motores, fornecendo o preço do quilômetro rodado.

**Gráfico 3.2:** Histórico de preços relativos do Diesel S-10 e do GNV, valores corrigidos pelo IPCA de 06/2022.



Fonte: Nexo (2023).

Na condição de fatores relacionados à sustentabilidade ambiental serem inseridos na contabilização do TCO, a vantagem do GNV sobre o diesel pode ser bastante superior, porém este balanço não é trivial de ser avaliado, além de ser difuso, o que dificulta a maior propensão à substituição da frota para um combustível menos poluente.

Quanto à manutenção, o custo para um caminhão a GNV é da ordem de 8% maior, em função principalmente do óleo de lubrificação do motor que tem uma especificação mais exigente (Mecânica Online, 2020). Entretanto, tal componente do custo tem participação pequena quando comparado aos demais itens do TCO. Cabe lembrar que os motores possuem tecnologias diferentes, uma vez que o caminhão a GNV opera em ciclo Otto e queima um combustível mais limpo, gerando menor exigência de manutenção. O caminhão movido a GNL possui um componente adicional para promover a gaseificação prévia do combustível antes da injeção no motor, o que pode encarecer o seu custo de manutenção. Porém, espera-se que, ao menos inicialmente, os custos de manutenção dos veículos movidos a gás natural sejam significativamente superior ao do equivalente diesel, por ser tecnologia nova, exigindo qualificação da mão-de-obra responsável, podendo haver escassez de peças sobressalentes. Isto tem sido observado para veículos elétricos, onde é domínio comum afirmar que a manutenção é mais barata por ter menor número de partes móveis, mas, na prática, observa-se custos razoavelmente superiores (Reuters, 2024; Fleet News, 2023).

Portanto, para o subconjunto dos embarcadores, operadores logísticos e transportadores, o principal gargalo a ser vencido se resume ao menor TCO do veículo a diesel quando comparado com os modelos movidos a GNV. O retorno do investimento em menor prazo, mediante principalmente à redução do custo de aquisição do caminhão GNV, o amadurecimento de um mercado secundário para recolocação do veículo usado e preços do gás a um valor menor do que 70% do preço do diesel são fatores que contribuiriam para uma maior adoção de veículos movidos a gás natural.

### 3.2.3 Oferta de caminhões movidos a GNV e mercado de conversão *dual fuel*

Tratando dos fabricantes e montadores de caminhões e componentes para motorização a GNV, pode-se afirmar que o mercado ainda está em formação, embora a tecnologia já seja dominada.

Atualmente, existem três montadoras de caminhões GNV no mercado brasileiro, sendo a Scania a pioneira, com configurações de motores de nove e 13 litros, tanto a GNC quanto a GNL, com potência de 280, 340 e 410 cv. Outra montadora com produto recém-lançado é a Iveco com motor de 13 litros e 460 cv. Além destas duas a MWM anunciou a chegada de modelos de 4,8 e 7,2 litros. Cabe destacar também que a New Holland, fabricante de implementos agrícolas anunciou o lançamento de trator movido a GNV. Portanto, um gargalo identificado é a oferta ainda restrita de marcas e modelos que tenham potencial de atuação nos segmentos de curta, média e longa distâncias. O mercado absorveu 356 caminhões a GNV em 2022 de um total de 120.133 licenciados no país (TRANSPORTE MODERNO ONLINE, 2024).

O caminhão a GNL tem como grande vantagem a maior autonomia que pode atingir 1.600 km, a depender do volume total dos cilindros de armazenamento, enquanto um equivalente a GNC pode rodar continuamente por até 500 km (JUNTOS NO CAMINHO, 2024). O modelo GNL da Scania foi anunciado como tendo autonomia superior a 800 km (ESTRADÃO, 2024). Uma desvantagem relatada para o motor GNL é que pode haver perdas no processo de regaseificação.

Com o objetivo de incentivar o uso do GNL, o Ministério dos Transportes, através do Conselho Nacional de Trânsito - CONTRAN emitiu a Deliberação Nº 270, de 5 de dezembro 2023, que altera a Resolução CONTRAN nº 882, de 13 de dezembro de 2021, aumentando o tamanho máximo dos veículos articulados com duas unidades, do tipo caminhão-trator e semirreboque para 19,30 m. Essa medida visa atender demanda do mercado que necessitava de um adicional de 0,70m na composição para viabilizar a inclusão dos tanques de GNL.

Portanto, um gargalo identificado é a oferta ainda restrita de marcas e modelos que tenham potencial de atuação nos segmentos de curta, média e longa distâncias.

Uma alternativa para incentivar a disseminação do uso do gás natural em veículos pesados é a adoção da tecnologia *dual fuel* (também conhecido como diesel-gás)<sup>5</sup>, que poderia reduzir algumas barreiras e assim provocar importante impulso na adoção do GNV no país. Esta tecnologia pode possibilitar acesso a um combustível mais barato com desembolso significativamente menor para o caminhoneiro autônomo, com o investimento menor (adaptação do motor diesel), e possuindo alternativa no abastecimento do veículo nas rotas.

No Brasil, cerca de 120 mil caminhões novos são licenciados anualmente (ANFAVEA, 2022), enquanto a frota total de caminhões é da ordem de 2,2 milhões (SINDIPEÇAS, 2022). A disseminação dessa tecnologia tem potencial para atingir não apenas o mercado de novos caminhões, mas também o de usados, que garante maior escala, embora a utilização da tecnologia *dual fuel* em caminhões antigos, não garanta a redução de gases de efeito estufa ou poluentes locais.

---

<sup>5</sup> A solução consiste na injeção de gás em um motor originalmente concebido para operar a diesel, passando assim a utilizar os dois combustíveis.

Apesar da perda de eficiência ocasionada pela injeção do gás em um motor *dual-fuel*, que é estimada em torno de 5%, estes são ainda mais eficientes do que os que são operados em ciclo Otto.

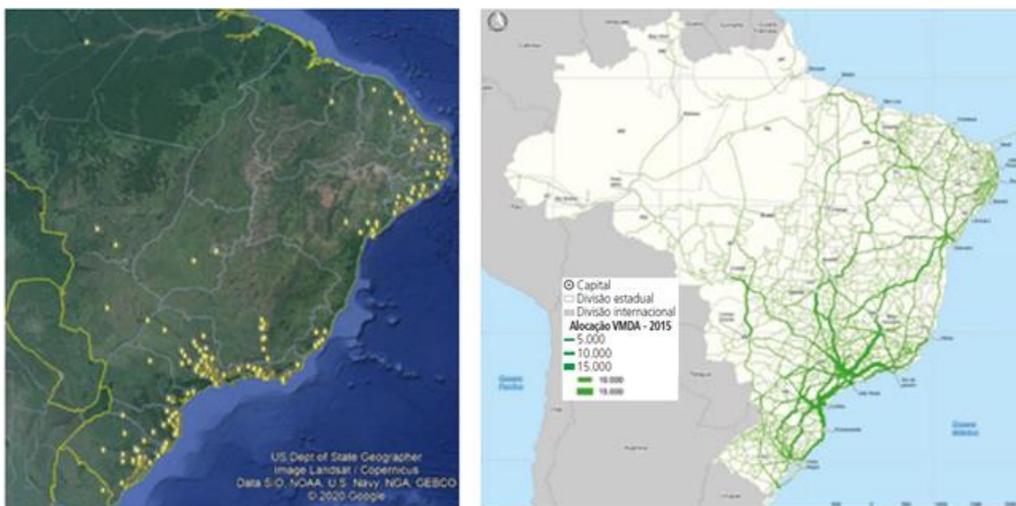
Atualmente, o módulo eletrônico que comanda a injeção do gás nos motores diesel-gás é importado, podendo ser nacionalizado caso se opte pela adoção dessa tecnologia. Por fim, cabe comentar que a adoção da tecnologia diesel-gás, bem como a adaptação de caminhões usados, deverá vir acompanhada da capacitação de profissionais e oficinas para a realização da conversão do motor com segurança e garantia.

### 3.2.4 Provisão de infraestrutura de abastecimento

O terceiro grupo entre os limitadores na adoção do GNV, é representado pelos provedores de tecnologia de abastecimento, que compreende as concessionárias de gás, os fornecedores de GNL, os fabricantes de *dispensers*, compressores e painéis de controle, além dos próprios postos de abastecimento.

Atualmente, há cerca de 1.700 postos com fornecimento de GNV no país para veículos leves, a maioria nos centros urbanos, com maior concentração nas capitais das regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Por outro lado, poucas são as rodovias ligando estas e outras cidades supridas com uma rede de abastecimento, conforme ilustrado na Figura 3.4, o que configura um importante gargalo na disseminação do uso de gás natural pelos caminhões.

**Figura 3.4:** Distribuição dos postos GNV e densidade de tráfego de caminhões nas rodovias brasileiras.



Fonte: (GOOGLE MAPS, 2024; FDC, 2018).

Contudo, não bastam postos fornecendo gás natural: são necessárias baias exclusivas para abastecimento para caminhões, dotadas de *dispensers*, compressores e painéis de controle adequados que propiciem um abastecimento ágil, uma vez que os tanques dos caminhões são consideravelmente maiores que os dos automóveis, e o tempo que o veículo permanece parado para abastecer resulta em perda de rentabilidade. Nos postos de cidades e subúrbios, seria também necessários a adaptação arquitetônica para a recepção e o abastecimento de caminhões que trafegam

em perímetro urbano. Ademais, o Brasil carece de normas técnicas para definição de padrões de conectores e cilindros, que podem possuir exigências maiores para sua certificação, além de poucas ou ausentes normas para verificação de tanques e postos para abastecimento de veículos pesados por GNV ou GNL. Por fim, cabe mencionar que a indústria nacional é fornecedora desses equipamentos, usualmente, por meio de importação.

A aquisição dos equipamentos para abastecimento de GNV pode ser realizada por meio da locação, o que reduziria o investimento. Ademais, isso geraria uma fonte extra de renda dentro da mesma instalação, diluindo seus custos fixos.

No que tange ao abastecimento de rotas, pode-se considerar a implantação de gasodutos físicos ou mesmo de “gasodutos virtuais”, realizados por caminhões isotanques transportando GNL, com a instalação de uma estação de regaseificação nos postos. Essa solução é adequada para corredores pouco assistidos por concessionárias de gás natural, especialmente no interior do país, ou para início de operação, quando, apesar de viável, ainda não exista demanda suficiente para justificar economicamente os investimentos em rede de distribuição<sup>6</sup> em um primeiro momento.

Outra fonte de suprimento de gás com grande potencial é a produção de biometano, especialmente no interior do país, que pode ser injetado na rede. Conforme estimativa da Associação Brasileira do Biogás (Abiogás), as usinas de cana têm a capacidade de suprir 55 milhões de m<sup>3</sup>/dia (ABIOGÁS, 2020).

Em suma, a deficiência de infraestrutura de distribuição e abastecimento de gás é um obstáculo ao florescimento do mercado, sendo necessários investimentos nesses ativos para possibilitar uma ampliação da frota de caminhões.

### **3.2.5 Hipóteses sobre o desenvolvimento do mercado de GNV no transporte rodoviário de cargas**

Apresentados os condicionantes a serem superados na dinamização do mercado de gás natural no Brasil, pode-se prospectar a forma como a adoção progressiva do combustível no mercado de fretes irá se desenvolver.

Em função das características e restrições do principal decisor sobre a adoção ou não do GNV, que são os embarcadores e seus contratados – os transportadores e operadores logísticos – pode-se depreender que a adesão ao GNV se dará inicialmente em nichos, de forma experimental.

Já é fato noticiado que algumas empresas do ramo do agronegócio, como a São Martinho e a Citrosuco (Revista Tecnológica, 2020) e muitas outras engajadas em metas de sustentabilidade, tais como Ambev, Pepsico, L’Oréal, Mercado Livre, B2W, Carrefour, Grupo Big, JBS, Nestlé, Unilever e outras mais (Future Transport, 2020; Automotive Business, 2021; Autos Pesados, 2021) adquiriram caminhões movidos a GNV, seja diretamente ou através de seus operadores logísticos. Trata-se de um movimento em expansão e essas ações podem servir de *cases* de sucesso aos potenciais seguidores.

---

<sup>6</sup> As principais concessionárias do país, Naturgy e Comgás, mostraram-se dispostas a investir na expansão dos gasodutos de distribuição à medida que a demanda cresça e justifique economicamente o investimento.

Neste sentido, as empresas com acesso à fonte própria possuem facilidade de aquisição do combustível a baixo custo e são candidatas naturais à migração do diesel para o biogás. Entre essas empresas, destacam-se: (i) usinas de cana, que produzem como resíduo da fabricação de açúcar e etanol a vinhaça, que pode ser convertida em biogás; (ii) outras de produção de biomassa, como a criação de animais, cujos dejetos também são fonte natural de metano; (iii) empresas coletoras de lixo, com acesso aos aterros sanitários.

Caso o cenário de “choque de oferta” se concretize, causando aumento de competitividade do GNV frente ao óleo diesel, associado à divulgação de uso do GNV em diferentes frotas e demais iniciativas de fomento a esse mercado incipiente, o uso do gás pode ganhar tração e dinamizar toda a cadeia para superação de obstáculos, desencadeando um processo de migração do diesel para o GNV. Ainda assim, estima-se uma transição lenta inicialmente.

Outro potencial uso crescente do GNV se dará na distribuição urbana de cargas. O grande impulsionador deste movimento é a forte presença de postos de GNV nas grandes cidades. Atualmente, cerca de 450 municípios possuem postos abastecidos com GNV, com um total de 1.700 postos no Brasil (SZCZERBACKI, 2018), porém foram construídos para abastecimento de frota de veículos leves, havendo necessidade de investimentos para abastecimento de veículos pesados. Cabe destacar que nas cidades, a adoção de VUCs elétricos já é também uma realidade, apresentando-se como forte concorrente do GNV.

A questão ambiental nas cidades é muito mais crítica do que nos subúrbios e áreas rurais, trazendo pressões sobre os governos locais para induzirem o uso de fontes mais limpas, porque isso tem impacto na saúde pública. A poluição causa um gasto adicional no sistema de saúde pago, em grande parcela, com dinheiro público. Uma vantagem adicional, para o uso nas cidades e particularmente no caso dos caminhões de coleta de lixo, é que o nível de ruído emitido pelo equipamento é 20% menor do que o de um caminhão equivalente a diesel (Mundo Logística, 2020).

Além da distribuição urbana, os deslocamentos de média distância, na faixa de até 500 km, dentro da autonomia de um caminhão a GNC, pode ser um segmento promissor. Este racional se sustenta no fato de que muitas dessas rotas são realizadas no âmbito de contratos com operadores logísticos, tais como operações *inbound*, *outbound* e *milkrun* ou de abastecimento de centros de distribuição mais próximos do fornecedor, com rotas fixas ou pouco variáveis. A vantagem neste caso é que uma solução *in house* pode ser desenhada, com abastecimento em garagem, tornando a operação independente da infraestrutura de estrada e a um custo mais baixo, já que o operador não é onerado com a margem da revenda nos postos.

Claro que o aproveitamento dos corredores já abastecidos com GNV também se mostra uma oportunidade, como é o caso das ligações São Paulo – Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – Belo Horizonte, São Paulo capital com o interior do estado, Rio de Janeiro com o interior do estado e outras ligações no Sul e Nordeste, onde há presença de gasodutos de distribuição das concessionárias que garante segurança de abastecimento para rotas neste domínio.

A última fase na expansão do uso do GNV deve se dar nos grandes corredores logísticos do país, nas distâncias superiores a 500 km. Este mercado é tipicamente dominado pelos transportadores autônomos (ILOS, 2016) que possuem restrições

financeiras para aquisição de um equipamento novo, mais caro, normalmente servindo-se do mercado dos seminovos. Como visto, este é ainda um mercado inexistente para o GNV. Do ponto de vista de abastecimento, a presença de uma rede de corredores azuis abrangendo as rodovias de maior fluxo de caminhões é fator decisivo para que outros segmentos de transporte rodoviário no país sejam atendidos.

É também promissor para a disseminação do GNV a produção de biogás no interior do país no denominado “pré-sal caipira”, com estimativas da Abiogás apontando potencial de produção de 20 milhões m<sup>3</sup>/dia em 2030.

### **3.2.6 Proposição de medidas para incentivar o uso do GNV no transporte rodoviário de cargas**

A adoção do GNV nos veículos de carga no Brasil, bem como a celeridade desse processo, depende de muitos fatores, como apontados ao longo do texto. Algumas ações podem ser estabelecidas no sentido de destravar este crescimento, dentre as quais podem ser consideradas:

#### *3.2.6.1 Expansão do cadastro de marcas e modelos de veículos GNV*

A expansão da base de modelos de caminhões a gás ofertados no mercado e credenciados para financiamento contribui na adoção desta tecnologia, uma vez que os clientes potenciais podem assim ter acesso a veículos de diferentes portes e características que atendam de forma mais adequada às suas necessidades.

O Credenciamento de Veículos a GNV foi um dos objetos da Metodologia especial de credenciamento do BNDES denominada Mobilidade de Baixo Carbono (MBC), em vigor desde outubro de 2019. Tal Metodologia facilitou a inclusão no cadastro que habilita o equipamento para financiamento, por meio do estabelecimento de condições menos restritivas para conteúdo local no momento da adesão, devendo o fabricante aceitar o crescimento progressivo de tal conteúdo segundo uma curva predeterminada.

O estímulo à utilização de tais mecanismos de credenciamento e financiamento pode contribuir para impulsionar o aumento na variedade de fabricantes e portes de veículos a GNV no mercado brasileiro, cujo interesse já foi demonstrado por algumas montadoras.

O mapeamento e a articulação junto aos potenciais usuários para que se tenha maior clareza das necessidades a serem atendidas pode auxiliar no desenvolvimento de modelos com maior probabilidade de adoção pelo mercado.

Conforme apresentado, a dinamização do mercado de GNV no transporte de cargas deve-se dar em nichos, inicialmente. Embora alguns nichos possam ser facilmente apontados, como já identificados pelo bloco, seus potenciais usuários não são nitidamente evidentes. A interação com associações de embarcadores e operadores logísticos, tais como ABRALOG, ABOL, ANUT, PLVB, entre outras, tendo como base os temas relacionados à sustentabilidade e ao uso do gás natural e biocombustíveis, também pode auxiliar na identificação desses usuários potenciais e suas necessidades.

### 3.2.6.2 *Financiamento de Postos GNV em Instalações de Operadores Logísticos*

A instalação de postos de abastecimento de GNV privativos dos operadores de frotas rodoviárias possibilita o alcance de uma série de benefícios:

- Promove maior eficiência operacional, permitindo o planejamento de rotas e minimizando (ou eliminando) as paradas para abastecimento;
- Possibilidade de redução do custo do combustível ao operador pela negociação do fornecimento diretamente com as distribuidoras do Gás Natural;
- Serve como mitigador à eventual escassez localizada de postos públicos de abastecimento.

Assim, soluções de financiamento da aquisição e instalação dos equipamentos (inclusive possíveis obras civis), destinados à implementação de postos de abastecimento privativos nas dependências dos operadores, podem contribuir para a ampliação de frotas de caminhões a gás.

### 3.2.6.3 *Financiamento da Qualificação de Postos GNV para Abastecimento de Veículos Pesados*

O abastecimento de GNV em veículos pesados demanda o uso de equipamentos diferenciados. Os postos de GNV existentes devem, portanto, adequar seus equipamentos a esta finalidade. Geralmente, estes postos possuem uma capacidade de armazenamento de 15 Nm<sup>3</sup> de GNV<sup>7</sup>, permitindo que a operação de abastecimento de veículos leves demore cerca de 2 minutos.

O abastecimento de veículos pesados, cuja capacidade de armazenamento é superior aos 200 Nm<sup>3</sup>, demandariam mais de 25 minutos para uma carga completa se abastecidos com os equipamentos convencionais. Assim, é necessário que os postos aptos a receberem caminhões movidos a GNV disponham de compressores e *dispensers* com maior capacidade de vazão.

A qualificação dos postos de GNV existentes para o abastecimento de veículos pesados consistiria, dessa maneira, na adequação de seus equipamentos de abastecimento, bem como eventuais obras civis necessárias ao recebimento de caminhões.

### 3.2.6.4 *Estruturação de Corredores Azuis*

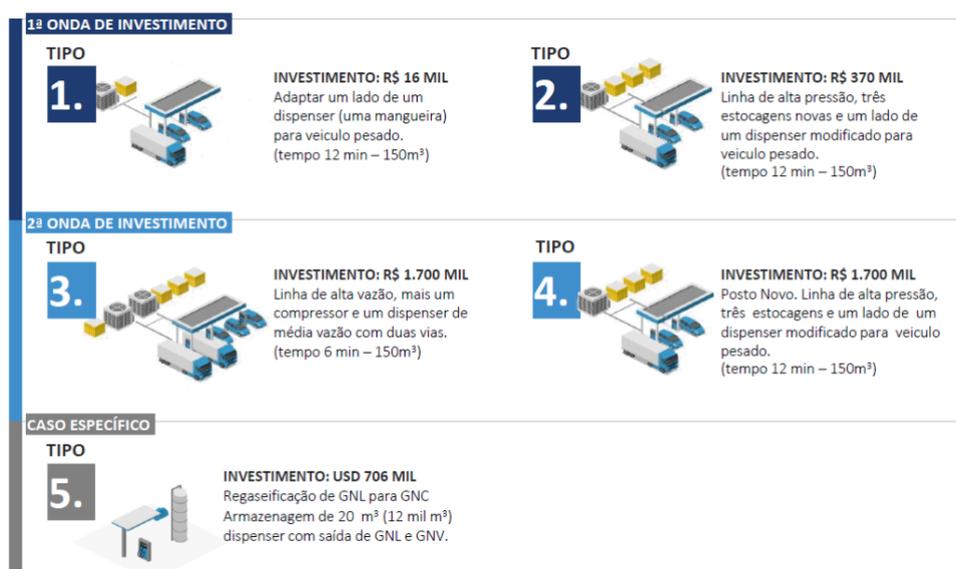
Outra iniciativa importante na dinamização do mercado de GNV no transporte de cargas consiste na estruturação de corredores azuis. Vale lembrar que, de acordo com as hipóteses sobre o desenvolvimento desse mercado, a tendência é que os corredores azuis ganhem maior importância caso o preço do GNV se torne competitivo com o preço do diesel. A existência de um mercado secundário para caminhões movidos a gás natural, aliado a uma maior divulgação do uso do GNV em veículos pesados pode levar a decisões de adoção deste tipo de veículo.

---

<sup>7</sup> Nm<sup>3</sup> denomina-se metro cúbico normal. Como as condições de temperatura e pressão podem afetar substancialmente o volume ocupado pelo gás, estabeleceram-se condições padrões para sua medição, que são, 1 atmosfera, 0° C e 0% de umidade relativa.

Nesse sentido, o investimento em adaptação dos postos de abastecimento ou o desenvolvimento de novos veículos movidos a GNV, são dois pontos de destaque para elevar a discussão a respeito dos corredores azuis. A ConsulGas demonstrou em seu portfólio a maneira como os investimentos são feitos em postos de abastecimento, de acordo com ondas de investimentos, como pode ser visualizado na Figura 3.5 (CONSULGAS, 2024).

Figura 3.5: Tipos de investimentos para adaptação ou produção de veículos a gás (CONSULGAS, 2024).



Vislumbra-se a implantação de corredores azuis em duas ondas, que se iniciam para as rodovias já abastecidas com rede de distribuição de gás e com maior densidade de tráfego pesado (na faixa de 5 mil caminhões/dia ou superior) e, em uma segunda onda, as rodovias de média densidade (1,5 a 5 mil caminhões/dia).

Na primeira onda de investimento, a proposta do primeiro tipo possibilita a inserção de abastecimento de veículos pesados, ao adicionar um *dispenser* ao posto de GNV. No tipo 2, sugere-se uma linha de alta pressão, onde novas estocagens aumentam a capacidade de abastecimento de GNV do posto. Apesar de um aumento significativo de investimento do tipo 1 para o tipo 2, essa adaptação possibilitaria uma maior disponibilidade de GNV em veículos pesados, inserindo a linha de alta pressão.

Na segunda onda de investimento, as adaptações propostas englobam linhas de alta vazão, onde aumenta-se a capacidade de abastecimento de veículos pesados, por meio da adesão de mais um compressor e *dispenser*. Dessa forma o tempo de abastecimento seria reduzido pela metade, trazendo mais agilidade ao sistema de abastecimento proposto, assim como acessibilidade do combustível aos veículos pesados, tendo em vista a maior capacidade de armazenamento do posto.

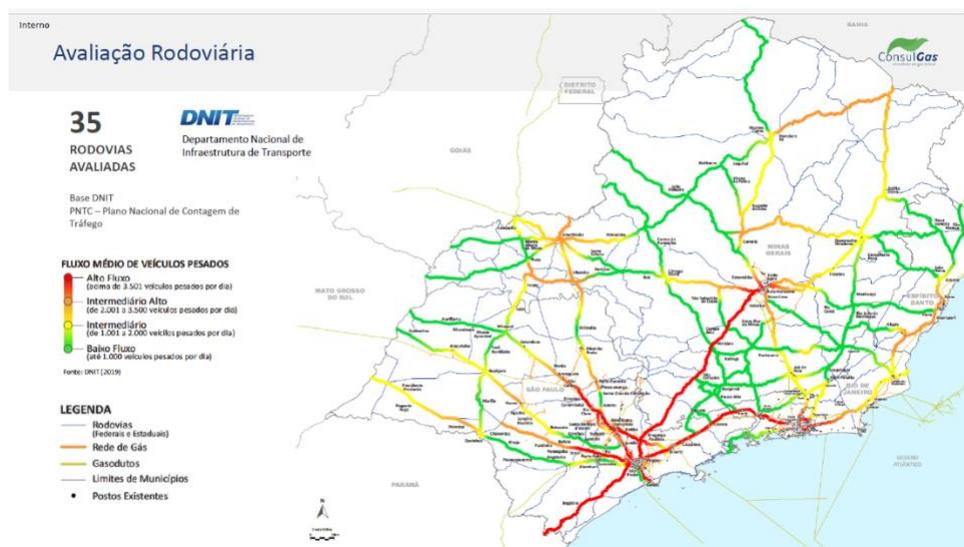
Informações preliminares indicam a existência de postos adaptados para abastecimento de veículos pesados em algumas regiões, como São Paulo (12 postos), Minas Gerais (9 postos), Santa Catarina (1 posto de alta vazão) e Paraná (5 postos), por exemplo (GASMIG, 2024; SCGAS, 2024; COMPAGAS, 2024).

Para efetivar a estruturação dos corredores azuis, sejam eles com foco no GNV e biometano, ou associados a outras fontes de energia, é necessária a contratação de estudos específicos para elencar os trechos de rodovias federais com maior viabilidade

e prioridade para implantação. Na figura 3.6, é demonstrado um mapeamento do fluxo médio de veículos pesados na região Sudeste brasileira, em conjunto com a rede de GN e gasodutos existente na região, que foi realizado pelo Departamento Nacional de Infraestrutura de Transporte (DNIT).

É importante ressaltar que o estabelecimento das principais rotas percorridas pelas indústrias, assim como a disponibilidade de postos de abastecimento ao longo das rodovias utilizadas nessas rotas seriam ferramentas essenciais, que corroborariam para o desenvolvimento dos corredores azuis no país.

**Figura 3.6:** Mapeamento de fluxo médio de veículos pesados na região sudeste brasileira.



A dominância da distribuição dos postos de GNV nessa região é confirmada pela Tabela 3.1, onde pode ser percebido que dos 910 postos existentes, 558 ficam localizados no estado do Rio de Janeiro, seguindo-se pelo estado de São Paulo, com 262 postos. Em termos, essa distribuição está intimamente ligada com a disposição das linhas de gasodutos, assim como com o fluxo médio de veículos pesados demonstrado pela Figura 3.6.

**Tabela 3.1:** Postos de GNV da região sudeste brasileira.

Estado	Total de postos	Postos em rodovias	% na rodovia
ES	34	10	29%
MG	56	6	11%
SP	262	39	15%
RJ	558	96	17%
TOTAL	910	151	17%

Essa combinação de fatores se mostra como pontapé inicial para o projeto de corredores azuis, que poderia ser realizado em três fases importantes distribuídas temporalmente entre os anos de 2023, 2025 e finalizando em 2030 (CONSULGAS, 2024).

A primeira onda, começando em 2023, leva em consideração o aproveitamento da base de postos GNV localizados nas principais rodovias que cortam os estados, o que preencheria o gap de informações sobre a localização dos postos de abastecimento.

A segunda onda determina pontos estratégicos para a instalação de novos postos de GNV, levando em consideração o fluxo das rodovias e o atendimento aos veículos, bem como suas características de quilometragem (rotas) percorridas.

A terceira e última onda, em 2030, considera que as principais rodovias do país e rotas dos estados já cobrem boa parte da demanda de gás natural para atendimento aos veículos pesados. Assim, a rota de corredores azuis projetada é demonstrada pela Figura 3.7.

**Figura 3.7:** Fases do projeto de corredores azuis no Brasil (CONSULGAS, 2024).



A expansão da rede de postos é um ponto central para a ampla disseminação de veículos pesados movidos a gás, ampliando a flexibilidade de rotas, e impulsiona a descarbonização do setor ao implementar o gás natural como alternativa aos combustíveis fósseis. No entanto, o desenvolvimento de projetos que incentivem o mapeamento de rotas de veículos pesados, bem como o investimento atrelado para adaptação/inserção de postos de GNV de alta vazão e a interligação com a disponibilidade e demanda de gás natural da região podem ser uma chave para a concepção de corredores azuis no Brasil.

### 3.3 Gás Natural no transporte marítimo

O potencial de redução de emissão de carbono com a utilização do GNL em embarcações, em relação à combustíveis fósseis, como o diesel, varia entre 4 a 22%. A sua utilização, no entanto, deve ser conjunta com outros combustíveis que possuem maior entrega de energia, por isso ele é considerado uma alternativa para a transição energética no curto prazo e médio prazo, considerando a participação desse modo.

A longo prazo, o GNL é considerado como um produto que, com a tecnologia atual, não poderá suprir isoladamente as exigências do setor para o cumprimento das metas da Organização Marítima Internacional (em inglês, *International Maritime*

*Organization – IMO*), cujas metas são de: redução de 20% até 2030, visando 30%; redução de 70% até 2040, visando 80% *Net-zero* (zero emissões) até 2050 (IMO, 2023).

Ainda assim, como as emissões de gases de efeito estufa (GEE) pela combustão do GNL parecem ser menores que as do óleo combustível, ele é considerado uma alternativa de transição, para ajudar a alcançar as metas de curto prazo da IMO, por isso a sua utilização tem crescido e tem se destacado em muitos países e entre grandes empresas de navegação no mundo. O grande contraponto do uso deste combustível é a emissão de metano, que nesse caso são oriundas de vazamentos, que podem ocorrer nas mais diversas fases de interação com o GNL.

### **3.3.1 Utilização de GNL nos motores de embarcações**

O GNL é utilizado nas embarcações em motores de baixa velocidade (que geralmente utilizam diesel, com a possibilidade de conversão para GNL). É possível a sua utilização em motor *dual-fuel*, que é um motor diesel que pode ser equipado com dispositivos adicionais que permitem a utilização de outros combustíveis como o gás natural, por exemplo.

Esse motor (de baixa velocidade) é acionado em operações de carga e descarga do navio, e em aproximação e distanciamento do porto. No motor de média e alta velocidades são utilizados combustíveis mais pesados, com maior densidade energética, dificultando sua conversão para o uso de GNL. Estima-se que o gás natural liquefeito precisaria de cerca de 1,8 vezes o espaço que o óleo combustível marítimo ocuparia para atingir a mesma entrega energética.

Sobre a adaptação de motores da frota já existente no Brasil, há a opção de uso do GNL em motor *dual-fuel*, que não é o motor convencional, mas é possível de ser adaptado, tendo em vista que essa adaptação não envolve a troca do motor, mas sim a instalação de um conjunto de componentes. Dessa maneira, diz-se que a mudança do tipo de motor para o GNL é considerada possível, e com isso, há uma adaptabilidade na motorização e capacidade da indústria atender essa demanda.

O crescimento pelo interesse em GNL pela indústria naval se mostrou consistente, tendo em vista que no ano de 2021 a frota mundial contava com 182 navios impulsionados por gás natural liquefeito (GNL), com projeções indicando que esse número ultrapassará 2000 unidades até 2025. No entanto, no final de 2023, mais de 800 embarcações de diversos tipos e tamanhos operavam exclusivamente com GNL.

Com relação às modalidades de embarcações que operam com GNL, as barcas são o tipo de navio que mais frequentemente adotam este combustível, desempenhando papéis tanto no transporte de passageiros quanto de carga, incluindo veículos e outros itens, com 43 unidades operando mundialmente, em 2021. Em segundo lugar, destacam-se os navios tanqueiros, que transportam tanto óleo quanto gás, e as embarcações para suporte *offshore* também se destacam nesse cenário. Mas, há indícios de que o montante de embarcações que adotam GNL encontra-se em substancial crescimento em escala global, abrangendo desde embarcações de 7000 toneladas de porte bruto até aquelas com imponentes 371.000 toneladas de porte bruto.

### 3.3.2 Oferta de GNL para embarcações

Nesse cenário, a oferta para abastecimento de GNL se torna importante, tendo em vista que em 2021 existiam apenas 117 pontos de oferta de gás natural liquefeito espalhados pelo mundo. Grande parte dessa oferta se encontra na Europa, Ásia e costa leste dos Estados Unidos, mas na América do Sul havia (2021) apenas um ponto de abastecimento, situado no porto de Buenos Aires, na Argentina.

No contexto brasileiro, não há registros de navios propulsados por GNL, seja na cabotagem ou na navegação interior. Até o momento, apenas duas embarcações destinadas a *ferryboats* foram construídas em 2008, mas foram posteriormente convertidas para utilizar diesel.

No entanto, atualmente existem cinco unidades flutuantes de regaseificação e resfriamento *offshore* com capacidade para produzir GNL em sua forma adaptada para distribuição em pequena escala (*Small Scale*), seja em terra firme ou no processo de *bunkering* (abastecimento de embarcações). Cabe ressaltar que essas unidades de regaseificação são alimentadas exclusivamente por GNL.

Um ponto importante sobre isso é que grande parte da frota de navios graneleiros, petroleiros e cargueiros no Brasil está próxima de substituição nos próximos 3 a 4 anos, devido ao seu tempo de vida útil. Já a frota de barcas e navios container têm, ainda, em média, 10 a 12 anos de uso até que se tornem obsoletos ou sejam renovados. Os navios que carregam GNL podem possuir a estrutura de armazenamento e abastecimento de gás, o que facilitaria a conversão. Estes navios possuem uma idade média de 17 anos de uso, com a vida útil sendo de 25 anos. Isso indica a oportunidade de adoção de embarcações que adotem o GNL como combustível no Brasil.

### 3.3.3 Navegação interior - GNL no Amazonas

Uma unidade de regaseificação flutuante (*Floating Storage Regasification Unit - FSRU*) será instalada no porto de Vila do Conde, em Barcarena/PA, com previsão para maio de 2025 (ANTAQ, 2021). Essa unidade tem como o objetivo receber GNL importado e regaseificar, para fornecer o gás para unidades industriais no norte do país.

A logística de distribuição será pela via terrestre, uma vez que o transporte por barcas na região, em especial com destino a Marabá, pelo Rio Tocantins, não tem regularidade, pois nem sempre o rio está em condições de navegabilidade.

Para que se viabilize a alternativa logística do gás natural liquefeito pela hidrovia, a movimentação do GNL ou mesmo do gás já em estado gasoso é factível, em contêineres ou tanques que podem ser carregados em barcas. Para garantir condições de navegabilidade pelo Rio Tocantins, será necessário a estruturação de prioridades para dragagens na região do Pedral do Lourenço e Pedral do Marabá (Câmara dos Deputados, 2023).

### 3.3.4 Infraestrutura para fornecimento/abastecimento de GNL no Brasil

Quanto à infraestrutura de fornecimento de GNL, ainda são enfrentados desafios significativos, principalmente porque o país ainda não possui terminais de abastecimento de GNL para embarcações. Isso representa um obstáculo considerável,

uma vez que os custos associados à construção e manutenção de tanques de GNL em terra são substanciais.

Adicionalmente, o Brasil depende da importação de GNL para atender à demanda por gás natural, assim como importamos este combustível da Bolívia via Gasbol. Ademais, o País não dispõe de unidades suficientes de liquefação, levantando preocupações entre os players do setor, que temem investir em uma frota com essa tecnologia sem garantias suficientes de oferta de GNL para suprir as necessidades da navegação.

O setor de transporte aquaviário avalia que a indisponibilidade do produto, a dependência da importação e a ausência de políticas públicas incentivadoras e desoneradoras dos custos de aquisição ainda representam riscos e incertezas que desencorajam os investidores a adotarem essa alternativa.

Entretanto, é importante notar que a atividade de fornecimento/abastecimento para embarcações está prestes a iniciar no Brasil, particularmente em Santos/SP (Transporte Moderno, 2023). Ainda há questões regulatórias a serem superadas, incluindo a liberação do transporte de caminhões carregados em balsas para o abastecimento de navios ancorados em áreas de fundeio nos portos e o uso de *skids* de redução de pressão para o abastecimento (uma espécie de mangueira) nessa operação. Vale destacar que o tempo de abastecimento de embarcações com GNL é inferior ao requerido pelos combustíveis tradicionais, o que representa um ponto positivo. Assim, resumidamente pode-se concluir os seguintes pontos:

1. O GNL é o combustível alternativo com o maior amadurecimento tecnológico (mundial) com infraestrutura para fornecimento/abastecimento em diversos pontos do mundo, e isso se reflete na crescente frota de navios que utilizam este combustível;
2. O GNL não é uma alternativa que promove grande diminuição nas emissões de gases de efeito estufa no longo prazo, pois é utilizado em apenas um dos motores necessários para o funcionamento das embarcações e ainda dependerá de outro combustível para uso conjugado, que entregue maior resultado energético, logo, a escolha do GNL, por não poder ser utilizado exclusivamente e isolado, não seria suficiente para atender as metas de *Net-Zero* da IMO2050
3. Deve ser avaliado se o GNL pode ser uma alternativa para contribuir para atingir as metas de curto e médio prazo da IMO. Portanto uma alternativa para o processo de transição;
4. Deve ser avaliado se no longo prazo o GNL pode ser utilizado com biodiesel, outros biocombustíveis e novas tecnologias conjugadas para atingir a meta da IMO2050;
5. Em relação à oferta do GNL para atender a demanda do mercado, o Brasil ainda não tem produção suficiente de GNL, dependendo de sua importação. O setor (transporte aquaviário) avalia que a indisponibilidade do produto, a dependência da importação e a ausência de políticas públicas que incentivem o seu uso e desonerem o custo da aquisição ainda impõem riscos e incertezas que inibem investimentos nesta alternativa;

6. Embora ainda não exista fornecimento de GNL no Brasil, que se encontra em desenvolvimento, há questões regulatórias que impedem o transporte de caminhões em balsas e utilização de *skid* de redução de pressão para o abastecimento de embarcações;
7. Em relação à infraestrutura para fornecimento/abastecimento, o Brasil necessitará de investimento em portos e terminais portuários para atender a demanda, o que hoje é visto como um dos principais óbices. Já existem 5 unidades de regaseificação no Brasil que podem ser adaptadas para o fornecimento/abastecimento de GNL para embarcações, mas ainda não estão totalmente preparadas para essa atividade.

### 3.4 Gás natural em ferrovias

A utilização do gás natural, especialmente na forma líquida (GNL) também pode ser considerado como um combustível de transição para utilização nas ferrovias. A solução usualmente adotada consiste na utilização de uma locomotiva *dual fuel* diesel-gás, acoplada imediatamente a um vagão tanque que armazena GNL para abastecê-la. A Figura 3.8 ilustra esta situação, mostrando todo o ciclo de abastecimento do sistema ferroviário.

**Figura 3.8:** Sistema Ferroviário Integrado para o GNL.



Fonte: Wabtec, 2021.

A locomotiva tem como características a flexibilidade para rodar com GNL ou GNC sem perda de desempenho, possuindo um sistema de segurança de bordo para evitar acidentes e detector de vazamento. Já o vagão tanque, também denominado tender, fornece o GNL em diferentes sistemas de pressão, converte o combustível em gás nos volumes necessários para os níveis de potência da locomotiva nas taxas de substituição requeridas, também possuindo um sistema de segurança próprio. Possui como equipamentos especiais o vaporizador, sistema de controle computadorizado e bomba ou pressurizador para atender os requisitos do motor diesel-gás.

A locomotiva tem como funções: receber o gás do vagão tanque, efetuar a combustão da mistura GNL e diesel, controlar a taxa de substituição do diesel, detectar qualquer fuga ou incêndio e suportar o sistema do vagão tanque.

Tal sistema teve seu desenvolvimento iniciado em 2012, oferecendo um protótipo para início dos testes em 2013 e começo de produção comercial em 2018. Um detalhamento da locomotiva pode ser observado na Figura 3.9.

**Figura 3.9:** Características da locomotiva.



Fonte: Wabtec, 2021.

Como resultados, a locomotiva apresentou o mesmo desempenho de um equipamento semelhante movido a óleo diesel, demonstrou confiabilidade através da operação comprovada de serviço com mais de 6.500.000 Km percorridas em modo de combustível duplo (diesel - GNL) e permitiu uma taxa de substituição de óleo diesel de até 80 % (dependendo do ciclo de trabalho) (Wabtec, 2021).

No Brasil há registro de uma experiência da Vale, com equipamento semelhante ao descrito acima. Tal experimento teve início em 2004, tendo a locomotiva sido convertida para o modo híbrido em 2010 (HUNGRIA, 2023).

### 3.5 Gás natural no transporte coletivo de passageiros

#### 3.5.1 Especificidades do segmento de transporte urbano coletivo de passageiros

As peculiaridades do sistema de transportes coletivos urbanos de passageiros têm temas a serem considerados como pautas para uma discussão sobre o uso do GNV nesse ramo.

##### 3.5.1.1 Setor condicionado permite indução tecnológica

A locomoção de pessoas no meio urbano é um importante serviço do qual dependem diversas atividades. Assim, cabe à administração pública local a responsabilidade pela oferta, seja de forma direta ou indireta, de um serviço regulamentado de acordo com o interesse público. A capacidade de regulação concede ao administrador a habilidade de promover tecnologias desejáveis, como aquelas que beneficiam a saúde pública e o meio ambiente, contanto que a concessão formal do serviço esteja devidamente estabelecida.

### 3.5.1.2 Custeio do setor

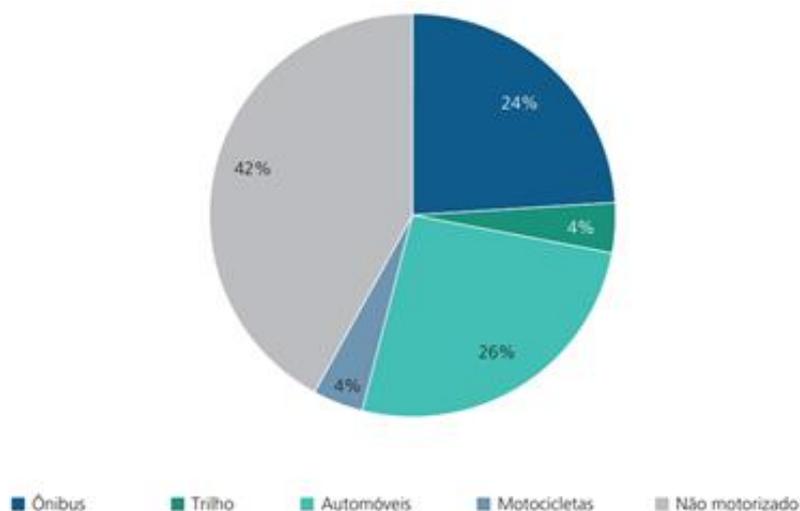
Os prestadores de serviços privados recebem uma compensação com base nos custos do sistema, sendo essa tarifa periodicamente revista para manter o equilíbrio contratual. A remuneração pode diferir da tarifa pública paga pela população. Desvincular essas tarifas oferece a vantagem de permitir a implementação de políticas que reduzam o valor cobrado dos usuários. Em qualquer caso, melhorias no serviço que resultem em aumento de custos devem ser cobertas, seja por ajustes tarifários ou por meio de subsídios. O subsídio ao transporte público no Brasil vem aumentando. Um exemplo notável é o de São Paulo, que assumiu, em 2019, o valor anual de R\$ 3,10 bilhões dos R\$ 8,60 bilhões totais do sistema municipal de ônibus (SPTRANS, 2019). Os dados (SPTRANS, 2022) mostram que o desembolso com o sistema de transporte vem subindo anualmente, chegando ao montante de R\$ 10,347 bilhões em 2022, sendo que a receita tarifária foi de apenas R\$ 5,136 bilhões. Assim, o aporte de recursos da Prefeitura de São Paulo como subsídio ao sistema de transporte público urbano saltou, em 2022, para R\$ 5,103 bilhões que se somam a R\$ 160,5 milhões da União para auxiliar no custeio da gratuidade dos idosos.

### 3.5.1.3 Tamanho do mercado

Nos últimos anos, aproximadamente de 15 mil a 20 mil novos ônibus são comercializados anualmente, sendo quase todos alimentados por diesel (ANFAVEA, 2023). Porém, importa destacar que praticamente é nulo o licenciamento de ônibus movido à GNV, sendo que o licenciamento desses veículos movidos à eletricidade apresenta valores ainda baixos se comparado aos veículos movidos à diesel.

A frota brasileira totaliza mais de 40 milhões de veículos, dos quais, aproximadamente, 2 milhões são caminhões e ônibus (EPE, 2023). A parcela dessa frota destinada ao transporte público urbano (municipal ou metropolitano) é estimada em 116.942 veículos (ANTP, 2020). Embora numericamente restritos, esses veículos são altamente eficientes, uma vez que atendem a 41% dos usuários de veículos automotores, representando 24% do total quando incluídos pedestres e outras modalidades não motorizadas (ANTP, 2020), conforme indica o Gráfico 3.3.

**Gráfico 3.3:** Distribuição percentual das viagens urbanas por modo de transporte (2018).



Fonte: ANTP, 2020.

#### 3.5.1.4 Situação econômica do setor

O sistema de transporte público no Brasil enfrenta uma crise há muitos anos, confrontando desafios relacionados à sua qualidade e ao impacto nos orçamentos familiares. Adicionalmente, devido à fragilidade fiscal observada em grande parte dos órgãos públicos, não se observa capacidade para fornecer assistência financeira pública por meio de aportes de recursos. Como consequência, a competitividade dos ônibus em comparação com outros meios de transporte tem sido prejudicada, resultando em uma diminuição constante no número de passageiros transportados, alimentando um ciclo negativo. Essa situação é um tema recorrente nos debates da área, que consistentemente destacam questões estruturais relacionadas ao planejamento, transparência, governança e fontes de custeio.

#### 3.5.1.5 Oportunidades para o setor

Estudo apresentado no 21º Congresso Brasileiro de Transportes e Trânsito, nos dias 28 a 30 de junho de 2017, promovido pela ANTP - Associação Nacional do Transporte Público apresenta uma “Avaliação Técnico-Econômica do uso do Gás Natural em Transporte Público” (ANTP, 2017) que concluiu pela viabilidade da implantação de um projeto piloto visando a substituição gradual de veículos movidos à diesel pelo gás natural, apontando benefícios financeiros e ao meio ambiente.

Para mapear as oportunidades para o setor, verifica-se que o uso do gás natural tem oportunidade para estabelecer uma matriz de transporte urbano mais ambientalmente sustentável, numa fase de transição para alternativas menos poluentes. Embora a situação do setor tenha sido agravada pela pandemia, não pode ser ignorada perspectivas de implementação de projetos que adotem veículos de fontes alternativas. É importante destacar que a gestão é municipalizada e que os órgãos públicos podem, por meio de novos contratos de concessão para serviços de transporte público oferecer solução para desafios comuns aos sistemas. Através do processo de licitação, os gestores públicos têm a oportunidade de otimizar suas redes<sup>8</sup>, considerando particularidades locais, e alcançar eficiências que podem ser direcionadas para melhorar a qualidade e sustentabilidade, incluindo a obrigação do uso de tecnologias que permitam a redução de emissões de gases de efeito estufa e de poluentes locais.

### 3.6 Conclusão do bloco

O texto abordou, em sua introdução, a prevalência do diesel no transporte de pesados, devido a uma tecnologia estabelecida e de baixo custo comparado, porém desafiada frente à demanda por descarbonização das frotas. Trata a seguir das emissões comparadas ao diesel, o papel do GNV na transição energética e o efeito da poluição na saúde pública, com destaque para o ambiente urbano. O bloco coloca o GNV como uma das tecnologias competindo no esforço de descarbonização, cabendo ao mercado decidir o espaço a ser ocupado por cada uma delas. Destaca também que a tecnologia é dominada e há esforço por parte dos fabricantes para produção local. Devido ao maior *capex*, o bloco vislumbra o uso do GNV em aplicações mais intensivas que possam diluir rapidamente o investimento necessário. Apresenta também o papel da agenda de

---

<sup>8</sup> Algumas iniciativas estão sendo implementadas como é o caso do uso de ônibus movido 100% a gás natural no transporte metropolitano de Curitiba (AEN, 2024).

descarbonização como importante impulsionador na adoção do GNV, particularmente do biometano.

Tratando do transporte de cargas, o bloco enfatiza o papel que o uso do GNV, em especial biometano, por empresas com acesso à fonte própria, pode ter na redução dos custos logísticos, bem como na promoção da agenda de descarbonização nos transportes. Apresenta na sequência os gargalos identificados para expansão do uso do GNV nos caminhões, sugere propostas para promover o crescimento do uso do GNV no transporte de cargas e explora o potencial do uso desse combustível nos modos ferroviário e aquaviário.

Para o transporte de passageiros, o bloco destaca aspectos associados à operação de transporte coletivo, que por suas características (concessão de serviço público) facilitam a indução de tecnologia. Neste sentido, comenta sobre a necessidade de avaliação dos desdobramentos referentes ao estabelecimento de tarifas públicas e subsídios. Apresenta na sequência as oportunidades para o uso do GNV nos ônibus, destacando as experiências recentes de algumas cidades.

O gás natural é uma alternativa para veículos pesados na transição para economia de baixo carbono. Cabe lembrar que as fontes de energia alternativas, como a elétrica, o hidrogênio, amônia, biocombustíveis em geral não se mostram economicamente viáveis na comparação com o GNV e/ou não garantem uma oferta confiável para se apresentarem como alternativa para a substituição do diesel em todas as aplicações. De fato, não é defendido por este bloco que o GNV consiste na solução para a meta de descarbonização na matriz de transportes, porém este combustível desempenha um papel importante na medida em que reduz significativamente a emissão de poluentes. Estima-se que o GNV de origem fóssil reduza a emissão de CO<sub>2</sub> na combustão em torno de 21% e quando medido do poço à roda, tal proporção chega a 44% (Integridade ESG, 2023). Além disso, a inserção do gás natural em veículos pesados é importante para reduzir as importações de óleo diesel, embora esta utilização contribua para um aumento das importações de gás natural.

Outrossim, avalia-se que a aceleração da descarbonização do transporte de cargas de longa distância por meio de corredores sustentáveis necessitará de esforços importantes em termos de se estabelecer as infraestruturas correspondentes. Nesse sentido, o papel do GNL passa a ser de grande relevância, dada a extensão da malha viária brasileira e as grandes distâncias entre os pontos de consumo e as fontes de suprimento.

Nesse sentido, julga-se como oportuno e conveniente que a cadeia de produção e transporte do GNL também seja considerada em eventuais políticas de incentivo e desenvolvimento, tais como na compra de caminhões à GNL, nos serviços de frete abastecido e na implantação de infraestruturas, como centrais criogênicas.

Quanto ao biometano, este oferece uma contribuição significativa no esforço de descarbonização. A redução de 95% na emissão de CO<sub>2</sub> (ou até 99,9%, a depender da fonte de informação) credencia este combustível entre as fontes energéticas competidoras. A recuperação do biogás de aterros sanitários e resíduos biológicos em geral oferece a solução ambientalmente correta para a destinação da matéria orgânica, transformando passivos ambientais em energia renovável através de uma economia circular, evitando ainda a emissão do metano diretamente na atmosfera, cujas consequências são da ordem de 25 vezes mais danosas do que o CO<sub>2</sub> entre os GEE.

Entre os desafios para viabilizar o biogás como combustível do futuro, destacam-se a falta de infraestrutura para sua produção e distribuição, a necessidade de ampliação das fontes de fornecimento, ganho de escala na produção para barateamento do combustível e políticas públicas para incentivar a produção e consumo do biogás. No contexto do compromisso internacional adotado na 28ª Conferência das Partes da UNFCCC, relativo à transição dos combustíveis fósseis nos sistemas energéticos, a questão de investir em corredores azuis para fortalecer o uso de gás natural veicular (GNV) requer uma análise cuidadosa. Contudo, é imperativo considerar os demais desafios associados ao GNV e buscar soluções de longo prazo alinhadas com as metas globais de redução de emissões.

### 3.7 Referências

- ANDRÉ, P. et al. Avaliação dos impactos em saúde pública e sua valoração devido à implementação do gás natural veicular na matriz energética de transporte público: ônibus e veículos leves em seis regiões metropolitanas brasileiras. São Paulo: Instituto Saúde e Sustentabilidade, Comgas e Arsesp, 2018. Disponível em: <https://www.saudeesustentabilidade.org.br/publicacao/avaliacao-dos-impactos-na-saude-publica-e-sua-valoracao-devido-a-implementacao-do-gas-natural-veicular-na-matriz-energetica-de-transporte-publico-onibus-e-veiculos-leves-em-seis-regioes-metr/>.
- ANFAVEA. Associação Nacional dos Fabricantes de Veículo Automotores. 2023. Autoveículos – Produção, licenciamento, exportações em unidades de montados e CKD (desmontados), exportações em valor e emprego. Disponível em: <https://anfavea.com.br/site/edicoes-em-excel/>. Acesso em: 25/01/2024.
- AUTOINDUSTRIA. Scania amplia parceiras para o uso do gás no transporte. 15/05/2020. Disponível em: <https://www.autoindustria.com.br/2020/05/15/scania-amplia-parceiras-para-o-uso-do-gas-no-transporte/>. Acesso em: 29/01/2024.
- AUTOMOTIVE BUSINESS. Segmento de caminhões a gás cresce com a Scania. 06/10/2021. Disponível em: <https://automotivebusiness.com.br/pt/posts/setor-automotivo/segmento-de-caminhoes-a-gas-cresce-com-a-scania/>. Acesso em: 29/01/2024.
- AUTOS PESADOS. Mercado Livre adquire 46 caminhões movidos a GNV e biometano. 10/06/2021. Disponível em: <https://autospesados.com.br/caminhoes/mercado-livre-adquire-46-caminhoes-movidos-a-gnv-e-biometano/>. Acesso em: 29/01/2024.
- ANTAQ. ANTAQ autoriza registro de instalação portuária de apoio em Vila do Conde. ANTAQ, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/antaq/pt-br/noticias/2021/antaq-autoriza-registro-de-instalacao-portuaria-de-apoio-em-vila-do-conde>. Acesso em: 04/01/2024.
- BNDES. Desenvolvimento de um mercado de gás natural no Brasil: diagnóstico e propostas. Rio de Janeiro: BNDES, 2021. Disponível em: [https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/20581/1/Relatorio\\_Gas\\_Desenvolvimento%20Final.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/20581/1/Relatorio_Gas_Desenvolvimento%20Final.pdf). Acesso em: 04/01/2024.
- CÂMARA DOS DEPUTADOS. Secretário defende hidrovía no Rio Tocantins; Ibama aguarda estudos de impacto ambiental. Câmara dos Deputados, 2023. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/999662-secretario-defende-hidrovia-no-rio-tocantins-ibama-aguarda-estudos-de-impacto-ambiental/>. Acesso em: 04/01/2024.
- CONSULGAS, Consultoria em Gás Natural. Projeto 33 – Estudo dos corredores azuis e a integração dos estados do Sudeste. Programa de Pesquisa & Desenvolvimento. Disponível em: <https://www.arsesp.sp.gov.br/Documentosgerais/Projeto%2033%20GNSPS%20Resumo%20T%C3%A9cnico%20de%20Projeto.pdf>. Acesso em: 12/04/2024.
- COMPAGAS, Companhia Paranaense de Gás. Postos de GNV. Disponível em: <https://www.compagas.com.br/postos-de-gnv/>. Acesso em: 15/04/2024.

- EAESP-FGV. Programa Brasileiro GHG Protocol. Disponível em: <<https://eaesp.fgv.br/centros/centro-estudos-sustentabilidade/projetos/programa-brasileiro-ghg-protocol>>. Acesso em: 04/01/2024.
- FLEET NEWS. Electric vehicle repair costs revealed versus ICE equivalent. Fleet News, 2023. Disponível em: <<https://www.fleetnews.co.uk/news/latest-fleet-news/electric-fleet-news/2023/07/05/electric-vehicle-repair-costs-revealed-versus-ice-equivalent>>. Acesso em: 04/01/2024.
- GASMIG, Companhia de Gás de Minas Gerais. Postos de GNV em operação. Disponível: <https://gasmig.com.br/postos-de-gnv-em-operacao/>. Acesso em: 15/04/2024.
- IMO. Annex 15 - Guidelines for Exhaust Gas Cleaning Systems. IMO, 2015. Disponível em: <<https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/annex/MEPC%2080/Annex%2015.pdf>>. Acesso em: 04/01/2024.
- ITDP, Instituto de Política de Transporte e Desenvolvimento (ITDP). Elementos básicos do BRT. Disponível em: <http://memoriadasolimpiadas.rb.gov.br/jspui/handle/123456789/1198>. Rio de Janeiro. Acesso em: 04/01/2024.
- JUNTOS NO CAMINHO. Vantagens do caminhão a gás. Juntos no Caminho, [ano]. Disponível em: <<https://juntosnocaminho.com.br/vantagens-do-caminhao-a-gas/>>. Acesso em: 04/01/2024.
- REUTERS. Hertz to sell about 20,000 EVs in U.S. fleet by 2024. Reuters, 2024. Disponível em: <<https://www.reuters.com/business/autos-transportation/hertz-sell-about-20000-evs-us-fleet-2024-01-11/>>. Acesso em: 04/01/2024.
- TRANSPORTE MODERNO. DP World anuncia investimentos de R\$ 200 milhões em 2023. Transporte Moderno, 2023. Disponível em: <<https://transportemoderno.com.br/2023/03/07/dp-world-anuncia-investimentos-de-r-200-milhoes-em-2023/>>. Acesso em: 04/01/2023.
- TRANSPORTE MODERNO ONLINE. Mercado de caminhões encerra 2022 estável. Transporte Moderno Online, 2022. Disponível em: <<https://transportemodernoonline.com.br/2023/01/06/mercado-de-caminhoes-encerra-2022-estavel/>>. Acesso em: 04/01/2024.
- DE SOUZA, Pedro Magalhães; DE ANDRADE, Carlos Eduardo Sanches; DE CAMPOS, Cintia Isabel. AVALIAÇÃO DO USO DE DIFERENTES VEÍCULOS DE TRANSPORTE URBANO DE CARGA NA ÚLTIMA MILHA, SOB AS ÓTICAS DA TECNOLOGIA E DA SUSTENTABILIDADE. RECIMA21-Revista Científica Multidisciplinar-ISSN 2675-6218, v. 5, n. 2, p. e514854-e514854, 2024.
- BRASIL ENERGIA. Brasil precisa criar políticas públicas para GNV: O que falta para que o Brasil use o GNV como combustível de transição para a chamada economia verde? 29/01/2019. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/brasil-precisa-criar-politicas-publicas-para-gnv/>. Acesso em 04/01/2024.
- BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. *Inventário nacional de emissões atmosféricas por veículos automotores rodoviários 2013: ano-base 2012*. Brasília, DF, 2013.
- EPBR. Produção de biometano pode chegar a 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia no Brasil até 2030, projeta Abiogás. 02/08/2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/producao-de-biometano-pode-chegar-a-30-milhoes-de-m3-dia-no-brasil-ate-2030-projeta-abiogas/#:~:text=A%20Associa%C3%A7%C3%A3o%20Brasileira%20do%20Biog%C3%A1s,conta%20o%20diretor%20Gabriel%20Kropsch>. Acesso em: 29/01/2024.

- EPE Empresa de Planejamento Energético. Balanço Energético Nacional. Relatório Síntese 2023. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2023\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf). Acesso em: 23/01/2024.
- EPE. Empresa de Planejamento Energético. Balanço Energético Nacional. Relatório Síntese 2023 – Ano base 2022. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2023\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf). Acesso em 04/01/2024.
- EPE. Empresa de Planejamento Energético. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf) . Acessado em 11/01/2024.
- FDC – FUNDAÇÃO DOM CABRAL. Diagnóstico e projeções para infraestrutura de logística de transportes no Brasil. [S.l.], 2018. Disponível em: [https://www.fdc.org.br/conhecimento-site/nucleos-de-pesquisa-site/centro-de-referencia-site/Materiais/PILT%20FDC\\_%20Diagnóstico%20e%20Projeções%20de%20ILT%20no%20Brasil.pdf](https://www.fdc.org.br/conhecimento-site/nucleos-de-pesquisa-site/centro-de-referencia-site/Materiais/PILT%20FDC_%20Diagnóstico%20e%20Projeções%20de%20ILT%20no%20Brasil.pdf). Acesso em: 5 nov. 2020.
- FDC. Fundação Dom Cabral, Custos Logísticos no Brasil – 2017. Disponível em: [https://ci.fdc.org.br/AcervoDigital/Relat%C3%B3rios%20de%20Pesquisa/Relat%C3%B3rios%20de%20pesquisa%202018/Apresentacao\\_Custos\\_Logisticos\\_no%20Brasil%202018\\_FDC%20\\_%20revRVC%20abr18%20\(002\).pdf](https://ci.fdc.org.br/AcervoDigital/Relat%C3%B3rios%20de%20Pesquisa/Relat%C3%B3rios%20de%20pesquisa%202018/Apresentacao_Custos_Logisticos_no%20Brasil%202018_FDC%20_%20revRVC%20abr18%20(002).pdf). Acesso em 04/01/2024.
- FUTURETRANSPORT. PepsiCo compra caminhões Scania a gás para tornar frota sustentável. 07/06/2020. Disponível em: <https://futuretransport.com.br/pepsico-compra-caminhoes-scania-a-gas-para-tornar-frota-sustentavel/>. Acesso: 29/01/2024.
- GOVERNO FEDERAL. 2020. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/combustivel-do-futuro/subcomites-1/combustiveis-maritimos-1/documentos-subcomite/PerspectivasdeProduodeCombustveisMartimosnoBrasil.pdf>
- HUNGRIA, L. H. Combustíveis para locomotivas. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/359017266\\_Combustiveis\\_para\\_locomotivas](https://www.researchgate.net/publication/359017266_Combustiveis_para_locomotivas). Acesso em 16/01/2024.
- ILOS. Panorama Ilos. Custos Logísticos no Brasil, Rio de Janeiro, 2016.
- MECÂNICA ONLINE. Quanto custa um caminhão movido a GNV e/ou biometano e o valor da manutenção? 04/06/2020. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=o6S99b3TM5Y>. Acesso em 04/01/2024.
- MENDONÇA, M. Brasil precisa criar políticas públicas para GNV: o que falta para que o Brasil use o GNV como combustível de transição para a chamada economia verde? *Brasil Energia*, [s.l.], 29 jan. 2019. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/brasil-precisa-criar-politicas-publicas-para-gnv/>. Acesso em: 2 dez. 2020.
- MENDONÇA, M. Papel do gás natural na transição energética. Disponível em: [https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-empregar/comites-atas-apresentacoes-e-demais-documentos/comite-5-papel-do-gas-natural-na-transicao-energetica/apresentacao\\_abegas\\_comite5\\_v3.pdf](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-empregar/comites-atas-apresentacoes-e-demais-documentos/comite-5-papel-do-gas-natural-na-transicao-energetica/apresentacao_abegas_comite5_v3.pdf). Acesso em: 25/01/2024.

- MUNDO LOGÍSTICA. PEPSICO adquire 18 caminhões a gás da Scania que emitem 15% menos CO<sub>2</sub>. *Mundo Logística*, 5 jun. 2020. Disponível em: <https://revistamundologistica.com.br/noticias/pepsico-adquire-18-caminhoes-a-gas-da-scania-que-emitem-15-menos-co2#:~:text=O%20lan%C3%A7amento%2C%20em%202019%2C%20dos,com%20GNV%20e%20biometano%2C%20respectivamente>. Acesso em: 23 nov. 2020.
- OPAS – ORGANIZAÇÃO PAN-AMERICANA DA SAÚDE/OMS – ORGANIZAÇÃO MUNDIAL DA SAÚDE. *Nove em cada dez pessoas em todo o mundo respiram ar poluído*. Brasília, DF, 1º mai. 2018. Disponível em: [https://www.paho.org/bra/index.php?option=com\\_content&view=article&id=5654:nove-em-cada-dez-pessoas-em-todo-o-mundo-respiram-ar-poluído&Itemid=839](https://www.paho.org/bra/index.php?option=com_content&view=article&id=5654:nove-em-cada-dez-pessoas-em-todo-o-mundo-respiram-ar-poluído&Itemid=839). Acesso em: 5 nov. 2020.
- OPAS – ORGANIZAÇÃO PAN-AMERICANA DA SAÚDE/OMS – ORGANIZAÇÃO MUNDIAL DA SAÚDE. OMS divulga estimativas nacionais sobre exposição à poluição do ar e impacto na saúde. Brasília, DF, 2016. Disponível em: [https://www.paho.org/bra/index.php?option=com\\_content&view=article&id=5249:oms-divulga-estimativas-nacionais-sobre-exposicao-a-poluicao-do-ar-e-impacto-na-saude&Itemid=839](https://www.paho.org/bra/index.php?option=com_content&view=article&id=5249:oms-divulga-estimativas-nacionais-sobre-exposicao-a-poluicao-do-ar-e-impacto-na-saude&Itemid=839). Acesso em: 5 nov. 2020.
- POPE, C.; DOCKERY, D. Health effects of fine particulate air pollution: lines that connect. *Journal of the Air & Waste Management Association*, v. 56, p. 709-742, 2006.
- SCANIA inicia produção e comercialização de caminhões movidos a GNV e biometano. *Tecnologista*, 10 set. 2019. Disponível em: <https://www.tecnologista.com.br/portal/noticias/81865/scania-inicia-producao-e-comercializacao-de-caminhoes-movidos-a-gnv-e-biometano/>. Acesso em: 23 nov. 2020.
- SCGÁS, Companhia de Gás Natural de Santa Catarina. Rede de postos. Disponível em: <https://www.scgas.com.br/scgas/app/RedeDePostos.aspx>. Acesso em 15/04/2024.
- SIMS R. *et al.* Transport. In: EDENHOFER, O. *et al.* [eds.]. *Climate change 2014: mitigation of climate change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2014. Disponível em: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc\\_wg3\\_ar5\\_chapter8.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_chapter8.pdf). Acesso em: 5 nov. 2020.
- SINDIPEÇAS. Sindicato Nacional da Indústria de Componentes para Veículos Automotores. 2023. Disponível em: <https://www.virapagina.com.br/sindipecas2023/53/>. Acesso em: 25/01/2024.
- SZCZERBACKI, R. N. Apresentação. In: VIII SEMINÁRIO SOBRE MATRIZ E SEGURANÇA ENERGÉTICA BRASILEIRA. [S.l.]: nov. 2018. Disponível em: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/renata\\_nascimento\\_petrobras.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/renata_nascimento_petrobras.pdf). Acesso em: 1º dez. 2020.
- VALOR ECONÔMICO. Excluindo Térmicas, consumo de gás cresce 7,2% em 2022. 02/03/2023. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2023/03/02/excluindo-termicas-consumo-de-gas-cresce-72-em-2022.ghtml>. Acesso em 04/01/2024.
- WEI, Huang Ken. Análise Comparativa do Porto ao Navio de Combustíveis Alternativos para Transporte Marítimo. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de

- Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético. 2021. Acesso em: [https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/combustivel-do-futuro/subcomites-1/combustiveis-maritimos-1/Dissertao\\_Huang.pdf](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/combustivel-do-futuro/subcomites-1/combustiveis-maritimos-1/Dissertao_Huang.pdf).
- WHO – WORLD HEALTH ORGANIZATION. Air quality guidelines: global update 2005. Copenhagen, 2006. Disponível em: [http://www.euro.who.int/\\_\\_data/assets/pdf\\_file/0005/78638/E90038.pdf](http://www.euro.who.int/__data/assets/pdf_file/0005/78638/E90038.pdf). Acesso em: 5 nov. 2020.
- FDC. Fundação Dom Cabral, **Custos Logísticos no Brasil – 2017. Disponível em:** [https://ci.fdc.org.br/AcervoDigital/Relat%C3%B3rios%20de%20Pesquisa/Relat%C3%B3rios%20de%20pesquisa%202018/Apresentacao\\_Custos\\_Logisticos\\_no%20Brasil%202018\\_FDC%20%20revRVC%20abr18%20\(002\).pdf](https://ci.fdc.org.br/AcervoDigital/Relat%C3%B3rios%20de%20Pesquisa/Relat%C3%B3rios%20de%20pesquisa%202018/Apresentacao_Custos_Logisticos_no%20Brasil%202018_FDC%20%20revRVC%20abr18%20(002).pdf). Acesso em 04/01/2024.
- EPE. Atlas de Eficiência Energética Brasil 2023. EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/atlas-de-eficiencia-energetica-brasil-2023>. Acesso em: 16/02/2024.
- EPE. Empresa de Planejamento Energético. Balanço Energético Nacional. Relatório Síntese 2023 – Ano base 2022. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2023\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf). Acesso em 04/01/2024.
- EPE. Empresa de Planejamento Energético. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf). Acessado em 11/01/2024.
- EPE. Empresa de Planejamento Energético. Nota Técnica – Descarbonização do Setor de Transporte Rodoviário. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-708/NT-EPE-DPG-SDB-2022-03\\_Intensidade\\_de\\_carbono\\_Transporte\\_Rodoviario.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-708/NT-EPE-DPG-SDB-2022-03_Intensidade_de_carbono_Transporte_Rodoviario.pdf). Acessado em 16/02/2024.
- Transport & Environment. Do gas trucks reduce emissions? [https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2019\\_09\\_do\\_gas\\_trucks\\_reduce\\_emissions\\_paper\\_EN.pdf](https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2019_09_do_gas_trucks_reduce_emissions_paper_EN.pdf). Acessado em 16/02/2024.
- Brasil Energia. Brasil precisa criar políticas públicas para GNV: O que falta para que o Brasil use o GNV como combustível de transição para a chamada economia verde? 29/01/2019. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/brasil-precisa-criar-politicas-publicas-para-gnv/>. Acesso em 04/01/2024.
- Valor Econômico. Excluindo térmicas, consumo de gás cresce 7,2% em 2022. 02/03/2023. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2023/03/02/excluindo-termicas-consumo-de-gas-cresce-72-em-2022.ghtml>. Acesso em 04/01/2024.
- Mecânica Online. Quanto custa um caminhão movido a GNV e/ou biometano e o valor da manutenção? 04/06/2020. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=o6S99b3TM5Y>. Acesso em 04/01/2024.
- WEI, Huang Ken. Análise Comparativa do Porto ao Navio de Combustíveis Alternativos para Transporte Marítimo. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético. 2021. Acesso em: <https://www.gov.br/mme/pt->

[br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/combustivel-do-futuro/subcomites-1/combustiveis-maritimos-1/Dissertao\\_Huang.pdf](#)

WHO – WORLD HEALTH ORGANIZATION. Air quality guidelines: global update 2005. Copenhagen, 2006. Disponível em: [http://www.euro.who.int/\\_\\_data/assets/pdf\\_file/0005/78638/E90038.pdf](http://www.euro.who.int/__data/assets/pdf_file/0005/78638/E90038.pdf). Acesso em: 5 nov. 2020.

**BLOCO TEMÁTICO 4: REDUÇÃO DE EMISSÕES DE  
GEE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO A PARTIR  
DO GÁS NATURAL E BIOMETANO**

## 4.1 Introdução

Este capítulo traz reflexões sobre redução das emissões de GEE para a produção de fertilizantes a partir do gás natural nacional e do biometano, no contexto da transição energética, e traz luz para os seguintes tópicos:

- Qual o papel do gás natural para substituir combustíveis com maiores níveis de emissões de gases de efeito estufa no sistema elétrico?
- Qual o papel do gás natural para complementar a geração de fontes renováveis, ampliando a segurança e a flexibilidade do sistema?
- Mapeamento das usinas a óleo diesel e combustível, inclusive aquelas que estão com a descontratação próxima, e da disponibilidade de gás.

Nesse sentido, a elaboração deste capítulo foi realizada pelo Bloco Temático 4 do Comitê 5 do GT - Gás para Empregar, o qual foi constituído com o Ministério de Minas e Energia e a Empresa de Pesquisas Energéticas - EPE, que figuram entre as instituições que dispõem de representantes para participar do GT-GE, conforme a Resolução CNPE nº 1/2023. Assim, o presente capítulo está estruturado conforme os seguintes tópicos:

1. Introdução
2. Papel das usinas termelétricas na matriz elétrica
3. Atendimento aos sistemas isolados

## 4.2 Papel das termelétricas na matriz elétrica e as Oportunidades para o gás natural

O Brasil está entre os países do mundo com maior participação de fontes renováveis de energia na sua matriz elétrica. Este fato coloca o país em uma posição vantajosa em termos de transição energética para uma economia de baixo carbono. Se por um lado, a matriz energética brasileira contribui para a redução da emissão dos gases de efeito estufa, a custos médios de geração bastante competitivos aos consumidores; por outro, ela está sujeita à variabilidade inerente aos recursos renováveis.

Dessa forma, levando-se em conta a necessidade de um sistema elétrico que possua a confiabilidade e resiliência para garantir o fornecimento de energia a todos os consumidores, mesmo sob condições climáticas adversas, as usinas despacháveis são fundamentais para cumprir esse papel. Assim, destacam-se as usinas hidrelétricas, que possuem a maior participação na matriz elétrica brasileira, e em segundo lugar, as termelétricas, que possuem importante papel na segurança eletroenergética do sistema.

Com relação às usinas termelétricas, por muito tempo, o seu principal papel na matriz de energia elétrica brasileira era prover complementariedade energética necessária à variabilidade sazonal das hidrelétricas. Ou seja, fornecendo suporte na gestão e regularização dos reservatórios, e garantindo a segurança de suprimento nos períodos de baixas afluências.

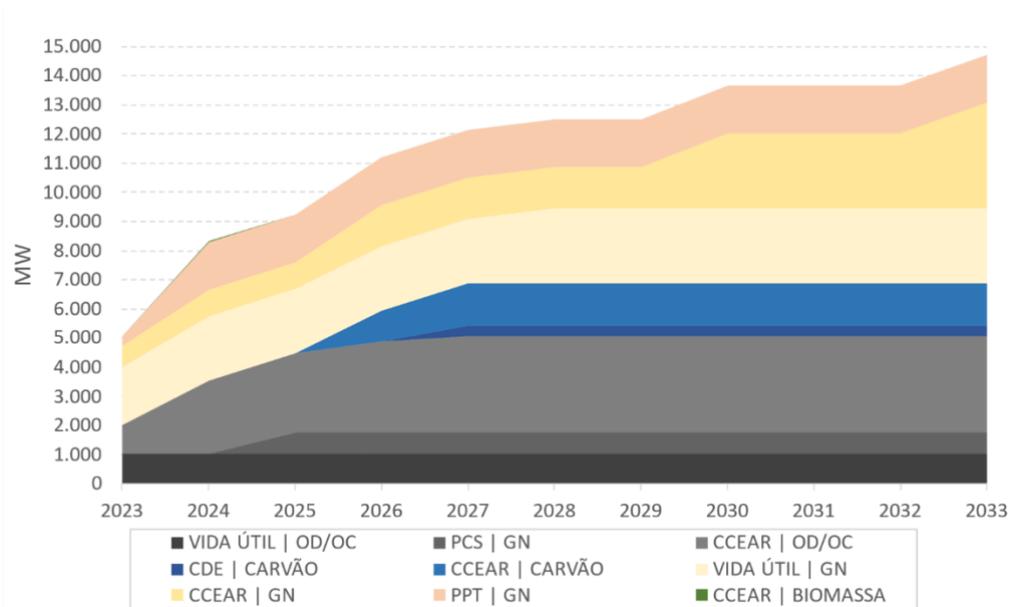
Com o expressivo aumento das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, como a eólica e a solar fotovoltaica, além da grande expansão da micro e mini geração distribuída (MMGD), ao mesmo tempo em que há uma ampliação da oferta de energia

com custos relativamente baixos, as variabilidades inerentes aos recursos naturais trazem novos desafios para a operação, especialmente no despacho intradiário. Nesse sentido, as termelétricas permanecerão tendo um papel importante na composição da nossa matriz, contribuindo especialmente para atendimento aos requisitos de capacidade e flexibilidade do sistema, conforme indicações dos últimos Planos Decenais de Expansão (PDE).

Nos seus últimos ciclos, o PDE tem destacado que parte relevante do parque termelétrico, e possui expectativa de encerrar suas operações nos próximos anos, seja pelo fim da vida útil dos seus equipamentos ou devido à proximidade do fim de seus contratos de venda de energia. Além disso, alguns subsídios existentes que resultam na redução do Custo Variável Unitário (CVU) de algumas dessas usinas possui previsão de encerramento, o que levaria a um aumento do custo de operação destas, reduzindo sua atratividade econômica para que elas se mantenham no sistema. Por esse motivo, estes empreendimentos são removidos das simulações ao longo do horizonte decenal e são considerados como candidatos a compor a oferta indicativa futura. Desta forma, é avaliado se há benefício econômico na manutenção dessa oferta no SIN (Sistema Interligado Nacional), ou se existem outras opções (inclusive novas termelétricas) que possam cumprir com o serviço de geração de energia elétrica.

Resumidamente, as principais premissas usadas para retirada de térmicas no horizonte do plano são (i) fim de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) para usinas a óleo diesel e óleo combustível; (ii) maior data entre fim do CCEAR e término do prazo dos contratos do Programa Prioritário Termelétrico (PPT) para usinas a gás natural; (iii) término do benefício da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para usinas movidas a carvão (com exceção de Jorge Lacerda) e (iv) fim da vida útil para usinas sem contratos (*merchant*). O Gráfico 4.1 demonstra o montante acumulado de potência instalada com expectativa de ser retirado do sistema ao longo dos anos do horizonte decenal, segmentados por motivo de retirada e combustível.

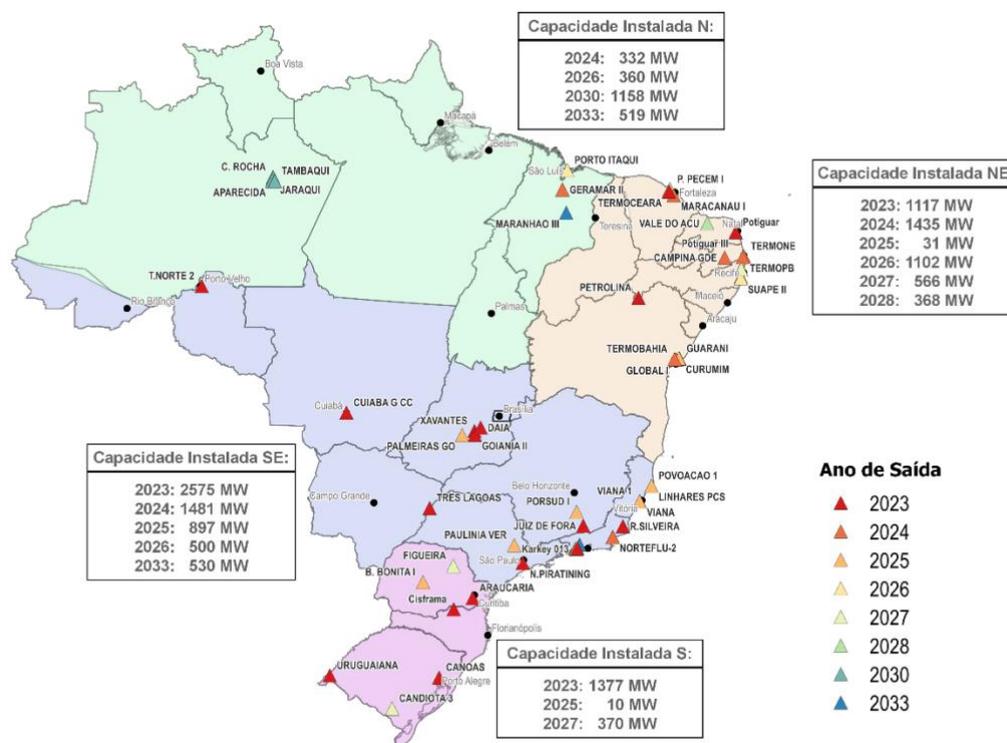
**Gráfico 4.1:** Potência térmica instalada (MW) acumulada retirada das simulações.



A Figura 4.1 mostra um mapa com a localização das usinas previstas para serem removidas no horizonte decenal, apresentando também informações sobre a potência

instalada total por ano e subsistema. O esquema de cores varia conforme o ano de previsão de saída delas, no qual a cor mais quente representa as térmicas cuja previsão de saída está mais próxima e a cor mais fria, os projetos que demorarão mais a deixarem o sistema.

**Figura 4.1:** Mapa com localização das usinas retiradas das simulações.



A Portaria Normativa nº 64/GM/MME, de 11 de maio de 2023, autoriza as usinas termelétricas sem Contrato de Comercialização de Energia vigente a incorporarem os seus custos fixos de operação e manutenção no Custo Variável Unitário (CVU), de modo que estas consigam manter sua condição operativa de disponibilidade. Entretanto, ao incorporar os custos fixos, o CVU tende a apresentar um valor mais elevado em relação às usinas que possuem contratos no ambiente regulado, o que pode implicar numa baixa expectativa de despacho por ordem de mérito. Assim, devido ao elevado risco de o montante despachado por essas usinas não ser suficiente para recuperar integralmente os custos fixos, muitas vezes, torna-se economicamente desafiador para esses empreendimentos manterem-se disponíveis para geração após o término de seus contratos. Essa situação indica um processo iminente de descomissionamento dessas usinas após o final da sua vida útil econômica.

Atualmente, a forma mais promissora para viabilizar novos empreendimentos termelétricos ou assegurar a permanência dos já existentes no sistema reside nos Leilões de Reserva de Capacidade. Esses leilões proporcionam contratos de longo prazo, garantindo uma receita fixa que sustenta a disponibilidade contínua do parque. Embora existam outras fontes capazes de atender aos requisitos sistêmicos de capacidade, as termelétricas destacam-se pela sua notável competitividade na prestação desse serviço.

Parte do parque existente tem a oportunidade de se manter no sistema através da revitalização das usinas, a qual envolve uma série de ações de modernização e

readequação das instalações existentes, sem a necessidade de se construir uma usina nova. Essas ações podem viabilizar a extensão de vida útil destas, possibilitando que elas estabeleçam futuramente novos contratos de comercialização de energia e potência.

Existem vários modelos de negócios possíveis em relação à logística de suprimento do gás natural, que podem estar relacionados ao uso da rede de gasoduto de transporte, ao suprimento via terminais de GNL (Gás Natural Liquefeito), à utilização do gás natural *onshore*, na chamada “boca-de-poço” (*Reservoir-to-wire*) ou uma combinação de soluções. Além disso, iniciativas do governo como o Gás para Empregar buscam fomentar o mercado nacional de gás e tornar o preço do combustível mais competitivo.

As usinas a óleo diesel e óleo combustível têm baixa expectativa de participação nos próximos leilões regulados, principalmente por conta do alto nível de emissões e do elevado preço de combustível. Entretanto, no contexto da transição energética, estas usinas podem se mostrar uma alternativa atrativa ao SIN por meio de sua conversão para uso do gás natural ou para permitir a utilização de biocombustíveis, como o biodiesel e os óleos vegetais.

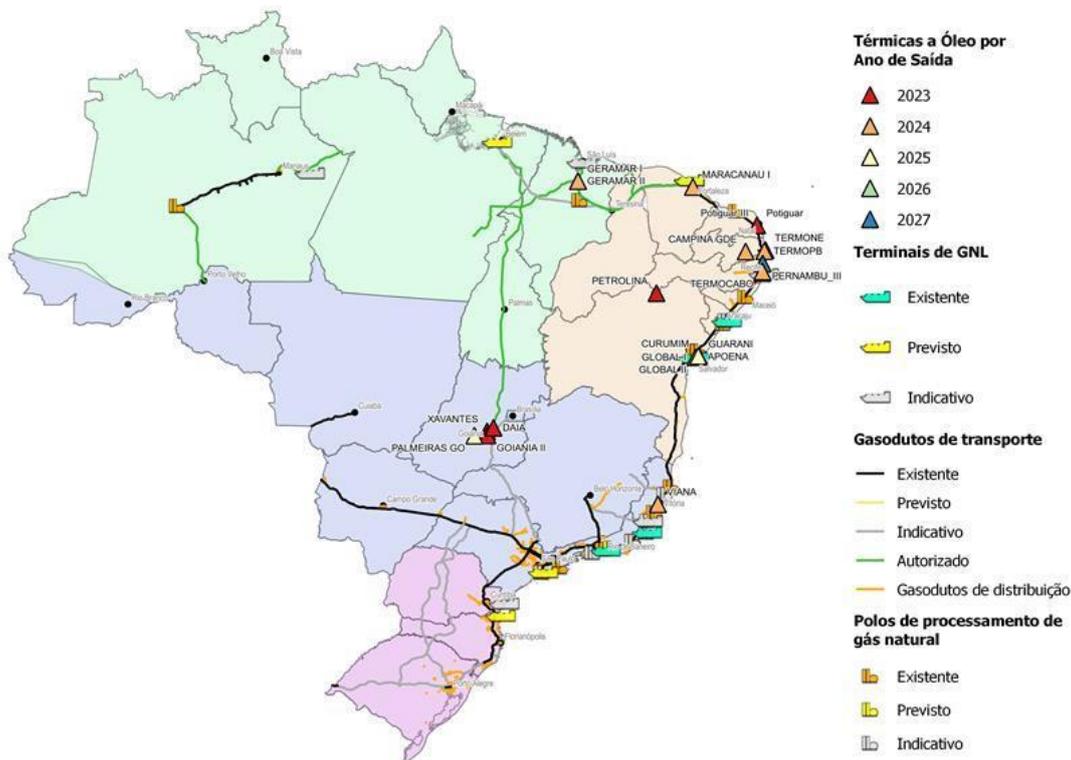
A conversão das usinas a óleo diesel para gás natural possui um custo de investimento similar ao do estimado para um processo de *retrofit*, representando cerca de 40% a 50% do CAPEX de uma planta nova, conforme apontado no PDE 2031. Adicionalmente, esse investimento permite a ampliação da vida útil dessas usinas em pelo menos 20 anos, possibilitando que essas usinas busquem novos contratos para sua viabilização.

A efetivação da conversão de usinas termelétricas para gás natural depende diretamente da disponibilidade e acessibilidade do recurso. No Brasil, há uma oferta crescente de gás natural, impulsionada pelo desenvolvimento de novas reservas e estratégias de exploração. Conforme indicado em EPE (2023) a oferta de gás natural irá aumentar cerca de 100% entre os anos de 2022 e 2032 chegando em patamares de 134 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Dessa forma, há oportunidade de desenvolvimento de novas demandas termelétricas. Com relação à infraestrutura existente, conforme demonstrado na Figura 4.2, o país possui uma malha de gasodutos consolidada em algumas regiões, mas a expansão e integração dessa rede são essenciais para viabilizar a conversão em larga escala.

É relevante destacar que algumas usinas se encontram distantes das infraestruturas de gás natural existentes e serão potencialmente retiradas do sistema até 2025, não sendo viável temporalmente o abastecimento destas usinas via gasoduto. Investimentos em infraestrutura, como a construção de novos gasodutos e aprimoramento de terminais de GNL (Gás Natural Liquefeito), seriam importantes para assegurar a distribuição eficiente do gás natural por todo o território nacional e atendimento à demanda dessas usinas.

No entanto, há a possibilidade de desenvolvimento de novos modelos de negócio tais como transporte de gás natural ou biometano por GNL de pequena escala para atendimento das usinas afastadas dos gasodutos. Além disso, a diversificação das fontes de abastecimento, considerando tanto o gás produzido nacionalmente quanto as importações, contribuiria para fortalecer a segurança energética do país e uma transição suave para o uso mais amplo do gás natural na geração de energia termelétrica.

**Figura 4.2:** Mapa com localização das termelétricas a óleo diesel e combustível passíveis de conversão para gás natural (GN) e a infraestrutura de GN existente.



No caso do uso dos biocombustíveis, estes ainda possuem custos elevados quando comparados ao gás natural, porém o custo da conversão dos equipamentos para possibilitar o seu uso tende a ser menor do que o da conversão para o gás. Além disso, a localização de algumas usinas a óleo em sistemas isolados ou radiais pode fazer com que a logística do biocombustível seja mais viável do que a conversão para o gás natural, podendo tornar esta opção mais atrativa economicamente.

Em suma, apesar da situação de fim de contratos e/ou subsídios de montante expressivo do parque termelétrico, existem possibilidades de modelos de negócios que permitem que estas usinas permaneçam/retornem ao sistema e firmem contratos mais alinhados com os objetivos de segurança de suprimento e de transição energética.

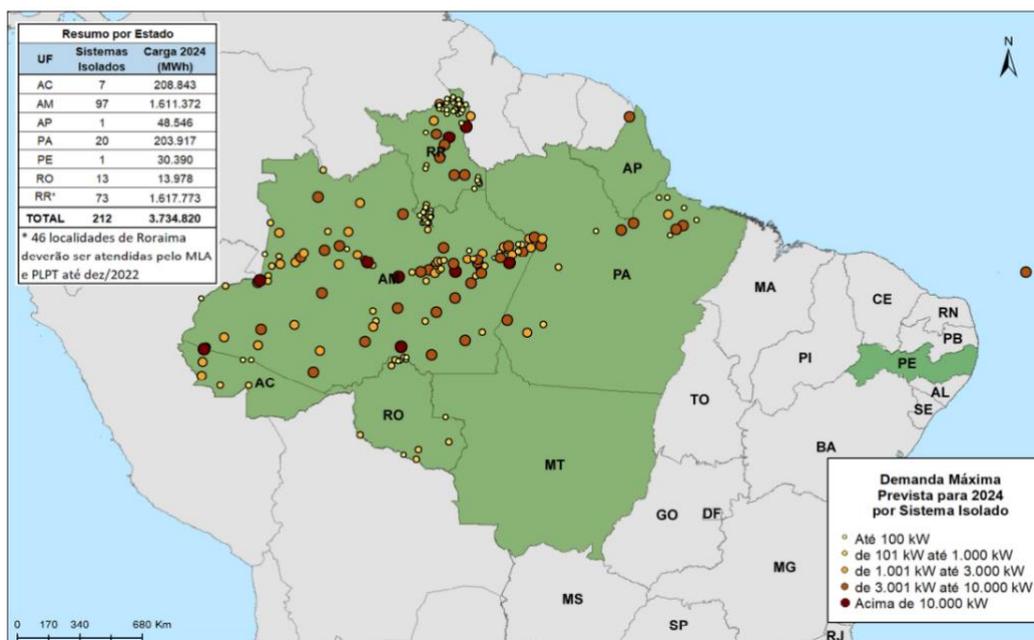
### 4.3 Atendimento aos Sistemas Isolados

Os Sistemas Isolados (SISOL) são sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia que não são interconectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), por razões técnicas ou econômicas. Esses sistemas estão localizados principalmente na região Norte do país, com exceção da Ilha de Fernando de Noronha, no Nordeste (Figura 4.3). Os SISOL representam menos de 0,6% do consumo total de eletricidade do país, mas abrangem aproximadamente 40% do território nacional, atendendo cerca de 3 milhões de consumidores.

Esses sistemas englobam diversas comunidades, desde pequenas localidades com aproximadamente 100 moradores como Carvoeiro (AM) e Pedras Negras (RO), até cidades maiores como Cruzeiro do Sul (AC) e Boa Vista (RR), que se destaca como a única capital do Brasil que ainda permanece desconectada do SIN, com uma população superior a 430.000 habitantes. Conforme Relatório de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados – Ciclo 2022, publicado pela EPE, existem atualmente 212

Sistemas Isolados, sendo que a grande maioria possui demanda máxima inferior a 10 MW. Diferentemente do parque gerador em operação no restante do país para atendimento ao SIN, o suprimento de energia elétrica para os SISOL ainda é realizado predominantemente por usinas termelétricas a óleo diesel. Essa tecnologia resulta em impactos ambientais e sociais importantes devido à emissão de gases de efeito de estufa, além dos riscos de vazamento no transporte e na operação, sendo um possível contaminante do solo e dos rios.

Figura 4.3: Mapa dos sistemas isolados no Brasil.



Um desafio importante da geração de energia a diesel nos sistemas isolados está na logística de abastecimento e armazenamento de combustível, especialmente na região amazônica. O transporte do diesel envolve muitas vezes a utilização de dois modais distintos (fluvial e rodoviário) e está sujeito a condições climáticas sazonais, incluindo variações dos níveis dos rios durante as estações chuvosa e seca. Consequentemente, em alguns locais, torna-se necessário armazenar combustível por longos períodos para garantir o adequado atendimento às comunidades. O Gráfico 4.2 ilustra em porcentagem o consumo dos principais combustíveis utilizados para abastecimento de energia elétrica dos sistemas isolados.

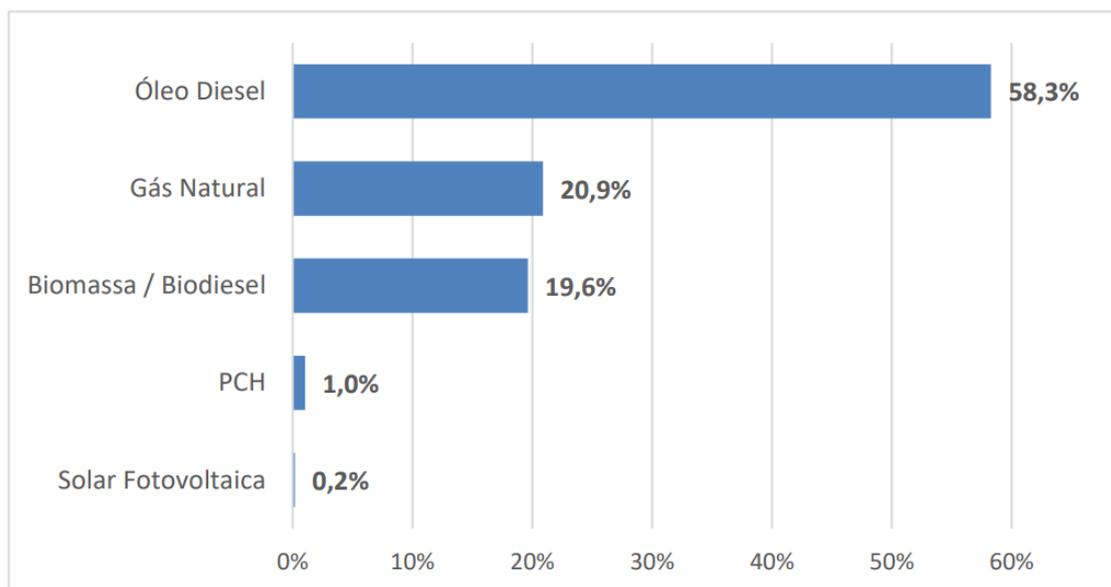
Apesar dos aspectos negativos, a geração a partir do óleo diesel tem atendido com uma confiabilidade razoável os sistemas isolados há mais de um século. Esse fato explica, em parte, a participação ainda relevante dessa tecnologia, especialmente em razão da segurança no fornecimento de energia e à sua facilidade de instalação, manutenção e operação.

Nos últimos anos, houve um aumento na geração de energia a partir de outras fontes nos sistemas isolados, como usinas térmicas a gás natural, biomassa e biocombustíveis. A participação de outras tecnologias renováveis como solar e baterias ainda é pouco relevante, apesar dos esforços recentes de tornar essas fontes mais competitivas nos últimos leilões dos sistemas isolados.

Com o objetivo de reduzir os custos de geração e reduzir as emissões dos sistemas isolados, foi instituído o Programa Energias da Amazônia (Decreto nº

11.648/2023) que engloba uma série de iniciativas com foco na redução da participação do óleo diesel. Destaca-se também o Fundo Pró-Amazônia Legal que destina recursos para empreendimentos que resultem em economia no atendimento dos SISOL, incluindo novas tecnologias, hibridização de projetos existentes e interligações.

**Gráfico 4.2:** Consumo de combustíveis para abastecimento de energia elétrica dos sistemas isolados.



Nesse contexto, entende-se que a geração a partir do gás natural pode ter um papel mais relevante no suprimento dos sistemas isolados. Atualmente existem apenas 6 (seis) usinas termelétricas a gás natural responsáveis por suprimento de sistemas isolados. No estado do Amazonas estão implantadas as usinas de Coari, Anamã, Anori, Caapiranga e Codajás, cujo suprimento de gás é realizado por meio do gasoduto Coari-Manaus, e no estado de Roraima foi implantada a UTE Jaguatirica, em Boa Vista, cujo suprimento é realizado por meio de caminhões de gás natural liquefeito (GNL) a partir do campo de Azulão, no Amazonas.

Nesse sentido, considerando a infraestrutura e a oferta de gás natural já existente na região é possível depreender que outros sistemas isolados na região também poderiam ser atendidos por usinas termelétricas a gás, especialmente por alternativas que envolvam o transporte por GNL ou gás natural comprimido (GNC).

Destaca-se que nos últimos leilões para contratação de geração nos sistemas isolados, em 2019 e 2021, diferentes empresas cadastraram na EPE empreendimentos termelétricos a gás natural para suprimento das localidades isoladas, considerando distintas alternativas de suprimento. Não obstante a maior parte desses projetos não terem se sagrado vencedores dos certames, esse movimento indica o interesse do mercado com relação ao combustível.

Vale destacar que o atendimento aos sistemas isolados requer tecnologias que possam garantir a segurança de suprimento e capacidade de modularidade de carga, tendo em vista que a grande maioria das localidades é atendida por uma única usina. Mesmo as futuras implantações de empreendimentos híbridos, com participação de geração renovável, ainda necessitarão da fonte termelétrica para conferir a segurança de atendimento.

Essas características reforçam a importância e o potencial dos empreendimentos termelétricos, além do papel do gás natural como um combustível de transição energética quando comparado ao óleo diesel.

Apesar dos pontos positivos associadas ao gás, cabe ressaltar que o aumento da oferta de geração a partir desse combustível nos sistemas isolados deve ser realizado considerando uma razoabilidade econômica e socioambiental. Destaca-se que as questões logísticas na região amazônica são consideravelmente desafiadoras, o que naturalmente eleva os custos e os riscos relacionados ao suprimento dos combustíveis.

Adicionalmente, a menor escala dos projetos de geração nos sistemas isolados também pode ser um fator dificultador para uma maior participação do gás natural, tendo em vista o custo da infraestrutura necessária para o transporte, conversão e armazenamento do combustível.

**BLOCO TEMÁTICO 5: REDUÇÃO DE EMISSÕES DE  
GEE PARA PRODUÇÃO FERTILIZANTES A PARTIR  
DO GÁS NATURAL E BIOMETANO**

## 5.1 Introdução

Este capítulo traz reflexões sobre **redução das emissões de GEE para a produção de fertilizantes a partir do gás natural nacional e do biometano**, no contexto da transição energética, e traz luz para os seguintes tópicos:

- Potencial de redução de emissões a partir do uso do gás natural e biometano para produções fertilizantes; e
- Potencial da produção de biofertilizantes na resiliência da cadeia do gás natural.

Nesse sentido, a elaboração deste capítulo foi realizada pelo Bloco Temático 5 do Comitê 5 do GT - Gás para Empregar, o qual foi constituído com **Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA)** e o **Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI)**, que figuram entre as instituições que dispõem de representantes para participar do GT-GE, conforme a Resolução CNPE nº 1/2023. Assim, o presente capítulo está estruturado conforme os seguintes tópicos:

1. Introdução
2. Aspectos gerais da produção de fertilizantes no Brasil
3. Descarbonização na fase de produção de fertilizantes
4. Conclusões

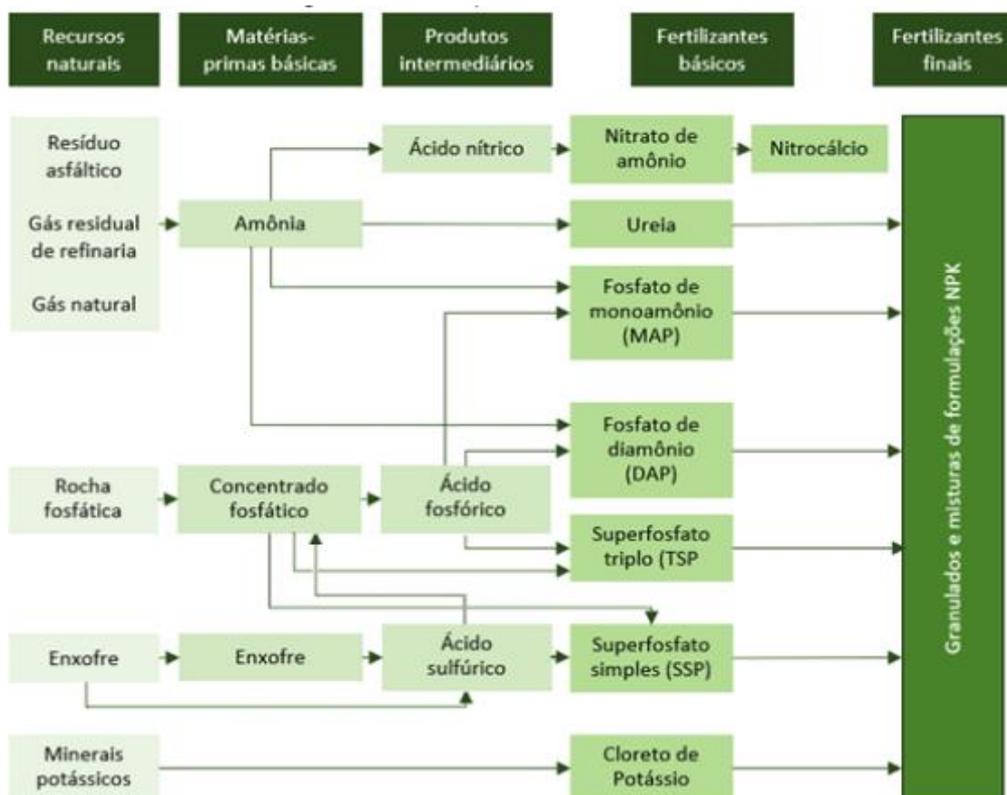
## 5.2 Aspectos Gerais da Produção de fertilizantes no Brasil

Devido a intensa dependência de atividades agrícolas, a segurança alimentar ainda é uma das causas do excessivo uso de fertilizantes sintéticos nitrogenados. Estima-se que cerca de 48% da população global seja alimentada com culturas cultivadas utilizando-se fertilizantes nitrogenados para intensificar a produção e a qualidade dos produtos gerados (Erisman et al, 2008).

A produção e o uso desses insumos são responsáveis por aproximadamente 5% das emissões globais de gás de efeito estufa (GEE), o que diante do evidente crescimento da população global, que deve ser mais de 20% até 2050 torna-se preocupante. Em paralelo a isso, existe a necessidade de se reduzirem as emissões de GEE substancialmente advindas dessas atividades, a fim de evitar as consequências das mudanças climáticas ocasionadas.

Qualquer desvio dessas projeções de crescimento populacional inevitavelmente influenciará a demanda projetada por alimentos, a área de cultivo agropecuário, o uso de fertilizantes de nitrogênio e as consequentes emissões de GEE. Por outro lado, mudanças na dieta da população, com o estímulo ao consumo de alimentos menos dependentes de fertilizantes, associadas ao aumento da eficiência ao longo da cadeia de suprimentos de alimentos, permitiriam um impacto positivo na redução de emissões. Nesse contexto, para atingir as metas associadas à contenção das mudanças climáticas, **é necessário identificar e priorizar intervenções em todo o ciclo de vida dos fertilizantes**, observando as tecnologias atualmente disponíveis e que garantam escala de produção, cujos processos são demonstrados pela Figura 5.1.

Figura 5.1: Cadeia produtiva dos fertilizantes.



Fonte: Plano Nacional de Fertilizantes – uma estratégia para os fertilizantes no Brasil.

A produção de fertilizantes transita necessariamente pela síntese de  $\text{NH}_3$  (amônia), cuja demanda concorre, como um dos principais insumos, nas indústrias farmacêutica, de limpeza, de explosivos, de mineração e metalurgia. Sua síntese pode ser sintetizada a partir da reação do nitrogênio<sup>1</sup>, quinto elemento mais abundante e disponível na atmosfera na forma gasosa, com o hidrogênio<sup>2</sup>, elemento presente predominantemente em outros compostos.

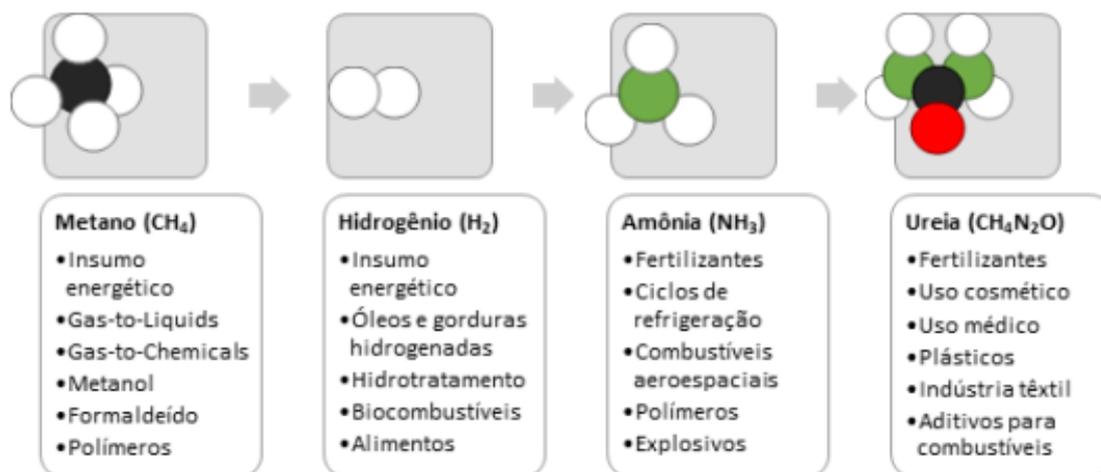
Esse processo é responsável por aproximadamente 1,3% das emissões globais de GEE e consome cerca de 2,0% da energia global, sendo a amônia um dos compostos fundamentais da indústria química, e que tem cerca de 70% da sua aplicação destinada à fabricação de fertilizantes.

A produção de amônia varia de acordo com a disponibilidade e o custo dos insumos energéticos, como gás natural, carvão, óleo e eletricidade. Atualmente, pouco mais de 70% da produção de  $\text{NH}_3$  é feita por meio de reforma a vapor baseada em gás natural e quase 25% por meio de gaseificação de carvão. Petróleo e eletricidade combinados representam apenas 4% dos insumos energéticos no processo de produção (IEA, 2021).

A China é o maior produtor do insumo, respondendo por 28% do volume mundial de amônia, tendo o carvão como fonte de energia em 85% de sua produção. Os Estados Unidos, a União Europeia, a Índia, a Rússia e o Oriente Médio respondem entre 8% e 10% cada um da produção mundial de amônia e, para isso, utilizam como fonte de energia o gás natural.

A amônia é comercializada em todo o mundo, com as exportações globais equivalendo a cerca de 10% da produção total, sendo a ureia, seu derivado mais comum, comercializada ainda mais amplamente, em volume de 30% de sua produção, caracterizando-a como o principal fertilizante nitrogenado sintetizado. As principais matérias-primas empregadas no seu processo de síntese são a amônia e CO<sub>2</sub>, sendo a amônia o produto de interesse do processo *Haber-Bosch*, enquanto o CO<sub>2</sub> apresenta-se como subproduto direto Figura 5.2.

**Figura 5.2:** Cadeia produtiva da ureia e possível integração setorial.



**Fonte:** Plano Nacional de Fertilizantes – uma estratégia para os fertilizantes no Brasil.

Com mais de 300 milhões de hectares de terras agricultáveis, o Brasil já ocupa a 3ª posição como produtor mundial de alimentos, depois de China e Estados Unidos, caracterizando-se como o quarto maior consumidor de nitrogênio, o terceiro de fósforo e o segundo maior de potássio. O Brasil importou US\$ 52,9 bilhões em produtos químicos em 2023 (considerados os Capítulos 28 a 38 da NCM), sendo os fertilizantes o principal item da pauta do setor, com compras de US\$ 14,6 bilhões, no mesmo período, equivalentes a 28% do total importado de produtos químicos.

O Brasil destaca-se ainda pela importação de fertilizantes nitrogenados, como pode ser visto pela Tabela 5.1. O grande volume de ureia importada se destaca, em função da demanda crescente de alimentos e da forte contribuição do agronegócio brasileiro à segurança alimentar a nível mundial. A importação de ureia é maior do que a de amônia, o que se deve ao fato de a amônia ser uma substância líquida com custos elevados de transporte associados.

**Tabela 5.1:** Importações de fertilizantes nitrogenados – mil toneladas.

ANO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>TOTAL</b>	7.346	8.173	6.377	8.142	9.869	10.116	10.658	12.630	14.560	14.148	14.580
<b>AMÔNIA</b>	322	355	353	348	286	285	265	380	534	445	298
<b>UREIA</b>	3.498	4.398	2.850	3.958	5.425	5.561	5.587	7.128	7.793	7.092	7.313

<b>SULFATO DE AMÔNIO</b>	1.770	1.837	1.624	1.918	1.904	2.324	2.637	2.963	3.544	4.996	5.129
<b>NITRATO DE AMÔNIO</b>	1.373	1.074	1.040	1.184	1.328	1.033	1.235	1.147	1.505	708	1.137
<b>OUTROS</b>	384	510	510	734	926	913	934	1.012	1.185	906	703

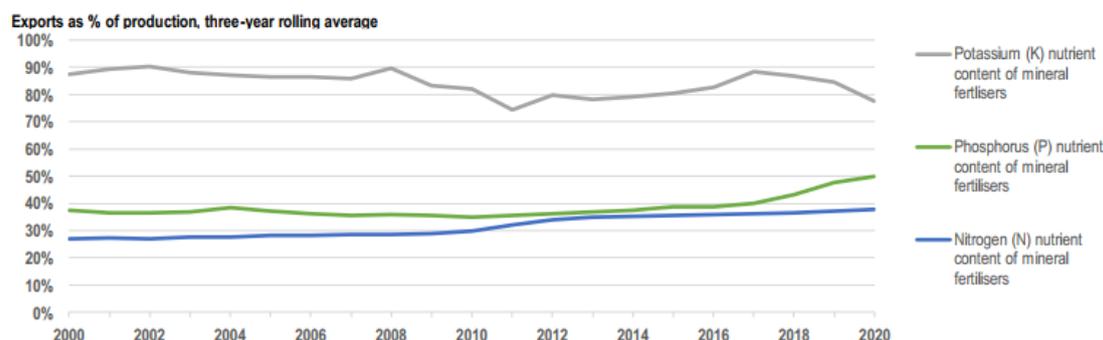
Fonte: ComexStat.

1. Conceito FAO de fertilizantes nitrogenados.

2. Outros incluem: amoníaco em solução aquosa, cloreto de amônio, nitritos, outros sais duplos e misturas de sulfato e nitrato de amônio, misturas de nitrato de amônio com carbonato de cálcio ou com matérias inorgânicas desprovidas de poder fertilizantes, nitrato de sódio, sais duplos e misturas de nitratos de cálcio e amônio, misturas de ureia com nitrato de amônio, em solução aquosa ou amoniacal e outros adubos ou fertilizantes minerais ou químicos nitrogenados, incluídas misturas.

Em relação à produção e exportação mundiais de fertilizantes minerais que contêm os três nutrientes principais (nitrogênio, fósforo e potássio), o nitrogênio é o menos exportado dentre eles, como mostra o Gráfico 5.1, onde os volumes comercializados equivalem a pouco menos de 40% da produção (OCDE, 2023).

**Gráfico 5.1:** Exportações mundiais de fertilizantes minerais como parcela da produção por macronutriente – 2000 a 2020.

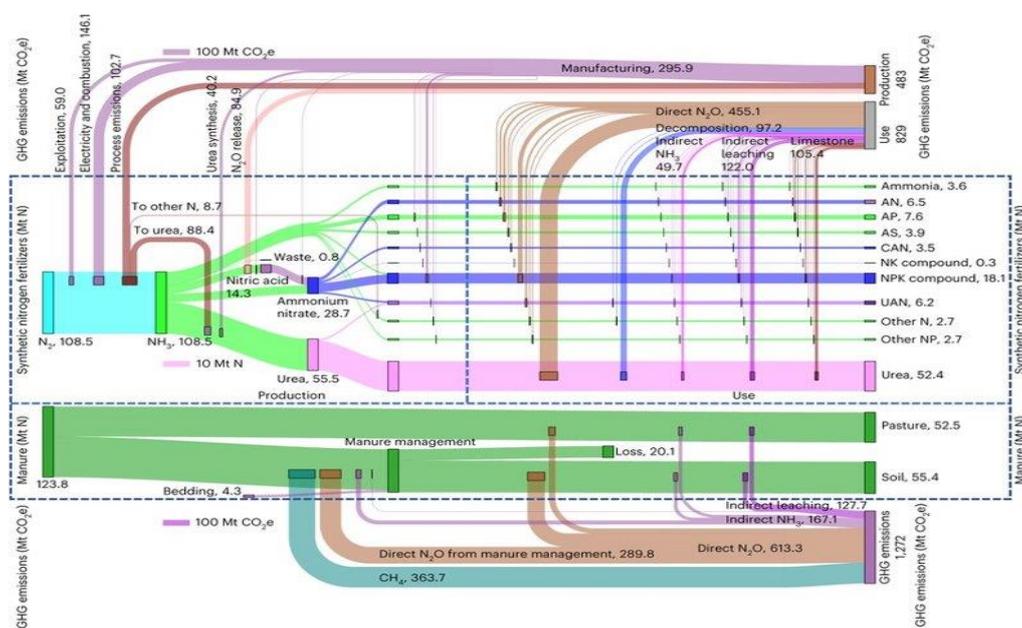


Fonte: FAO (2023).

Gao e Serrenho (2023) calculam que a fase de produção de fertilizantes sintéticos nitrogenados resulta em 0,48Gt CO<sub>2</sub>e/ano, o que representa cerca de 1/3 das emissões totais de GEE de fertilizantes sintéticos nitrogenados de 1,31 Gt CO<sub>2</sub>e/ano. Os 2/3 restantes ocorrem na fase de uso e aplicação desses fertilizantes (0,83 Gt CO<sub>2</sub>e/ano), como demonstra o fluxo global de massa de fertilizantes mostrado na Figura 5.3.

Portanto, para a formulação de políticas públicas, recomenda-se o desenvolvimento de estratégias de mitigação combinadas que objetivem a redução das emissões de GEE ao longo do ciclo e vida dos fertilizantes. Para tanto, é necessário associar a descarbonização da fase de produção de fertilizantes com o **aumento da eficiência da fase de uso** e aplicação nas atividades agropecuárias e florestal<sup>3</sup>.

**Figura 5.3:** O fluxo global de massa de fertilizantes de nitrogênio e as emissões correspondentes de gases de efeito estufa (GEE) em 2019.



Fonte: Gao, Cabrera Serrenho (2023).

**Descrição:** trata-se de diagrama de Sankey. Representação visual de fluxos de massa - neste caso, os fluxos de massa de fertilizantes nitrogenados sintetizados e esterco, e as emissões correspondentes de GEE em cada estágio do ciclo de vida (ANO BASE 2019). Os fluxos horizontais representam os fluxos de massa de nitrogênio (mostram como o nitrogênio se move ao longo da cadeia de suprimentos de fertilizantes). Os fluxos verticais, os fluxos de emissões de GEE (mostram pontos de geração de GEE ao longo da cadeia de suprimentos de fertilizantes). Em ambos os casos, a espessura da linha é proporcional à massa de nitrogênio ou às emissões de GEE. A massa de fertilizantes nitrogenados flui da esquerda para a direita ao longo de sua cadeia de suprimentos. Isso significa que o diagrama mostra como o nitrogênio é transformado em diferentes tipos de fertilizantes e, em seguida, como esses fertilizantes são distribuídos e utilizados.

1. Dados de Produção e Consumo: os dados publicamente disponíveis sobre a produção e consumo de fertilizantes em nove regiões do mundo foram reconciliados para criar o mapa. As regiões incluem África, América Latina, América do Norte, Oceania, Ásia Meridional, Oriente Médio, Europa Ocidental e Central, Europa Oriental e Ásia Central (EECA), e Ásia Oriental.
2. Tipos de Fertilizantes: os dados incluem 11 tipos diferentes de fertilizantes consumidos globalmente, incluindo aplicação direta de amônia, sulfato de amônio (AS), nitrato de amônio (AN), nitrato de cálcio e amônio (CAN), fosfato de amônio (AP), compostos NK e NPK, nitrato de ureia e amônio (UAN), outros N, outros NP, e ureia.
3. Produtos Intermediários: a descrição do método usado para estimar os produtos intermediários usados na produção de alguns tipos de fertilizantes, nomeadamente ureia, AN11 e ácido nítrico, é fornecida no estudo. Esses produtos intermediários são importantes para estimar as emissões de GEE associadas a cada tipo de fertilizante.
4. Fluxo de massa de fertilizantes de nitrogênio: o fluxo global de nitrogênio em fertilizantes sintéticos e esterco em todas as etapas da cadeia de suprimentos, incluindo produção e uso, é estimado em um total de 2,6 Gt CO<sub>2</sub>e a<sup>-1</sup>.
5. Emissões de GEE de fertilizantes sintéticos: 1,31 Gt CO<sub>2</sub>e a<sup>-1</sup> resultam da produção e uso de fertilizantes sintéticos. A maior parte das emissões é gerada quando os fertilizantes são usados em lavouras, devido às emissões diretas e indiretas de N<sub>2</sub>O e às emissões de CO<sub>2</sub> provenientes do calcário e da decomposição da ureia e do ABC.
6. Fluxo de massa global de esterco: o fluxo de massa global de esterco e as emissões correspondentes de GEE em 2019 são estimados a partir do número de cabeças de animais relatadas pela FAO e conforme recomendado pelo IPCC. A produção global equivale a 123,8 Mt N a<sup>-1</sup> de esterco e 4,3 Mt N a<sup>-1</sup> de materiais de cama, mas apenas cerca de 43% são aplicados aos solos como fertilizante.

### 5.3 Descarbonização na Fase de Produção de Fertilizantes

As emissões na fase de produção estão concentradas na síntese de  $\text{NH}_3$ , que corresponde a 84% das emissões da produção, grande parte (21%) ocorre devido às reações que ocorrem para produção de Amônia. A *International Energy Agency* (IEA) propôs um roteiro tecnológico para mitigar as emissões de GEE na fase de produção de amônia. Este roteiro combina eletrólise da água, captura e armazenamento de carbono (CCS), gaseificação de biomassa e pirólise de metano.

A **eletrólise da água**<sup>4</sup> é um processo de alteração da produção que pode ser usado para fornecer hidrogênio para a síntese de amônia, mitigando as emissões de GEE provenientes da reforma do metano em vapor. Nesse processo a eletricidade é utilizada para dividir a molécula da água em hidrogênio e oxigênio, sendo o hidrogênio um insumo essencial para a produção de amônia, que é a componente chave para a produção de fertilizantes sintéticos nitrogenados.

Se a eletricidade usada no processo de eletrólise for gerada a partir de fontes renováveis, como energia solar ou eólica, a produção de hidrogênio pode ser considerada uma fonte de energia limpa, contribuindo para a redução das emissões de GEE. Além disso, o hidrogênio produzido pode ser armazenado e utilizado posteriormente para gerar eletricidade, o que se traduz em uma forma eficaz de armazenar energia renovável.

Quando o hidrogênio é usado para síntese de amônia para a produção de fertilizantes, o único subproduto é a água, o que torna este processo uma opção de baixa emissão de carbono em comparação com os métodos tradicionais de produção de fertilizantes. É importante notar que a eficácia da eletrólise da água como estratégia de mitigação depende de vários fatores, incluindo a fonte de eletricidade utilizada e a eficiência do processo de eletrólise.

Em paralelo a isso, a **captura e o armazenamento** (*Carbon Capture and Storage* - CCS) é um processo de complementação à produção que pode ser usado para evitar a liberação de emissões de  $\text{CO}_2$ . Estima-se que na produção de amônia a captura de até 90% das emissões de  $\text{CO}_2$  é viável, que, por sua vez, é armazenado em reservatórios geológicos *offshore* ou *onshore*, de forma a evitar a liberação para a atmosfera ou, ainda, utilizado para a fabricação de outros produtos. A eficácia da CCS como estratégia de mitigação depende de vários fatores, incluindo a eficiência da tecnologia de captura, a disponibilidade e a capacidade dos locais de armazenamento, e a integridade a longo prazo dos locais de armazenamento.

Já a **gaseificação de biomassa** é um processo de alteração da produção que pode ser usado para converter materiais orgânicos, como plantas e resíduos agrícolas, em gás combustível, também chamado de gás de síntese (geralmente é composto por uma mistura de  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$  e  $\text{CO}_2$ ) por meio de uma reação química induzida pelo calor. O gás de síntese pode ser usado tanto para gerar energia renovável quanto como insumo para a produção de amônia. Além disso, ocorre a absorção de  $\text{CO}_2$  da atmosfera durante o desenvolvimento vegetal, possibilitando a captura e armazenamento de parte do  $\text{CO}_2$  durante o processo de gaseificação da biomassa. Ademais a utilização de resíduos de biomassa na agricultura pode melhorar a qualidade do solo e aumentar a eficiência da fase de uso e aplicação de fertilizantes, podendo reduzir a demanda por eles.

Já a **pirólise de metano** é um processo químico de alteração da produção onde ocorre a quebra das moléculas de metano ( $\text{CH}_4$ ) em hidrogênio ( $\text{H}_2$ ) e carbono sólido (na

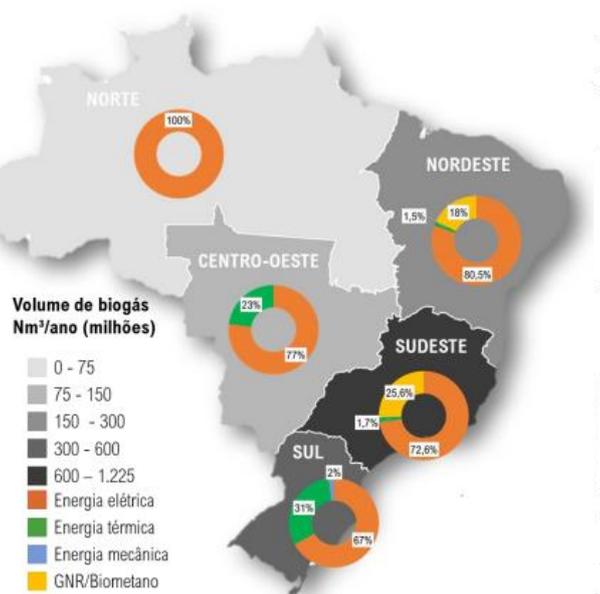
forma de fuligem ou grafite), por meio do aquecimento do metano a altas temperaturas, na ausência de oxigênio. O hidrogênio produzido pode ser usado na síntese de amônia, sem a emissão de CO<sub>2</sub> e com captura o carbono na forma sólida, o que pode ser armazenado ou utilizado para outros fins, diferentemente do método de reforma a vapor do metano.

**A pirólise pode utilizar o metano proveniente de várias fontes, incluindo o gás natural e o biometano**<sup>5</sup>. É importante notar que a eficácia da pirólise de metano como estratégia de mitigação depende de vários fatores, incluindo a eficiência do processo de pirólise, a fonte de metano utilizada, e a gestão e utilização do carbono sólido produzido.

No atual contexto global de conscientização da indústria química pelo desenvolvimento de processos sustentáveis, o biogás/biometano apresenta-se como uma alternativa promissora para diversificação da composição da matriz energética e **consolidação de uma cadeia produtiva nacional verticalizada**.

Durante um estudo conduzido pelo Centro Internacional de Energias Renováveis (CIBiogás) em 2020 (Figura 5.4), o Brasil contava com 675 plantas de biogás operacionais (94% dessa quantidade empregada para fins energéticos) e o surgimento de 148 novas plantas, representando um crescimento de 22% em relação ao ano de 2019. Os dados atualizados para 2021 demonstram um número total de 755 plantas operacionais e 102 em fase de construção, evidenciando uma trajetória de crescimento para o setor dentro do Brasil.

**Figura 5.4:** Aplicação energética do biogás das plantas em operação - 2020.



**Fonte:** Panorama do Biogás no Brasil 2020 – Nota Técnica nº 01/202.

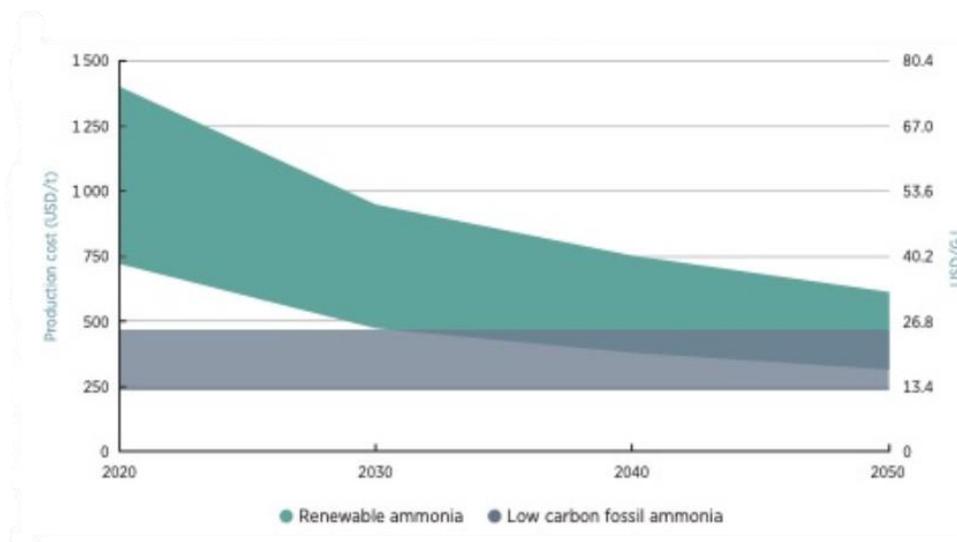
Por outro lado, o gás natural ainda é a principal matéria-prima empregada para síntese de amônia. A sequência básica do método *Haber-Bosch* consiste nas etapas de purificação do gás de alimentação, reforma do metano, deslocamento água-hidrogênio, remoção do CO<sub>2</sub>, *loop* de síntese e ciclo de refrigeração.

Cadorini, Secchi e M. Junior (2022) realizaram uma avaliação individual dos processos de síntese de amônia e ureia para análise dos pontos centrais de integração das plantas a partir do biogás como matéria-prima. As simulações foram realizadas dentro do *software* Aspen Plus (versão 12.1) considerando plantas com capacidade industrial. Os resultados preliminares indicam uma capacidade produtiva de 1130 kmol/h de amônia com uma pureza de 96,5% em base molar. Além disso, foi registrada uma vazão próxima a 1000 kmol/h para as correntes residuais de CO<sub>2</sub>.

No tocante à síntese de ureia, foi possível constatar que a capacidade da planta de amônia é suficiente para suprir a demanda interna. A vazão produzida na seção de síntese foi de aproximadamente 860 toneladas/dia (217 mil toneladas/ano). Considerando que aproximadamente 0,57 tonelada de amônia é necessária para a produção de 1 tonelada de ureia, conclui-se que essa planta integrada seria capaz de produzir 380 mil toneladas/ano de ureia.

**A proposta de integração das plantas de amônia e ureia a partir do biogás revela uma oportunidade relevante para construção de uma cadeia verticalizada e sustentável.** Observou-se a necessidade de um estudo mais aprofundado do ciclo de síntese de amônia, a fim de aumentar a conversão por passe no reator, melhorar a integração energética do processo e a pureza da corrente final de amônia. Em relação à síntese de ureia, a limitação de informações disponíveis na literatura também reflete a necessidade de maior investigação das condições de operação sobre o desempenho do sistema. Dado o potencial de produção e comercialização do biogás brasileiro (Gráfico 5.2), torna-se imprescindível a investigação desses processos produtivos para agregar valor à cadeia produtiva e fortalecer a indústria nacional de intermediários químicos e fertilizantes.

**Gráfico 5.2:** Custo estimado da amônia verde até 2050.



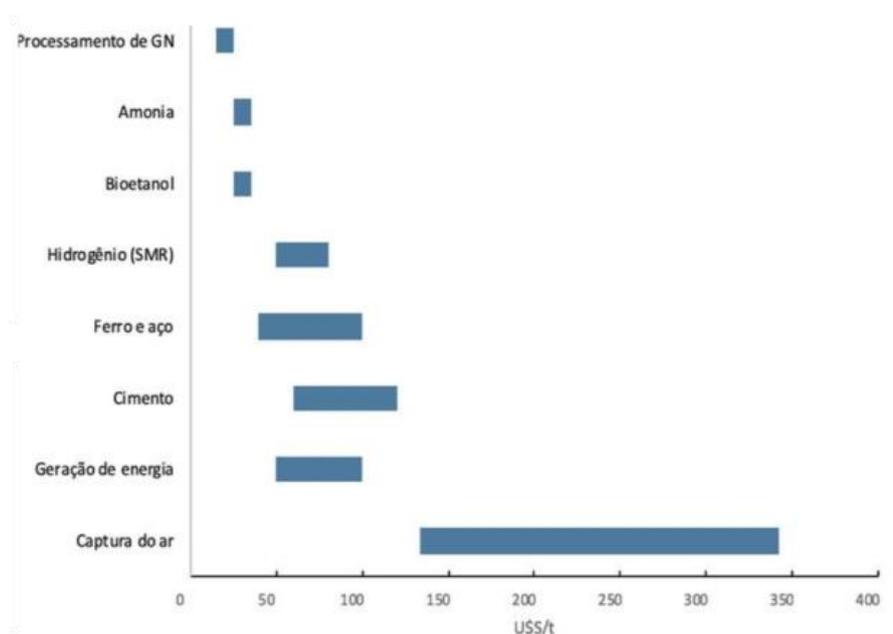
Fonte: IRENA e AEA (2022).

Bárcia, Costa e Carvalho (2023) destacam o biometano como a única fonte de hidrogênio para a síntese de amônia por meio do processo de *Haber-Bosch*. O desenvolvimento do projeto conceitual de engenharia incluiu a criação de um diagrama de blocos, apresentando a sequência de etapas do processo, juntamente com

estimativas preliminares de vazão e composição das matérias-primas principais e do produto final. Esse trabalho proporcionou acesso a informações cruciais que serão valiosas na elaboração dos projetos básico e detalhado em futuras fases. **Ademais, há a possibilidade de estabelecer uma sinergia com plantas inicialmente operando a gás natural, permitindo uma transição gradual em direção à utilização integral de fontes limpas. Esse enfoque visa não apenas reduzir o impacto ambiental, mas também atender à demanda de forma sustentável.**

A aplicabilidade e a viabilidade operacional e econômica dessas várias opções de mitigação para reduzir as emissões de GEE na fase de produção podem não ser igual e facilmente implementáveis em todas as regiões do Brasil. A idade das infraestruturas de produção existentes pode determinar o momento dos ciclos de investimento de capital. Além disso, apenas novas instalações provavelmente seriam capazes de implementar a eletrólise da água para a síntese de amônia, por exemplo, enquanto o acoplamento da CCS à reforma de metano a vapor existente pode ser de mais fácil adoção em instalações existentes (Gráfico 5.3). Entretanto, existem variações geográficas na disponibilidade de bacias de armazenamento de CCS adequadas ou no potencial de energia eólica.

**Gráfico 5.3:** Custo de captura de CO<sub>2</sub> por setor – 2019.



**Fonte:** IEA (2021).

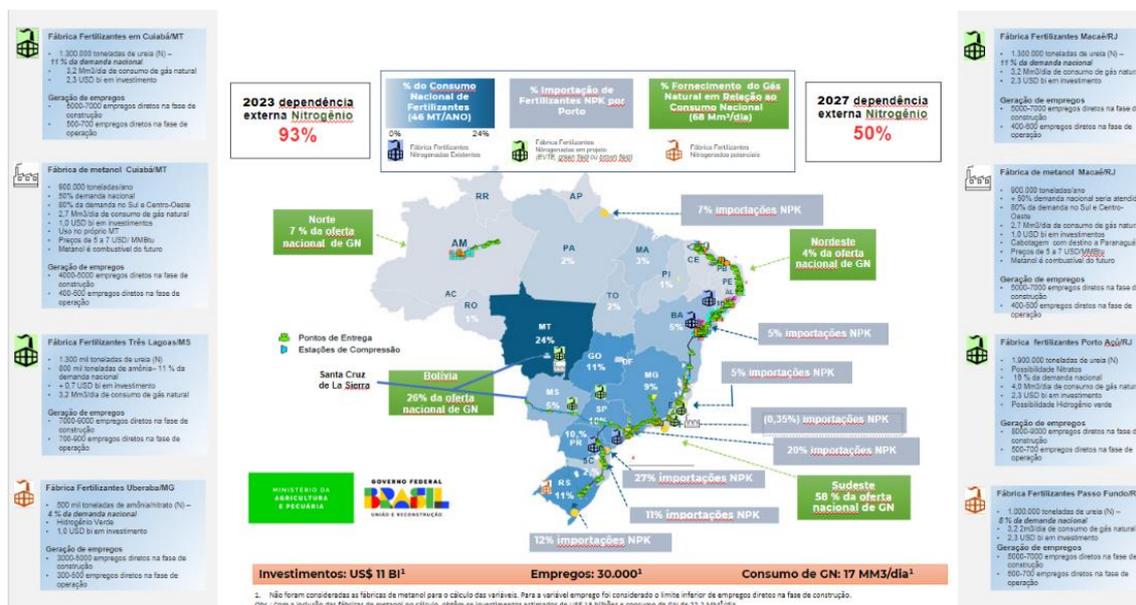
1 - Custo de captura inclui o custo de compressão.

Portanto, para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> da produção de amônia, é necessário modernizar ou substituir as instalações antigas por tecnologias mais eficientes e sustentáveis, como por exemplo a utilização de **hidrogênio de baixo carbono ou fontes renováveis** (Figura 5.5).

Nesse sentido, por exemplo, o governo do Reino Unido, por meio da *UK Hydrogen Strategy*<sup>6</sup>, tenta **habilitar a mistura de até 20% de H<sub>2</sub> (em volume) nas redes de distribuição de gás do país**. Essa mistura é uma forma de reduzir as emissões de carbono do uso de gás natural, que é um combustível fóssil, usando hidrogênio de baixo

carbono. Isso evidencia que há potencial valor estratégico e econômico em apoiar a mistura de H<sub>2</sub> em certos cenários e circunstâncias, e que qualquer apoio do governo à mistura teria como objetivo reduzir os custos de produção e de sistema, ao mesmo tempo que facilitaria o crescimento da economia do hidrogênio. Não se espera que a mistura em escala comercial comece a ser utilizada antes de 2025-26.

Figura 5.5: Diagnóstico espacial de futuras fábricas de fertilizantes nitrogenados no Brasil - 2023.



Fonte: Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA).

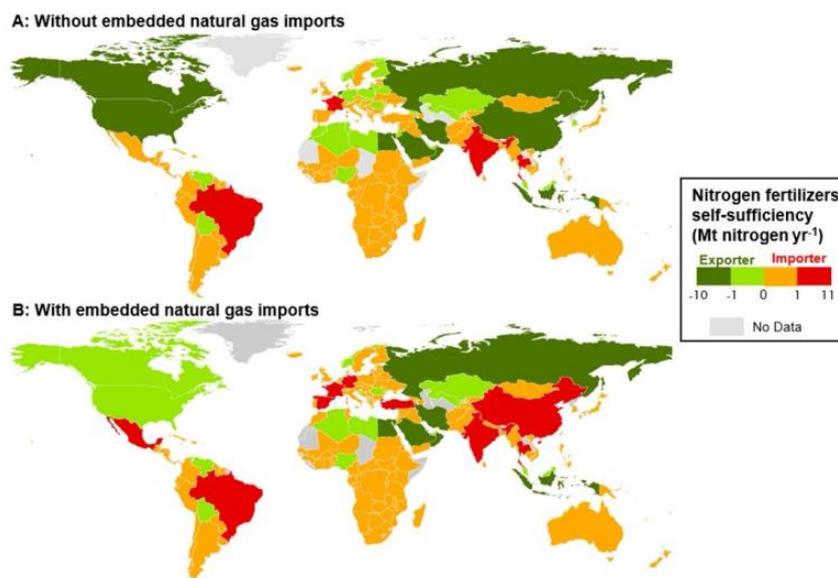
É importante ressaltar que o uso da mistura enfrenta questionamentos sobre a viabilidade técnica da mistura, que imporia uma redução de eficiência na geração termelétrica, uso de molécula com custo mais elevado para fins diversos, além de redução da competitividade do gás natural, que passaria a ter um custo mais elevado se houvesse imposição de mistura obrigatória com hidrogênio.

## 5.4 Descarbonização na fase de uso

Embora tenha sido dada atenção à descarbonização da indústria química<sup>7</sup>, alcançar isso reduziria apenas cerca de 1/3 das emissões atuais de fertilizantes. Deve-se, nesse primeiro momento de iniciativas que visam ao desenvolvimento da produção nacional de fertilizantes, **priorizar intervenções que visam redução das emissões de GEE na fase de uso e aplicação dos fertilizantes**, especialmente em um contexto que se busca a redução da dependência externa brasileira quanto ao fornecimento de fertilizantes nitrogenados (Figura 5.6), fosfáticos e potássicos, consideradas as oscilações de demanda e as inovações tecnológicas, conforme estabelece o Decreto nº 10.911, de 11 de março de 2022, que institui o Plano Nacional de Fertilizantes (PNF) 2022-2050 e o Conselho Nacional de Fertilizantes e Nutrição de Plantas (CONFERT).

Quanto à fase de uso e aplicação de fertilizantes, verifica-se que o CONFERT é composto pela Câmara Técnica de Uso e Aplicação de Fertilizantes Nitrogenados, Fosfáticos e Potássicos e pela Câmara Técnica de Cadeias Emergentes, previstas pelos incisos II e IV do art. 11 do Decreto nº 10.911, de 2022.

**Figura 5.6:** Autossuficiência em fertilizantes nitrogenados.



**Fonte:** Rosa e Gabrielli (2022).

- 1 - O mapa A evidencia as importações/exportações de fertilizantes nitrogenados sem considerar as importações de gás natural.
- 2 - O mapa B evidencia as importações/exportações de fertilizantes nitrogenados considerando as importações de gás natural.

Embora a literatura existente forneça exemplos convincentes de como mitigar as emissões de gases de efeito estufa (GEE) da produção e uso de fertilizantes de nitrogênio sintetizados, ainda não foi estabelecida uma avaliação global das emissões de GEE dos fertilizantes de nitrogênio.

## 5.5 Conclusões

A realização de tal avaliação global poderia **permitir a priorização do potencial de mitigação de várias intervenções**, que muitas vezes são avaliadas isoladamente na literatura. Em outras palavras, uma visão mais holística e abrangente poderia levar a estratégias de mitigação mais eficazes e bem direcionadas. Assim, este bloco propõe as recomendações descritas na Tabela 5.2 com a finalidade de melhorar e impulsionar o desenvolvimento do grupo de trabalho acerca dos temas aqui descritos.

**Tabela 5.2:** Recomendações ao Comitê 5 do Grupo de Trabalho - Gás para Empregar.

RECOMENDAÇÃO	DESCRIÇÃO
Priorizar intervenções que visam redução das emissões de GEE na fase de uso e aplicação dos fertilizantes nitrogenados, inclusive novas rotas complementares (i.e. fertilizantes orgânicos, organominerais).	Em um contexto que se busca a redução da dependência externa brasileira quanto ao fornecimento de fertilizantes nitrogenados, fosfáticos e potássicos, priorizar intervenções que visam redução das emissões de GEE na fase de uso e aplicação e não na fase de produção de fertilizantes nitrogenados. Partes intervenientes: CONFERT/Câmara Técnica de Uso e Aplicação de Fertilizantes Nitrogenados, Fosfáticos e Potássicos e CONFERT/Câmara Técnica de Cadeias Emergentes.

Adotar uma estratégia de desenvolvimento sustentável focada na inovação em processos e produtos.	A maioria das tecnologias de quase zero emissão não está ainda disponível em escala comercial e, portanto, realizar a transição utilizando fontes de energia de baixa emissão de GEE, como o gás natural.
Adotar metas faseadas de até 30% da produção de NH <sub>3</sub> e fertilizantes nitrogenados com uso de fontes renováveis.	Pouco mais de 70% da produção de NH <sub>3</sub> é feita por meio de reforma a vapor baseada em gás natural e quase 25% por meio de gaseificação de carvão. Petróleo e eletricidade combinados representam apenas 4% dos insumos energéticos no processo de produção (IEA, 2021)
Inserir o crédito de descarbonização como instrumento de financiamento.	Custo do carbono pode influenciar a viabilidade econômica dos projetos que geram créditos de carbono, por meio do aumento da receita e do retorno dos investimentos (TIR).
Fomentar projetos com tecnologia de produção de H <sub>2</sub> por meio da eletrólise da água.	Processo de eletrólise e pirólise possuem escala usando eletricidade de alto fator de carga, mas ainda há desafios para os casos de energia renovável variável (baixo fator de carga), como a solar fotovoltaica e a eólica.
Fomentar projetos com tecnologia de produção de H <sub>2</sub> por meio da pirólise do biogás/biometano.	
Analisar arcabouço legal com vistas a otimizar relação de custo de produção e tarifa de consumo de energia elétrica.	Custo de energia elétrica é o maior obstáculo da produção de H <sub>2</sub> verde por meio da eletrólise.
Analisar o gás natural como instrumento indireto no processo de redução do desmatamento.	A ampliação da dose de fertilização nitrogenada aumenta a produtividade e, por conseguinte, evita o desmatamento (CO <sub>2</sub> permanece estocado na floresta).
Implementar procedimentos simplificados de aprovação de projetos de produção de NH <sub>3</sub> no âmbito da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, e do Decreto nº 8.874, de 11 de outubro de 2016, que utilizam fontes de energia de baixa emissão de GEE.	A produção de fertilizantes transita necessariamente pela síntese de NH <sub>3</sub> (amônia), não obstante a sua utilidade às indústrias farmacêutica, de limpeza, de explosivos, de mineração, metalurgia. No que tange a indústria de fertilizantes, a amônia é matéria-prima dos fertilizantes nitrogenados e estes exercem importante papel na segurança alimentar. Utilizar energia mais limpa na fase industrial, e, em menor relevância, no transporte e aplicação.

## 5.6 Referências

- Bárcia, Giovanna S., Costa, Thaysla Evellin. 2023, FEL 1: Projeto Conceitual de uma planta de produção de amônia a partir do biometano. Brazilian Journal of Development v.9, n.6 20086-20109. <https://doi.org/10.34117/bjdv9n6-91>
- CIBIOGÁS. Nota Técnica: N° 001/2021 – Panorama do Biogás no Brasil 2020. Foz do Iguaçu, 2021. [https://assets-global.website-files.com/632ab10950c5e334290bfadf/6390e019fff062ab7bcaa338\\_PANORAMA-DO-BIOGAS-NO-BRASIL-2020-v.8.0-1\\_1.pdf](https://assets-global.website-files.com/632ab10950c5e334290bfadf/6390e019fff062ab7bcaa338_PANORAMA-DO-BIOGAS-NO-BRASIL-2020-v.8.0-1_1.pdf)
- Department for Energy Security & Net Zero. 2023, Hydrogen Blending into GB Gas Distribution Networks A Strategic Policy Decision <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/657a0a82254aaa0010050cde/hydrogen-blending-strategic-policy-decision.pdf>
- Erismán, J., Sutton, M., Galloway, J. et al. How a century of ammonia synthesis changed the world. Nature Geosci 1, 636–639 (2008). <https://doi.org/10.1038/ngeo325>
- FAO (2023), FAOSTAT. <https://www.fao.org/faostat/en/#home>
- Gao, Y., Cabrera Serrenho, A. 2023, Greenhouse gas emissions from nitrogen fertilizers could be reduced by up to one-fifth of current levels by 2050 with combined interventions. Nat Food 4, 170–178. <https://doi.org/10.1038/s43016-023-00698-w>
- Hena Oak, Energy efficiency and energy saving by Indian fertilizer plants: Role of feedstock and ownership, Energy Reports, Volume 9, Supplement 6, 2023, Pages 254-263. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.04.040>
- IEA (2021), Is carbon capture too expensive?, IEA, Paris. <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>
- International Energy Agency (IEA), 2021. Ammonia Technology Roadmap CC BY-NC 3.0 IGO. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6ee41bb9-8e81-4b64-8701-2acc064ff6e4/AmmoniaTechnologyRoadmap.pdf>
- IRENA and AEA (2022), Innovation Outlook: Renewable Ammonia, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Ammonia Energy Association, Brooklyn. [Innovation Outlook: Renewable Ammonia \(irena.org\)](https://www.irena.org/publications/2022/04/Innovation-Outlook-Renewable-Ammonia)
- Joint Working Party on Agriculture and Trade, Understanding the resilience of fertiliser markets to shocks: An overview of fertiliser policies, OCDE, 2023, Draft.
- M.C.F, Cadorini; P.A., Melo; A.R., Secchi. Análise do Potencial de Integração em Uma Planta para Produção de Amônia e Fertilizantes a Partir do Biogás. In: ANAIS DO 11º CONGRESSO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2022, Belém. Anais eletrônicos. <https://doi.org/10.17648/pdpetro-2022-159267>
- Santos R., Prifti K., Prata D., Secchi A., Manenti F., 2023, Techno-economic Analysis of the Syngas Conditioning from Biogas Using PSA and Pswa: Case Study of Methanol Synthesis, Chemical Engineering Transactions, 99, 673-678. <https://doi.org/10.3303/CET2399113>

**BLOCO TEMÁTICO 6: SINERGIA ENTRE AS  
CADEIAS DO BIOMETANO E DO GÁS NATURAL**

## 6.1 Introdução

Este capítulo traz reflexões sobre sinergias entre as cadeias do biometano e gás natural, trazendo luz para os seguintes tópicos:

- Alternativas para aumentar a disponibilidade do biometano nos gasodutos, com análise da infraestrutura
- Avaliação sobre flexibilização da desverticalização no setor de gás exclusivamente para permitir que transportadores invistam na produção de biometano
- Avaliação do *swap* operacional de biometano entre a rede de transporte e distribuição, com certificado de garantia de origem e esquema tarifário específico
- Potencial de *hubs* de biometano/estudo de disponibilidade e consumo de biometano
- Possibilidade de aplicação e resiliência das infraestruturas do gás natural pelo uso do biometano
- Qual o papel do mercado de carbono como indutor do uso de biometano?

Nesse sentido, a elaboração deste capítulo foi realizada pelo Bloco Temático 6 do Comitê 5 do GT - Gás para Empregar, o qual foi constituído pelo **Ministério de Minas e Energia (MME)**, o **Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC)**, a **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP**, o **Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA)**, **EMBRAPA**, e **Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI)**, que figuraram entre as instituições que dispõem de representantes para participar do GT-GE, conforme a Resolução CNPE nº 1/2023. Assim, o presente capítulo está estruturado conforme os seguintes tópicos:

1. Contextualização
2. Potencial do biometano no setor sucroalcooleiro
3. Principais vias de uso do biogás/biometano
4. Aspectos gerais das sinergias de biogás/biometano no contexto brasileiro

## 6.2 Contextualização

O Brasil vem avançando na produção de biogás ao longo dos anos, o que pode ser observado pelos recentes mapeamentos realizados pelo CIBiogás, que por meio da ferramenta BiogasMap permite verificar dados categorizados voltados para os diferentes substratos e regiões brasileiras (CIBiogás, 2022). Assim, alguns dados do Panorama do biogás referentes ao ano de 2022, que foram recentemente divulgados estão descritos na Tabela 6.1, onde podem ser verificados os diferentes setores, a quantidade anual e a estimativa média diária de biogás produzido e ainda, o tamanho médio das plantas registradas.

**Tabela 6.1:** Dados do Panorama do Biogás 2022.

<b>Síntese dos projetos cadastrados no CIBiogás</b>				
<b>Setor/atividade</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Nm<sup>3</sup>/ano</b>	<b>Nm<sup>3</sup>/dia</b>	<b>Tamanho médio</b>
<b>Total</b>	<b>936</b>	<b>3.460.210.000</b>	<b>9.480.027</b>	<b>10.128</b>
Agropecuária	705	295.930.000	810.767	1.150
Indústria	126	704.280.000	1.929.534	15.314
RSU e Estogos	105	2.460.000.000	6.739.726	64.188
<b>Em Operação</b>	<b>885</b>	<b>2.890.000.000</b>	<b>7.917.808</b>	<b>8.947</b>
Agropecuária	686	275.080.000	753.644	1.099
Indústria	108	469.530.000	1.286.384	11.911
RSU e Estogos	91	2.141.390.000	5.866.822	64.471
<b>Em implantação</b>	<b>38</b>	<b>526.980.000</b>	<b>1.443.781</b>	<b>37.994</b>
Agropecuária	12	18.610.000	50.986	4.249
Indústria	15	227.890.000	624.356	41.624
RSU e Estogos	11	280.480.000	768.438	69.858
<b>Em reforma</b>	<b>13</b>	<b>47.230.000</b>	<b>129.397</b>	<b>9.954</b>
Agropecuária	7	2.250.000	6.164	881
Indústria	3	6.860.000	18.795	6.265
RSU e Estogos	3	38.120.000	104.438	34.813

Fonte: CIBiogás (2022).

A plataforma do CIBiogás permite gerar o mapa de calor com a localização dessas plantas. Com isso, é possível constatar que a maior parte das plantas ligadas ao setor agropecuário estão nos polos de suinocultura e avicultura, especialmente no oeste dos estados do Paraná e Santa Catarina e Triângulo e Zona da Mata de Minas Gerais. Entretanto, trata-se de plantas de menor porte (respondem por 77,4% das plantas em operação, mas por apenas 9,5% do biogás produzido).

Por outro lado, as plantas que usam resíduos sólidos urbanos e esgotos (RSU) como substrato, embora em menor número (10,3% das plantas em operação), normalmente estão localizadas nas grandes aglomerações urbanas e têm porte significativamente maior, refletindo na sua maior participação no total do biogás produzido (74%). Já as plantas industriais têm um tamanho médio maior do que as da agropecuária, respondendo por 12,2% das plantas em operação e 16% do volume de biogás produzido. Elas estão associadas principalmente ao setor sucroalcooleiro, que vem investindo na biodigestão da vinhaça e da torta de filtro.

Cabe chamar a atenção para três aspectos: o primeiro é a expectativa em torno do rápido crescimento da produção do biogás pela indústria, cujos projetos em implantação deverão elevar a capacidade instalada em quase 50%. O segundo é que o biogás ainda tem sido predominantemente utilizado para a geração de energia elétrica (72,2%), como mostra a Tabela 6.2.

Mesmo no caso dos projetos relacionados ao RSU, normalmente localizados em cidades que já contam com rede de distribuição de gás natural, apenas 25% do biogás foi purificado, para chegar ao biometano. No caso da agropecuária, onde o biogás tende a ser consumido nos próprios estabelecimentos rurais, apenas 3,2% do volume produzido foi purificado.

Tabela 6.2: Destinação do biogás, segundo cada fonte geradora.

<b>Destinação do biogás, segundo cada fonte geradora</b>			
<b>Fonte de Substrato</b>	<b>Produção de biogás (Nm<sup>3</sup>/ano)</b>		<b>Percentual</b>
<b>Agropecuária</b>	Energia térmica	6.232.272,38	2,3%
	Energia mecânica	7.526.112,00	2,7%
	GNR/Biometano	8.723.500,00	3,2%
	Energia Elétrica	252.595.984,05	91,8%
	<b>Total</b>	<b>275.077.868,43</b>	<b>100%</b>
<b>Indústria</b>	Energia térmica	144.525.152,54	30,8%
	Energia mecânica		0,0%
	GNR/Biometano	91.041.000,00	19,4%
	Energia Elétrica	233.966.982,21	49,8%
	<b>Total</b>	<b>469.533.134,75</b>	<b>100%</b>
<b>RSU e Esgotos</b>	Energia térmica	7.062.418,16	0,3%
	Energia mecânica	-	0,0%
	GNR/Biometano	535.884.852,72	25,0%
	Energia Elétrica	1.598.904.455,67	74,7%
	<b>Total</b>	<b>2.141.851.726,55</b>	<b>100%</b>
<b>Total</b>	Energia térmica	157.819.843,08	5,5%
	Energia mecânica	7.526.112,00	0,3%
	GNR/Biometano	635.649.352,72	22,0%
	Energia Elétrica	2.085.467.421,93	72,2%
	<b>Total</b>	<b>2.886.462.729,73</b>	<b>100%</b>

O terceiro aspecto diz respeito ao fato de que, mesmo com baixo nível de purificação do biogás, os dados de 2022 mostraram que a produção de biometano atingiu aproximadamente 900 mil Nm<sup>3</sup>/dia. Ou seja, pode-se concluir o volume de biogás hoje produzido permite um significativo aumento da oferta de biometano. Com isso, é necessário avaliar em que condições é vantajoso investir no processo de purificação.

Quanto a isso, cabe observar que, dada sua semelhança com o gás natural, o biometano tem diversas possibilidades de uso, seja para impulsionar o desenvolvimento do uso dos combustíveis gasosos (descarbonização do setor de transportes), seja para descarbonizar indústrias de difícil abatimento das emissões. Inclui-se também os usos mais nobres, como na indústria química e, dentro dela, a produção de biofertilizantes.

### 6.3 Potencial do biometano no setor sucroalcooleiro

Segundo a ABIOGÁS (Ofício 038/2023, de 8 de novembro de 2023), atualmente apenas 6 plantas comercializam biometano, totalizando 417 mil Nm<sup>3</sup>/dia. Os números informados representam pouco menos da metade do biometano produzido em 2022, tendo em conta os 635,65 milhões de Nm<sup>3</sup>/ano de biogás destinados a esse fim, o que representa o potencial de produção de biometano está estimada em 900 mil Nm<sup>3</sup>/dia.

Em um relatório mais detalhado sobre o potencial do biometano no setor sucroalcooleiro, publicado em dezembro de 2023, é descrito que o setor sucroalcooleiro hoje responde por 9% da produção de biogás, aproveitando apenas 5% dos resíduos disponíveis. O pleno aproveitamento dos resíduos (vinhaça e torta de filtro) permitiria a produção de 5,2 bilhões de Nm<sup>3</sup>/ano de biogás (CIBIOGÁS, EPE, 2023).

Outro importante parâmetro de análise diz respeito aos processos solicitando o enquadramento de projetos no REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura). Quanto a isso, cabe a apreciação dos projetos de produção de biometano que possam ser destinados ao setor de transportes, em substituição aos combustíveis fósseis. Destaca-se ainda que, conforme a RenovaCalc (a calculadora que compara a pegada de carbono dos diferentes combustíveis, no âmbito do RenovaBio), a substituição de gasolina ou diesel por biometano leva a uma redução das emissões de gases de efeito estufa em mais de 90%.

Assim, a síntese dos projetos analisados nos últimos meses para enquadramento ao REIDI, é demonstrada na Tabela 6.3, o que permite observar as diferenças de escala em Nm<sup>3</sup>/dia e de custo médio (R\$ por Nm<sup>3</sup>/dia de capacidade instalada). Entretanto, cabe observar que parte desse diferencial de custos é explicada pela natureza dos projetos (se são de implantação ou apenas de ampliação de plantas já em operação).

**Tabela 6.3:** Síntese dos projetos que pediram enquadramento no REIDI, no âmbito do DBIO.

Tipo de projeto	Capacidade (Nm <sup>3</sup> /dia)		Custo estimado	Custo médio (R\$/Nm <sup>3</sup> )
	Biogás	Biometano		
Setor Sucroalcooleiro	131.968	70.858	280.000.000,00	3.951,59
Setor Sucroalcooleiro	100.572	54.000	180.374.000,00	3.340,26
Setor Sucroalcooleiro	58.279	31.292	236.976.000,00	7.573,05
Setor Sucroalcooleiro	27.971	15.384	58.000.000,00	3.770,15
Setor Sucroalcooleiro <sup>1</sup>	58.868	31.200	40.146.000,00	1.286,73
Setor Sucroalcooleiro	125.543	66.538	260.706.000,00	3.918,15
Dejetos suínos	8.151	4.320	10.570.000,00	2.446,76
Dejetos suínos	7.260	4.320	4.190.407,00	970,00
Resíduos agrossilvopastoris	60.000	36.000	170.690.700,00	4.741,41
ETE/Aterro sanitário	33.600	19.008	63.224.000,00	3.326,18
Aterro sanitário	130.000	70.000	93.300.000,00	1.332,86
Aterro sanitário	120.000	68.000	107.321.000,00	1.578,25

Notas: (1) Projetos de ampliação de capacidade

Fonte: DBIO/SNPGB/MME.

#### 6.4 Principais vias de uso do biogás/biometano

Com isso, vale reforçar que o contexto ao qual estão inseridos a produção de biogás e biometano, assim como os projetos em voga para implementação, que determinam prioridades para o setor, principalmente voltadas para a viabilidade. Dessa forma, pode-se avaliar que atualmente existem três alternativas principais de uso do biogás:

- a) O autoconsumo, especialmente nos estabelecimentos desconectados da rede de transporte, e cuja pequena escala de produção inviabiliza investimentos maiores em infraestrutura de logística;
- b) A purificação do biogás e injeção do biometano nas redes de transporte e de distribuição, que representa uma alternativa para empreendimentos localizados perto dos gasodutos;
- c) A purificação do biogás e a compressão do biometano, para ser distribuído por caminhões, podendo ser destinado a consumidores industriais, ou à própria rede de distribuição de combustíveis, especialmente no que virão a ser os corredores azuis ou sustentáveis.

Assim, poderá ser muito útil realizar a quantificação do potencial de oferta para cada um desses três segmentos, especialmente tendo em vista o acesso à base de dados do CIBiogás. Ainda há o desafio adicional de avaliar a atratividade dessas alternativas, principalmente do ponto de vista econômico (investimentos necessários para difusão, o que pode implicar a necessidade de incentivos fiscais ou subsídios), quanto do ponto de vista ambiental (onde ocorreria a maior efetividade, inclusive em termos de redução de emissões de gases de efeito estufa).

Outros dois aspectos precisam ser considerados. O primeiro é o movimento dos potenciais produtores de biogás e biometano no sentido de estruturarem *hubs*, com o objetivo de aumentar a escala. Sobre isso, há duas possíveis alternativas: o transporte dos substratos para uma planta conjunta de biodigestão; ou a biodigestão vinculada à produção e o transporte do biogás para uma unidade central de purificação. As condições logísticas, inclusive relacionadas à topografia das regiões produtoras, determinam a escolha entre essas alternativas.

O segundo diz respeito ao fato de que a Resolução ANP nº 906, de 18 de novembro de 2022, traz as especificações técnicas do biometano para uso veicular, ou em equipamentos residenciais e comerciais. O biometano que cumpre essas especificações pode ser movimentado pela rede de transporte de gás natural. Entretanto, o biometano fora dessas especificações pode ser transportado por sistemas dedicados, e ser destinado a outros usos que não requeiram especificações tão rigorosas, como o uso industrial.

## **6.5 Aspectos gerais das sinergias de biogás/biometano no contexto brasileiro**

Um dos pleitos recebidos pelo Comitê 5-GT-GE, era para que houvesse a flexibilização em relação ao disposto pelo § 1º do art. 5º da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (regulamenta as atividades de transporte de gás natural, nos termos do art. 177 da Constituição Federal). Esse dispositivo veda que qualquer tipo de relação societária entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

Quanto a isso, o § 2º do art. 3º dessa mesma lei dispõe que o gás que não se enquadrar na definição de gás natural (inciso XXI), poderá receber o mesmo tratamento do gás natural, desde que aderente às especificações técnicas da ANP. Esse “mesmo tratamento” pode significar o usufruto de incentivos como o acesso ao Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI, objeto da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007). Entretanto, também pode ser entendido como a impossibilidade de que transportadores invistam na produção (ou produtores invistam em redes de transporte) de biometano.

Esse rigor da norma é questionado, posto que o setor de petróleo é desverticalizado, mas uma mesma empresa pode atuar em mais de um segmento, desde que por meio de subsidiárias com personalidade jurídica própria. Dentro dessa perspectiva, eventuais ajustes no marco legal poderiam ser mais simples.

Outro aspecto relevante diz respeito aos processos de avaliação de conformidade do biometano. Quanto a isso, os editais de concessionária de gás no Paraná e Santa Catarina, que para compra de biometano têm exigido a avaliação da

qualidade por cada lote, o que pode dificultar esse modelo de compra ou inviabilizar pequenos produtores. Resta a dúvida se a certificação das instalações das unidades produtoras e dos veículos de transporte seria suficiente para assegurar a qualidade do biometano, tornando dispensável a certificação de cada lote a ser entregue.

Sobre a possibilidade do *swap* operacional de biometano entre a rede de transporte e distribuição, com certificado de garantia de origem e esquema tarifário específico, a perspectiva é a de que o mercado de gás natural e biometano adote modelo semelhante ao do setor elétrico, onde o produtor possa comercializar o seu produto diretamente com o consumidor final.

Retomando a discussão sobre os *hubs* de biometano, os arranjos devem estar diretamente ligados às três possibilidades de uso mencionadas anteriormente. O mapeamento das regiões que contam com o maior número de plantas de biogás (produção agropecuária), frente ao mapa de gasodutos existente, mostra a falta de conexão entre as plantas e os gasodutos. Logo, recomenda-se o estudo da alternativa de implantação de *hubs* regionais, inclusive para orientar a expansão da malha de gasodutos no Brasil.

Destaca-se ainda o grande potencial de produção de biogás a partir de resíduos do setor sucroalcooleiro, o que poderia voltar a abordagem também para as diferentes alternativas de aproveitamento do biogás, como por exemplo: queima para a cogeração de energia elétrica (estocar bagaço para continuar a cogeração durante a entressafra), ou purificação para acessar os mercados para o biometano (rede de transporte, corredores sustentáveis, consumidores dedicados, dispostos a pagarem prêmio pelo produto renovável, como o setor de fertilizantes).

Sobre a possibilidade do *swap* operacional de biometano entre a rede de transporte e distribuição, com certificado de garantia de origem e esquema tarifário específico, a perspectiva é a de que o mercado de gás natural e biometano adote modelo semelhante ao do setor elétrico, onde o produtor possa comercializar o seu produto diretamente com o consumidor final.

Retomando a discussão sobre os *hubs* de biometano, os arranjos devem estar diretamente ligados às três possibilidades de uso mencionadas anteriormente. O mapeamento das regiões que contam com o maior número de plantas de biogás (produção agropecuária), frente ao mapa de gasodutos existente, mostra a falta de conexão entre as plantas e os gasodutos. Logo, recomenda-se o estudo da alternativa de implantação de *hubs* regionais, inclusive para viabilizar a extensão da malha de gasodutos no Brasil.

Destaca-se ainda o grande potencial de produção de biogás a partir de resíduos do setor sucroalcooleiro, o que poderia voltar a abordagem também para as outras alternativas de aproveitamento do biogás, como por exemplo: queima para a cogeração de energia elétrica (estocar bagagem para continuar a cogeração durante a entressafra), ou purificação para acessar os mercados para o biometano (rede de transporte, corredores sustentáveis, consumidores dedicados, dispostos a pagarem prêmio pelo produto renovável, como o setor de fertilizantes).

Espera-se que o mercado de carbono tenha um duplo papel em fomentar os investimentos na produção e consumo do biometano. O primeiro papel é o de incentivar o uso do biometano em substituição a alternativas energéticas mais poluentes, como os combustíveis derivados de petróleo. Quanto a isso, reitera-se que o biometano permite

notável redução de emissões de gases de efeito estufa no setor de transportes. Esse papel, de certa forma, é realizado atualmente sob a Política Nacional de Biocombustíveis - RenovaBio. Em janeiro de 2024, quatro usinas estavam certificadas no RenovaBio, podendo gerar créditos de descarbonização (CBIO) referentes à comercialização de biometano, proporcionalmente à emissão evitada em relação ao uso de combustíveis fósseis. A receita adicional com o CBIO pode ajudar na viabilidade do biometano, sendo reportado que, ao valor médio do CBIO de 2022, pode-se receber cerca de R\$ 0,30 por Nm<sup>3</sup> de biometano (EPE, 2023).

O segundo papel é o próprio fomento ao mercado de créditos de carbono, onde os investimentos em projetos de produção e uso de biometano poderão propiciar a geração de receitas com a venda de créditos de carbono ou Certificado de Redução ou Remoção Verificada de Emissões (CRVE). Em 17 de outubro de 2023, o Senado Federal aprovou o PL nº 412/2022 apensado ao PL 528/2021 (que já tramitava antes na Câmara, apensado ao PL nº 2.148/2015), cujo substitutivo fora aprovado pela Câmara em 21 de dezembro. Com isso, ainda não há clareza quanto aos desdobramentos do processo, posto que a matéria foi aprovada pelas duas Casas, a partir de iniciativas diferentes. A relação do biometano com mercados de carbono é abordada em mais detalhes no Capítulo 2.

Cabe pontuar, adicionalmente, que o Decreto nº 11.003/2022 instituiu a estratégia federal de incentivo ao uso sustentável do biogás e biometano. Essa estratégia contempla um conjunto de iniciativas, tais como: promover a implantação de biodigestores, sistemas de purificação do biogás e de compressão do biometano; promover iniciativas para o abastecimento veicular (inclui veículos leves e pesados, máquinas e tratores agrícolas e embarcações); e implantação de corredores verdes.

Um dos instrumentos previstos para viabilizar a implementação dessa estratégia é o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima (Fundo Clima). Esse fundo foi criado pela Lei nº 11.114/2009 e é regulamentado pelo Decreto nº 9.578/2018, alterado pelos Decretos nº 10.143/2019 e 11549/2023. Seus recursos podem ser aplicados em uma ampla gama de projetos, especialmente os que contribuam para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para o apoio a cadeias produtivas sustentáveis. Ambas têm conexão direta com o aproveitamento energético do biogás na agropecuária. No caso dos projetos de mitigação das emissões de gases de efeito estufa, a norma prevê tratamento privilegiado para projetos de aterros sanitários.

Os recursos desse fundo podem ser aplicados de duas formas: não reembolsáveis (conforme prioridades definidas anualmente pelo Comitê Gestor do Fundo); e reembolsáveis (geridos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, e aplicados em projetos conforme diretrizes do Decreto).

## BLOCO TEMÁTICO 7: CCUS E BECCS

## 7.1 Introdução

Este capítulo traz reflexões sobre **CCUS (do inglês, *Carbon Capture Utilisation and Storage*)** e **BECCS (do inglês, *Bioenergy with carbon capture and storage*)**, trazendo luz para os seguintes tópicos:

- Mapeamento da disponibilidade de áreas para CCUS;
- Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono – BECCS;
- Estudo de caso do *Northern Lights* – modelo norueguês;
- Infraestrutura e investimentos necessários para instalação: modelos técnicos e econômicos;
- Exploração de possíveis usos para o carbono capturado.

Nesse sentido, a elaboração deste capítulo foi realizada pelo Bloco Temático 7 do Comitê 5 do GT - Gás para Empregar, o qual foi constituído com **Empresa de Pesquisa Energética - EPE** e a **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP**, que figuram entre as instituições que dispõem de representantes para participar do GT-GE, conforme a Resolução CNPE nº 1/2023. Assim, o presente capítulo está estruturado conforme os seguintes tópicos:

1. Introdução
  - Aspectos gerais das atividades de CCUS
  - CCUS no Brasil
  - Mapeamento da disponibilidade de áreas para CCS
2. Bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS)
  - Bio-CCS nas políticas públicas
  - Potencial de captura de CO<sub>2</sub> na produção de biocombustíveis
3. Infraestrutura e investimentos necessários para instalação: modelos técnicos e econômicos
  - A aplicabilidade de *hubs* de descarbonização
4. Estudo de caso CCUS: *Nothern Lights* – O modelo Norueguês
  - O projeto *Longship*
5. Exploração de possíveis usos para o carbono capturado
  - Carbonatos minerais e materiais de construção
  - Combustíveis e produtos químicos
  - Maturidade das tecnologias para captura e utilização de carbono

## 7.2 Aspectos Gerais das Atividades de CCUS

Segundo o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC*), o alcance dos compromissos globais *net-zero* depende da conjunção de dois fatores (IPCC, 2023):

- Redução das emissões para a atmosfera de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e outros gases do efeito estufa (GEE) a partir das atividades humanas;
- Adoção de alternativas e práticas humanas que removam o CO<sub>2</sub> em excesso (do inglês Carbon Dioxide Removal - CDR).

Diferentes métodos de CDR podem ser adotados a depender dos ambientes e processos envolvidos, escalas de tempo de duração do armazenamento, maturidade tecnológica, custos, benefícios, riscos e políticas governamentais (SCHIPPERS, 2023). Dentre as tecnologias possíveis, aquelas que envolvem captura e armazenamento geológico de carbono (do inglês, *Carbon Capture and Storage* - CCS) têm demonstrado uma melhor eficiência em termos de quantidade de CO<sub>2</sub> retirada, duração do armazenamento e controle dos riscos estimados<sup>1</sup> (IPCC, 2023). Incluem-se nesse tipo as tecnologias em que o CO<sub>2</sub> é utilizado como insumo de produtos e serviços (do inglês, *Carbon Capture, Utilisation and Storage* - CCUS) e aquelas em que o processo de captura de CO<sub>2</sub>, anterior ao armazenamento geológico, pode se dar com o emprego da energia da biomassa (do inglês, *Bioenergy with carbon capture and storage* - BECCS) ou através da captura direta do ar (*Direct Air Capture with Carbon Storage* - DACCS). O DACCS e, a depender do escopo, alguns projetos de BECCS, podem contribuir efetivamente para a diminuição da concentração global de CO<sub>2</sub> na atmosfera.

O número de novos projetos em desenvolvimento envolvendo a captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> vem crescendo a uma taxa consistente e especialmente rápida nos últimos anos. O crescente consenso de que atingir o *net zero* das emissões de GEE até 2050 é considerado como um dos motores dessa aceleração (GCCSI, 2023b). A solução para endereçar os riscos do aquecimento global, no entanto, não é única, e é imprescindível que essa tecnologia seja implementada em conjunto com outras medidas mitigatórias, como investimentos em energias renováveis, eficiência energética e substituição de combustíveis fósseis (GALE, 2004).

Apesar dos indicadores encorajantes dos últimos anos, a agenda de implementação de projetos envolvendo captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> no mundo ainda é considerada insuficiente (MARTIN-ROBERTS et al., 2021). Análises autoritativas indicam que, para atender os compromissos firmados desde a assinatura do Acordo de Paris, a taxa de armazenamento anual de CO<sub>2</sub> deveria atingir 1 Gtpa<sup>2</sup> até 2030 e cerca de 10 GtpaCO<sub>2</sub> até 2050. Enquanto a capacidade de captura dos projetos em operação em 2023 é de 49 MtpaCO<sub>2</sub>, modelos sugerem que 4,2 GtpaCO<sub>2</sub> poderiam ser capturados e armazenados pela constituição de 160 *hubs* ao redor do globo (GCCSI, 2023b).

A cadeia de valor dos projetos de CCS envolve a **captura** do CO<sub>2</sub> diretamente do ar ou de fontes estacionárias. Uma vez capturado, o **transporte** desse gás comprimido é realizado até o ponto de armazenamento ou utilização. O **armazenamento** permanente é feito em subsuperfície, em estruturas geológicas em terra ou mar. A **utilização** do CO<sub>2</sub>,

---

<sup>1</sup> No caso, por exemplo, das opções de CDR que usam interações químicas e biológicas nos oceanos, como as técnicas de fertilização por ferro, nitrogênio ou fósforo e o aumento da alcalinidade da água do mar, a possibilidade de disrupção dos ciclos ecológicos é um dos principais riscos. Em termos das alternativas em ambiente transicional (principalmente em manguezais e outras vegetações costeiras) ou terrestre, embora o plantio de novas florestas ou reflorestamento de áreas degradadas possa, de fato, promover o sequestro de carbono por séculos, uma das principais ameaças ao sucesso do método seria a reversão da remoção de carbono por meio de incêndios florestais (IPCC, 2023; SCHIPPERS, 2023).

<sup>2</sup> Doravante, “tCO<sub>2</sub>” significa “toneladas de CO<sub>2</sub>” e “tpaCO<sub>2</sub>” representa “toneladas de CO<sub>2</sub> por ano”. O acréscimo de G, M ou k ao início de cada um desses representam, respectivamente, bilhões, milhões e milhares.

armazenado temporariamente quando para esse fim, pode ocorrer como insumo de produtos e serviços (EPE, 2023a).

Das etapas até a utilização ou armazenamento permanente do CO<sub>2</sub>, os altos custos com infraestrutura de transporte são apontados como a principal restrição à viabilidade econômica dos projetos (DA SILVA et al. 2018). As vias dutoviária e marítima são as duas principais opções de transporte em larga escala (EPE, 2023a). O primeiro transporte de CO<sub>2</sub> por navio para armazenamento geológico foi realizado entre a Bélgica e a Dinamarca em 2023 (GCCSI, 2023b). Para curtas distâncias e pequenos volumes, ou associados em soluções intermodais, o transporte através de rodovias e ferrovias aparece como uma possibilidade de redução de custos, especialmente no desenvolvimento de complexos (*hubs*) de energia (IEA, 2023b).

Historicamente, uma instalação de CCS é verticalmente integrada, com uma única planta de captura de CO<sub>2</sub> e sistemas dedicados de compressão, transporte e armazenamento. Novos projetos, no entanto, têm privilegiado estruturas compartilhadas, nos quais as fontes normalmente estão a menos de 100 km do sítio de armazenamento. Essa distância pode ser significativamente aumentada, particularmente quando o principal modo de transporte é marítimo (GCCSI, 2023b).

Dentre as possibilidades mais estudadas de sítios para armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> estão reservatórios de óleo e gás natural, de campos ativos ou depletados; reservatórios salinos (rochas porosas contendo água altamente salina e imprópria para uso); jazidas de carvão não-minerável; folhelhos ricos em matéria orgânica e rochas vulcânicas básicas (NETL, 2017). Os projetos envolvendo armazenamento e uso em reservatórios salinos e campos de óleo e gás, respectivamente, são os mais avançados no mundo. Reservatórios salinos apresentam as vantagens de uma ocorrência amplamente dispersa no mundo e a possibilidade de armazenar volumes de CO<sub>2</sub> dezenas de vezes maiores, quando comparado aos demais opções. Por outro lado, campos ativos de óleo beneficiam-se do uso do CO<sub>2</sub> para recuperação avançada do hidrocarboneto (*EOR - Enhanced Oil Recovery*), o que melhora a economicidade dos projetos (EPE, 2023a).

A etapa de caracterização e seleção dos sítios de armazenamento geológico deve envolver, minimamente, as seguintes informações (EPE, 2023a; LOURENÇO et al., 2023; NPD, 2023):

- TIPO E QUALIDADE DO RESERVATÓRIO. Porosidade > 20 %, permeabilidade > 300 mD e espessura efetiva > 50 m são indicadores positivos para avaliação da taxa de injeção e da capacidade de armazenamento. Uma vez que o armazenamento do CO<sub>2</sub> ocorre em estado supercrítico, a profundidade mínima do topo do reservatório, para garantir a manutenção desse estado, deve ser de 800 m. Alguns autores vêm apontando uma profundidade máxima entre 2.500 e 3.000 m para base do reservatório, com o objetivo de assegurar condições permoporosas suficientes para injeção (FAN et al., 2021; LOURENÇO et al., 2023; NPD, 2023). No entanto, a depender de propriedades específicas da coluna de rocha sobre o sistema reservatório/selo, essa profundidade final pode ser consideravelmente aumentada, como no projeto de CCUS no pré-sal de Santos (PETROBRAS, 2023a).

- EXISTÊNCIA DE ROCHA SELANTE de baixa permeabilidade e espessura preferencialmente maior do que 50 m. A depender de propriedades específicas das rochas que compõe o sistema reservatório/selo, espera-se que vários mecanismos de trapeamento geoquímico e físico ocorram impedindo a migração do gás para superfície (ZHANG; SONG, 2014).
- MAPEAMENTO DE FALHAS OU FRATURAS para identificação de zonas de risco à integridade do selo e escape do CO<sub>2</sub> armazenado.
- TECTÔNICA LOCAL com registros de sismicidades baixas devem ser priorizadas, a fim de garantir a integridade do projeto.
- COBERTURA DE DADOS DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA. A existência de levantamentos de sísmica 2D e 3D, bem como de poços exploratórios com o registro de perfis digitais, contribuem para a caracterização do sistema reservatório/selo. A presença de poços perfurados *a priori* sobre o local de injeção deve ser avaliada com rigor sobre o descomissionamento ou reaproveitamento, para minimizar os riscos à integridade do selo.

A seleção de sítios deve ser acompanhada de planos de monitoramento durante todo o ciclo de vida dos projetos, desde a fase de pré-injeção, durante a operação e após o descomissionamento (EPE, 2023a). A experiência proveniente de projetos em operação e de pesquisa nas últimas décadas comprova que as tecnologias hoje disponíveis são eficazes para monitorar o CO<sub>2</sub> injetado e confirmar seu confinamento (GCCSI, 2023a).

A seleção de sítios para implantação de CCS deve também observar o fato de que os reservatórios podem ter usos concorrentes como o armazenamento de gás natural ou de energia. Pode-se prever que essa última utilização se torne cada vez mais frequente para equilibrar níveis de carga variáveis em função do crescente uso de fontes alternativas e intermitentes de energia (eólica e solar). Desta forma se tornam ainda mais importantes os instrumentos de conciliação estratégica de políticas públicas. Outro aspecto também relevante na eleição de sítios é a incompatibilidade com outros usos do território; neste aspecto pode-se assinalar, por exemplo, que a presença de instalações (unidades de produção, turbinas eólicas, p. ex.) podem impedir o monitoramento da pluma de CO<sub>2</sub> em reservatórios sob o fundo oceânico, que usa levantamentos sísmicos a intervalos espaciais e temporais regulares.

A proposição de valor inicial dos projetos de CCUS desenvolvidos antes de 2010, especialmente nos EUA, envolvia a captura do CO<sub>2</sub> para uso no processo de recuperação avançada de campos de óleo (EOR). O projeto mais antigo do mundo, inclusive, ainda em operação, a planta de processamento de gás natural *Terrell* nos EUA, captura e disponibiliza para esse fim, via caroduto, cerca 0,4 MtpaCO<sub>2</sub> (LORIA; BRIGHT, 2021).

O desenvolvimento dos projetos na Europa seguiu um curso diferente, impulsionado pela busca mais agressiva de estratégias para mitigar as mudanças climáticas. Entre 1970 e 2010, as iniciativas no continente foram lideradas pela Noruega (LORIA; BRIGHT, 2021). O projeto *Sleipner*, o primeiro projeto *offshore* de armazenamento geológico dedicado do mundo (CCS), entrou em operação em 1996, em águas norueguesas do mar do Norte. A comercialidade desse campo de gás natural apresentava o desafio de teores relativamente altos de CO<sub>2</sub>, da ordem de 9%. Para atender a requisitos de venda do gás natural, evitar a poluição da atmosfera e em

resposta ao imposto sobre as emissões de CO<sub>2</sub>, instituído em 1991 na Noruega, a Equinor e seus parceiros decidiram pela separação e reinjeção desse contaminante. A injeção ocorre a uma taxa de 0,9 Mtpa de CO<sub>2</sub> em um reservatório salino a partir da planta de processamento de gás natural, que hoje atende também a produção do campo de gás natural de *Gudrun* (FURRE et al., 2017).

Os outros 2 projetos ainda em operação desde essa primeira onda são uma unidade petroquímica na China, que captura CO<sub>2</sub> a uma taxa de 0,12 Mtpa de uso para EOR no campo de óleo de Sinopec's Zhongyuan, e o projeto da Petrobras no Pré-sal de Santos (LORIA; BRIGHT, 2021). O projeto da Petrobras para EOR teve início em 2008, e atualmente conta 23 plataformas, que operam nos campos do Pré-sal, equipadas com CCUS (PETROBRAS, 2023a). Desde 2022 figura como maior projeto em operação no mundo, com uma capacidade de captura de 10,6 Mtpa de CO<sub>2</sub> (GCCSI, 2023b).

Nos EUA, uma segunda geração de projetos pioneiros teve início em 2010, impulsionada pelo *American Reinvestment and Recovery Act*<sup>3</sup>. Vários projetos operacionalizados são resultado desse financiamento, incluindo a usina de etanol *Archer-Daniels-Midland* (ADM), o primeiro projeto no país de armazenamento geológico dedicado (CCS) e não relacionado a combustíveis fósseis. O projeto tornou-se operacional em 2017 e captura 1 MtpaCO<sub>2</sub>. A inauguração do crédito fiscal 45Q em 2008<sup>4</sup>, seu incremento em 2018 e, especialmente, as alterações advindas do *Inflation Reduction Act* (IRA) em 2022, é citado como um dos principais motores recentes da indústria de captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> nos EUA (LORIA; BRIGHT, 2021).

Nessa mesma época, no Canadá, tanto o governo federal quanto as províncias financiaram vários projetos de demonstração dessa tecnologia para acelerar sua adoção (LORIA; BRIGHT, 2021). Em 2014, o projeto *Boundary Dam* foi o primeiro projeto no mundo a implementar em escala comercial CCS pós-combustão em uma termelétrica a carvão (UNFCCC, 2023). Além deste, destacam-se o projeto de CCS de *Quest* e duas unidades de captura associadas ao *Alberta Carbon Trunk Line* (ACTL), na refinaria de *Sturgeon* e na planta de fertilizantes *Nutrien*. O ACTL conta com 240 km de caroduto que recolhe, comprime e transporta até 14,6 MtaCO<sub>2</sub> para EOR em campos depletados de óleo em Alberta (LORIA; BRIGHT, 2021).

O Reino Unido foi o primeiro país a definir objetivos juridicamente vinculados de redução das emissões de GEEs através do *Climate Change Act* em 2008. Em 2017, *The Clean Growth Strategy* buscou endereçar os altos custos dos projetos envolvendo captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>, que minaram as primeiras iniciativas desde 2007. Atualmente, o governo aposta em *clusters* de CCUS, e anunciou a seleção dos projetos *Hynet* (NW da Inglaterra e País de Gales) e *East Coast Cluster* (Humber e Teesside) como as 2 unidades a serem implantadas até meados da década 2020 (GOV.UK, 2023).

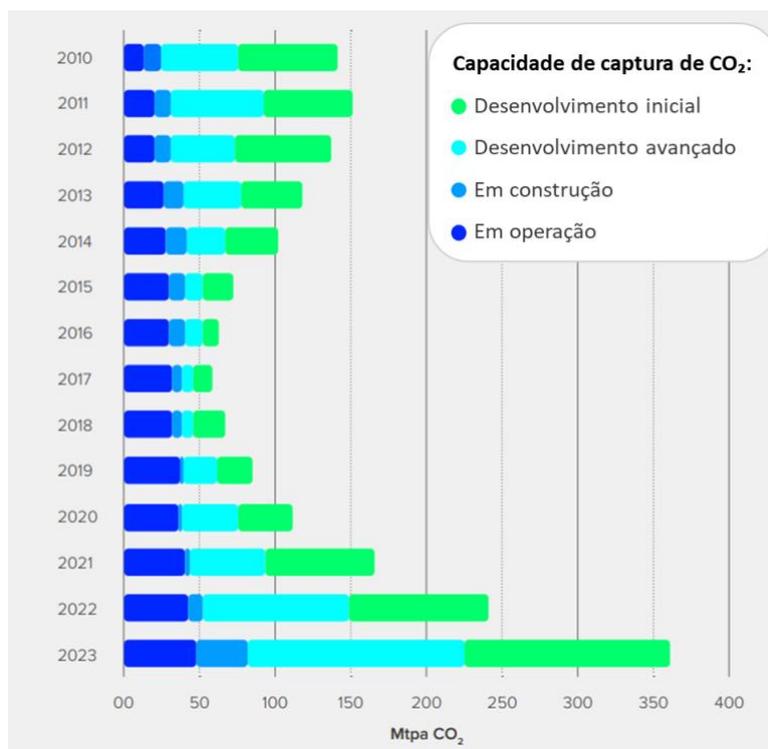
---

<sup>3</sup> A **Lei Americana de Recuperação e Reinvestimento** (ARRA) foi uma rodada massiva de gastos federais destinados a criar novos empregos e recuperar empregos perdidos na Grande Recessão de 2008. Esses gastos do governo foram para compensar uma desaceleração do investimento privado naquele ano.

<sup>4</sup> O crédito fiscal destina valores diferentes por tonelada de CO<sub>2</sub> armazenada ou reutilizada a partir do escopo do projeto. No caso de CO<sub>2</sub> armazenado permanentemente em reservatórios geológicos profundos, a partir de esforços de captura por representantes selecionados do setor industrial (etanol, aço, cimento e indústria química) e energético (carvão, gás natural e bionergia), o valor é de US\$85 por tonelada. No caso de captura direta, esse valor sobe para US\$160 por tonelada de CO<sub>2</sub>. Para o uso do CO<sub>2</sub> em produtos ou, se o armazenamento ocorrer em campos de óleo ou gás, o valor varia de US\$60 (quando os segmentos da indústria e energia estão responsáveis pela captura) a US\$130 (quando a captura direta for o método) por tonelada de CO<sub>2</sub> (CARBON CAPTURE COALITION, 2023).

Desde 2010, quando os projetos no mundo começaram a ser catalogados pelo *Global CCS Institute*, a capacidade de captura de CO<sub>2</sub> mostrou um crescimento consistente desde sua inflexão em 2017 (Gráfico 7.1). Em julho de 2023, essa capacidade atingiu o total de 361 Mtpa em projetos em desenvolvimento, construção e operação, um crescimento de cerca de 50% quando comparado a 2022. Em 2023, 198 novas instalações foram adicionadas à base de dados da instituição (projetos de domínio público) somando, atualmente, 41 projetos em operação, 26 em construção e 325 em estágio inicial e avançado de desenvolvimento.

**Gráfico 7.1:** Capacidade de captura CO<sub>2</sub> em Mtpa das instalações comerciais no mundo.

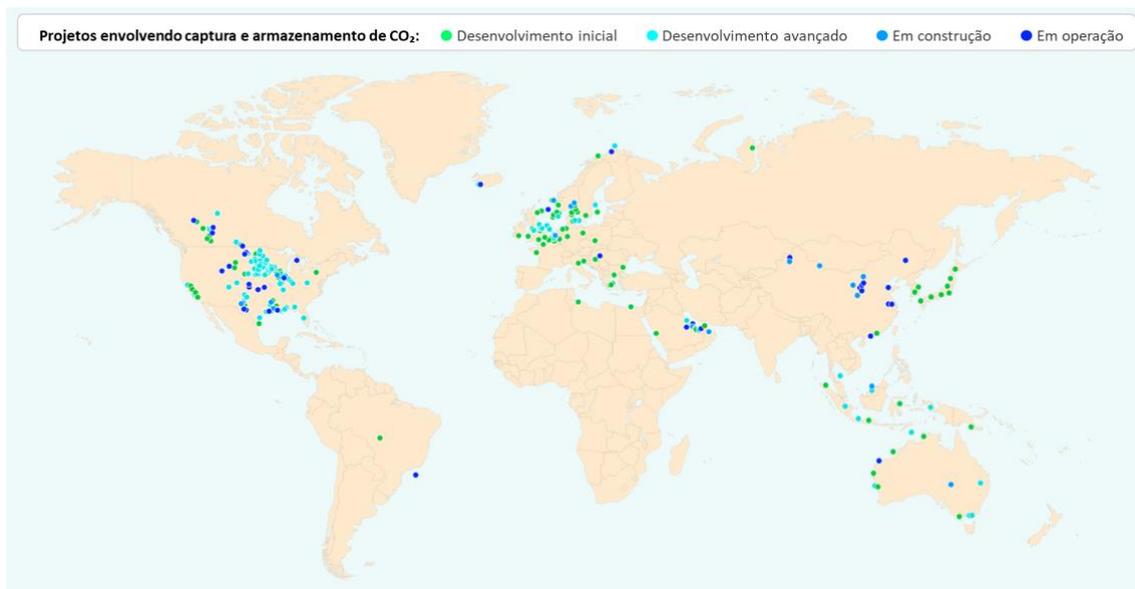


Fonte: Modificado de *The Global Status of CCS Report (2023)*.

Em 2023, 11 novos países registraram projetos de CCS em variados estágios de desenvolvimento. O Japão e a Grécia, que em 2022 não abrigavam nenhuma unidade comercial, em 2023 anunciaram 7 e 5 projetos, respectivamente. Os EUA permanecem o líder mundial na implantação de CCS, com 73 novas instalações em desenvolvimento em 2023. Além deles, Canadá, Reino Unido, China e Noruega são os países com maior número de novos projetos (Figura 7.1).

Essa concentração na América do Norte e na Europa justifica-se por políticas de incentivo ou pela precificação de carbono mais agressivas, além de regulação clara das atividades que envolvem captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>. No entanto, o relatório de 2023 do *Global CCS Institute* aponta que os recursos de armazenamento geológico não estão sendo desenvolvidos em volume suficiente para atender à futura demanda em potencial, mesmo nessas regiões e em especial na Europa. Esses especialistas defendem implementação de programas dedicados para identificar e avaliar sítios de armazenamento, a fim de garantir que capacidade suficiente esteja disponível, quando necessária.

**Figura 7.1:** Projetos envolvendo captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>.



**Fonte:** Modificado de *The Global Status of CCS Report (2023)*.

### 7.3 CCUS no Brasil

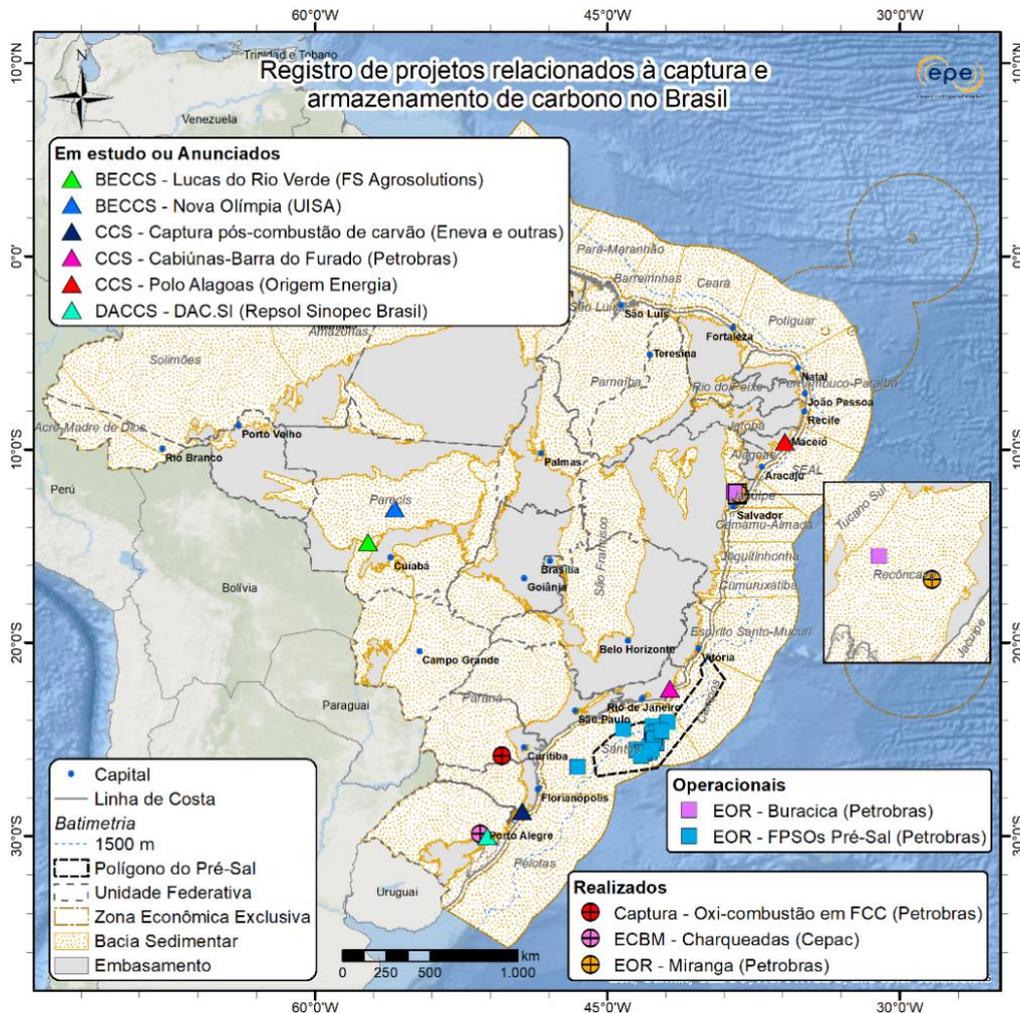
No Brasil, os setores energético e industrial, embora sejam apenas o terceiro e quinto maiores emissores de GEE, podem ser encarados como aqueles onde a capacidade de adaptação e sustentação à implementação da cadeia de valor das atividades de CCUS possam ocorrer de forma madura e mais célere (SEEG, 2021a). Dentre os fatores que posicionam os supracitados setores na vanguarda do desenvolvimento de projetos de CCUS, no País, estão:

- Presença de fontes pontuais que facilitam a captura direta do CO<sub>2</sub> do ar;
- Desenvolvimento de técnicas, ferramentas e conhecimentos adquiridos, por décadas, que são essenciais para a viabilização dos eixos de captura, transporte, armazenamento e uso;
- Existência de infraestrutura que pode ser reaproveitada (após os devidos estudos que avaliem a pertinência desse reuso);
- Domínio das técnicas de aplicação na produção de óleo e gás voltadas aos aumentos dos fatores de recuperação;
- Possibilidade de adoção por segmentos de difícil descarbonização (indústrias *hard-to-abate*, tais como siderúrgicas, cimenteiras, químicas e refinarias);
- Capacidade de destino do CO<sub>2</sub> capturado como insumo das indústrias de ureia e metanol;
- Possibilidade de acoplamento com as atividades de produção de hidrogênio de baixo carbono e bioenergia<sup>5</sup>, promovendo, inclusive, o alcance das chamadas emissões negativas.

<sup>5</sup> A captura de carbono biogênico, o BioCCS, será tratado no item 6.

Em território nacional, o interesse pelo processo de captura e armazenamento de dióxido de carbono <sup>6</sup> está diretamente ligado ao histórico das atividades de exploração e produção de óleo e gás. O emprego de técnicas de EOR nos campos do Pré-sal, no final dos anos 2000, é geralmente apontado como um dos marcos de como o tema passou a ser introduzido na dinâmica energética nacional (EPBR, 2023a; LOURENÇO et al., 2023). O sucesso do programa de reinjeção de CO<sub>2</sub> desenvolvido nas águas da margem leste brasileira é, atualmente, reconhecido como o maior do mundo em termos de capacidade de injeção anual, cerca de 10,6 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>) reinjetadas em 2022 e 40,8 MtCO<sub>2</sub> acumuladas (PETROBRAS, 2023b). Destaca-se, contudo, que, desde a década de 90, a injeção de CO<sub>2</sub> associada ao EOR já era uma realidade no campo de Buracica, localizado na Bacia do Recôncavo. Embora sucesso em Buracica, a injeção de CO<sub>2</sub> replicada, no final da primeira década dos anos 2000, em outros campos da Bacia do Recôncavo, tais como Miranga, não foi adiante (Figura 7.2).

**Figura 7.2:** Projetos e pilotos finalizados, operacionais e anunciados ou em implantação relacionados a tecnologia de captura e armazenamento de carbono.



**Legenda:** FCC = unidade de craqueamento; FPSO = Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (do inglês “Floating Production Storage and Offloading”).

<sup>6</sup>Doravante será empregado o termo “armazenamento de carbono” para simplificar.

**Nota:** Embora não esteja representado no mapa, o projeto DAC 5000, da Repsol Sinopec Brasil é realizado em parceria com o SENAI CIMATEC, o qual tem sede na cidade de Salvador (BA). Contudo, o objetivo do projeto é a instalação de uma planta-piloto com captura do CO<sub>2</sub> diretamente do ar e armazenamento em derrames basáltico na Bacia do Paraná.

No início da segunda década dos anos 2000, testes para captura através da tecnologia de oxí-combustão, em uma unidade de craqueamento (FCC) localizada em São Mateus (Paraná), movimentaram os esforços da Petrobras sobre o avanço de possibilidades técnicas e econômicas do CCS no Brasil (HARGREAVES, 2019). Nessa mesma época, foram realizadas, no município de Triunfo (Rio Grande do Sul), investigações sobre a capacidade de armazenamento de CO<sub>2</sub> em jazidas de carvão, a partir de testes sobre recuperação avançada de metano através da injeção de CO<sub>2</sub> nas camadas de carvão (do inglês, *Enhanced coal bed methane – ECBM*) e recuperação do metano contido nessas camadas (do inglês, *Coal bed methane – CBM*) (PUCRS, 2023). As análises, até aquele momento, sugeriram a inviabilidade para sequestro de CO<sub>2</sub> nos carvões da jazida de Charqueadas (SANTAROSA, 2012).

Com a tendência mundial de aumento de investimentos relacionados ao CCUS na última década (e.g. IEA, 2023b) – uma decisão estratégica para a promoção de uma transição energética que permita o equilíbrio entre redução da pegada de carbono das atividades dos diversos agentes com a garantia de segurança energética e crescimento socioeconômico – o interesse por pesquisas sobre o tema, em território brasileiro, observou um reaquecimento. Ao longo de 2022 e 2023, empresas como Petrobras, Repsol Sinopec Brasil, Origem Energia, FS Agrisolutions, UISA e Eneva foram algumas que reafirmaram ou anunciaram planos de desenvolvimento de modelos de negócios e tecnologias em CCS ou CCUS.

No caso da Petrobras, que tornou público o compromisso de aumentar a reinjeção em projetos de CCUS associado ao EOR para 80 MtCO<sub>2</sub> até 2025, está em avaliação a viabilidade de implementação de projeto-piloto de *hub* de captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> no norte do Estado do Rio de Janeiro. Tal projeto, cujo protocolo de intenções para avaliação conjunta com o Governo do Estado do Rio de Janeiro foi assinado durante a realização da COP28, em Dubai, teria a capacidade de armazenamento de 100 ktpaCO<sub>2</sub> (EPBR, 2023b; PETROBRAS, 2023b).

A Repsol Sinopec Brasil, em 2022, lançou o projeto DAC.SI, uma parceria com a universidade PUC do Rio Grande do Sul (PUC-RS) que tem como objetivo a implementação de um laboratório para caracterização de materiais e realização de testes para o comissionamento de uma unidade de captura direta de CO<sub>2</sub> do ar (DAC) com capacidade de 300 tpaCO<sub>2</sub>. Com previsão de início de operação em julho de 2024, essa unidade seria pioneira em termos de adaptação às condições climáticas de áreas tropicais (marcadas por alta umidade e temperatura). Já em 2023, foi lançado um projeto complementar em parceria com o SENAI CIMATEC. O projeto DAC 5000 diz respeito à concepção, desenvolvimento e comissionamento de uma planta-piloto de captura direta do ar com capacidade para captura de 5 ktpaCO<sub>2</sub>. Com alimentação por energia renovável (solar e/ou eólica), essa planta estaria conectada à injeção do CO<sub>2</sub> em formações basálticas da Formação Serra Geral, na Bacia do Paraná (REPSOL SINOPEC BRASIL, 2023).

A Origem Energia vem atuando no desenvolvimento de um dos maiores *hubs* energéticos da região nordeste. Estudos para a viabilidade da estocagem subterrânea de gás natural, no Polo Alagoas, foram promovidos como uma via para aumentar a flexibilidade no fornecimento de gás natural ao mercado brasileiro. Contudo, a captura e o armazenamento de CO<sub>2</sub> – nas camadas de reservatórios adequadas – já vêm sendo aventadas como possibilidades para mitigar as emissões das atividades, que envolvem a produção de gás em cinco campos de produção e a geração de energia em um complexo formado por sete usinas termelétricas flexíveis a gás (*gas to wire*) (ORIGEM ENERGIA, 2023).

Os esforços da FS Agrisolutions para a implementação do sistema BECCS, no Estado do Mato Grosso, pautado na captura e armazenamento do CO<sub>2</sub> gerado em uma usina de etanol de milho têm sido amplamente divulgados (CHIAPPINI, 2023; RAMOS, 2023). A realização de amplos estudos de verificação da viabilidade geológica foi possível através de investimentos da ordem de R\$ 350 milhões. Conjugando o aumento da produção do etanol produzido pela FS com a retirada do carbono pelo sistema BECCS, cuja capacidade seria de cerca de 420 ktpaCO<sub>2</sub>, estima-se que a empresa passe a ser uma das maiores produtoras de biocombustível carbono negativo do mundo (S&P GLOBAL, 2023).

A UISA é outra empresa do setor sucroenergético que anunciou investimentos da ordem de R\$ 20 milhões, ao longo de 2023, para realização de estudos e levantamento de dados sobre a viabilidade de implementação de um sistema BECCS também no Mato Grosso. O sítio de armazenamento em avaliação estaria distante em 15 km da unidade da UISA, na cidade de Nova Olímpia-MT, e a fase de perfuração de poço demandaria entre R\$ 300 milhões e R\$ 500 milhões de aporte de recursos (INACIO, 2023). Os conceitos e premissas de BECCS estão presentes neste documento e serão tratados no item 6 deste capítulo.

A Eneva relata ter destinado cerca de R\$ 38 milhões para pesquisas de captura e estocagem de CO<sub>2</sub> dentro do seu plano de investimentos, anunciado em 2022, de R\$ 500 milhões em tecnologias de descarbonização até 2030 (ENEVA, 2023). Dentre essas pesquisas está a avaliação da viabilidade de uma planta-piloto para captura de CO<sub>2</sub> a partir da pós-combustão de carvão mineral ou do gás natural, realizada em parceria com a Sociedade de Assistência aos Trabalhadores do Carvão (SATC), a Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Estado de Santa Catarina (Fapesc) e a Universidade Federal do Ceará (ENEVA, 2022; SPATUZZA, 2022). Tendo sido investido mais de R\$ 5 milhões e com previsão de aporte de mais R\$ 8 milhões, estima-se que o volume de CO<sub>2</sub> a ser capturado nesta planta seria da base de 730 tpaCO<sub>2</sub> por dia (CCS Brasil, 2023). Considerando que o Relatório Anual de CCS no Brasil (CCS Brasil, 2023) aponta para um potencial de captura de CO<sub>2</sub> de mais de 190 Mtpa, a partir dos setores de energia e processos industriais, os projetos anunciados, em conjunto, não seriam suficientes para atingir a metade<sup>7</sup> desse potencial total.

Cabe citar que, para que as técnicas de CDR se tornem alternativas competitivas e mais projetos sejam propostos no País, é essencial uma agenda regulatória e de políticas públicas consistente com todo o espectro das atividades envolvidas; isto é, da captura ao armazenamento, passando pelo transporte e definição de instrumentos que orientem quanto à estruturação dos mercados de carbono. Nesse sentido, os dois últimos anos foram marcados por importantes discussões no legislativo brasileiro que

---

<sup>7</sup> Isto considerando a meta de 80 MtCO<sub>2</sub> pelo EOR desenvolvido nos campos da Petrobras.

buscam disciplinar a exploração da atividade de armazenamento permanente de CO<sub>2</sub> em reservatórios geológicos ou temporários, e seu posterior reaproveitamento e regulamentar o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE), além de outras matérias especificadas adiante no item 7.

Nesse contexto, para apoiar o governo federal no reconhecimento das oportunidades e desafios das atividades de CCUS no território nacional, diversos grupos de trabalho têm sido estabelecidos nos mais diferentes órgãos e agências. No setor energético, a ANP aprovou, em novembro de 2023, a elaboração de estudo regulatório, com prazo de 120 dias para finalização, voltado ao reconhecimento das alterações e do desenvolvimento de novos dispositivos necessários à inserção da atividade de CCUS na cadeia do petróleo, gás natural e biocombustíveis (MME/ANP, 2023).

A EPE, por sua vez, vem desenvolvendo estudos sobre CCUS, em suas mais diferentes frentes, e promovendo a divulgação, de forma a dirimir a assimetria de informações e aproximar os diferentes *stakeholders* da tomada de decisões sobre os rumos dos planejamentos energético, econômico e socioambiental brasileiro. Neste sentido, publicou ao longo de 2023 os *fact sheets* sobre CCS (EPE, 2023a) e Bio-CCS (EPE, 2023b), projetos que compõem o Plano de Negócios anual 2023 da EPE (PNA 2023) nas ações “Perspectivas da Captura, Armazenamento e Utilização de Carbono no Brasil” e “Novas Fronteiras para Biocombustíveis”, respectivamente. Nos próximos anos, a curva de conhecimento sobre o tema CCS terá ganhos ainda no projeto do PNA 2023, denominado “Avaliação de Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) no Brasil”, parte integrante do Projeto Meta II (Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral), apoiado pelo Banco Mundial, e coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, com previsão de término para 2025.

#### **7.4 Mapeamento da Disponibilidade de Áreas para CCS**

No Brasil, como visto no item 4 deste capítulo, já se destacam algumas iniciativas que alcançam projetos pontuais. Entretanto mapeamentos de áreas em escala ou regionalizados não são comuns, por motivos que podem variar do interesse pelos agentes em áreas bem delimitadas que constituem parte dimensionada do seu próprio empreendimento, ou mesmo pela falta de dados geológicos e geofísicos que possibilitem a caracterização dos reservatórios para CCS (ou CCUS). Cabe destacar, no entanto, que esforços anteriores, de estudos como os de Ketzer et al. (2016) e CCS Brasil (2023), apresentaram premissas e perspectivas para os primeiros exemplos de reconhecimento de áreas relevantes para o desenvolvimento de projetos de armazenamento de carbono no território brasileiro (Figura 7.3).

A EPE em 2023 realizou um mapeamento como base na necessidade de representação dos principais pilares da atividade de CCUS (captura, transporte, armazenamento e utilização), e seguindo a linha metodológica do “Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás” (ZNMT<sup>8</sup>) (EPE, 2023c). Neste mapeamento foram selecionados cinco argumentos capazes de abordar critérios técnicos e econômicos importantes para a indicação, qualitativa e em caráter regional, das potencialidades de cada região: o levantamento de potenciais sítios; a pré-existência de dados geológicos e geofísicos; a concentração de CO<sub>2</sub> localmente disponível; a disponibilidade das

---

<sup>8</sup> O ZNMT apresenta, entre outros resultados, mapas geoprocessados, com base em argumentos que caracterizam aspectos geológicos e econômicos.

infraestruturas de transporte; e a representação das regiões de interesse para a implementação de projetos com base na atratividade das áreas para o mercado de créditos de carbono.

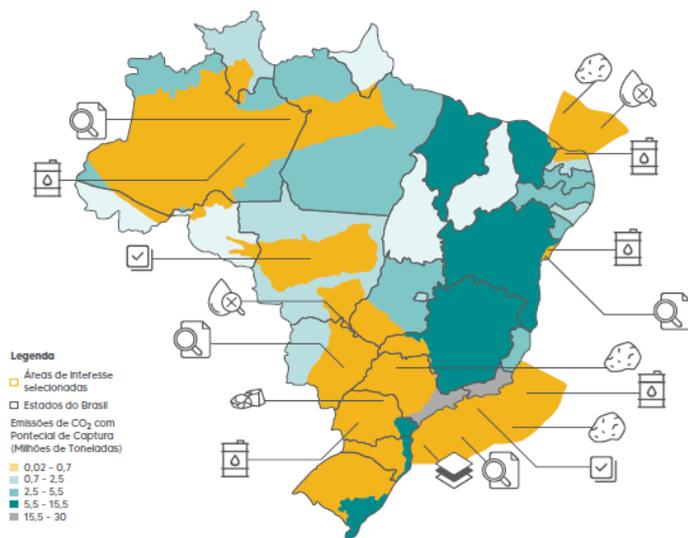
**Figura 7.3:** Indicações de áreas relevantes para armazenamento de carbono, segundo os trabalhos de (a) Ketzer et al. (2016) e (b) CCS Brasil (2023).



(a)

**Áreas de interesse selecionadas para armazenamento de carbono**

- Disponibilidade de dados
- Reservatórios de óleo e gás
- Aquíferos impróprios para consumo
- Camadas de sal
- Camadas de carvão
- Basaltos
- Projetos de CCS anunciados ou em operação



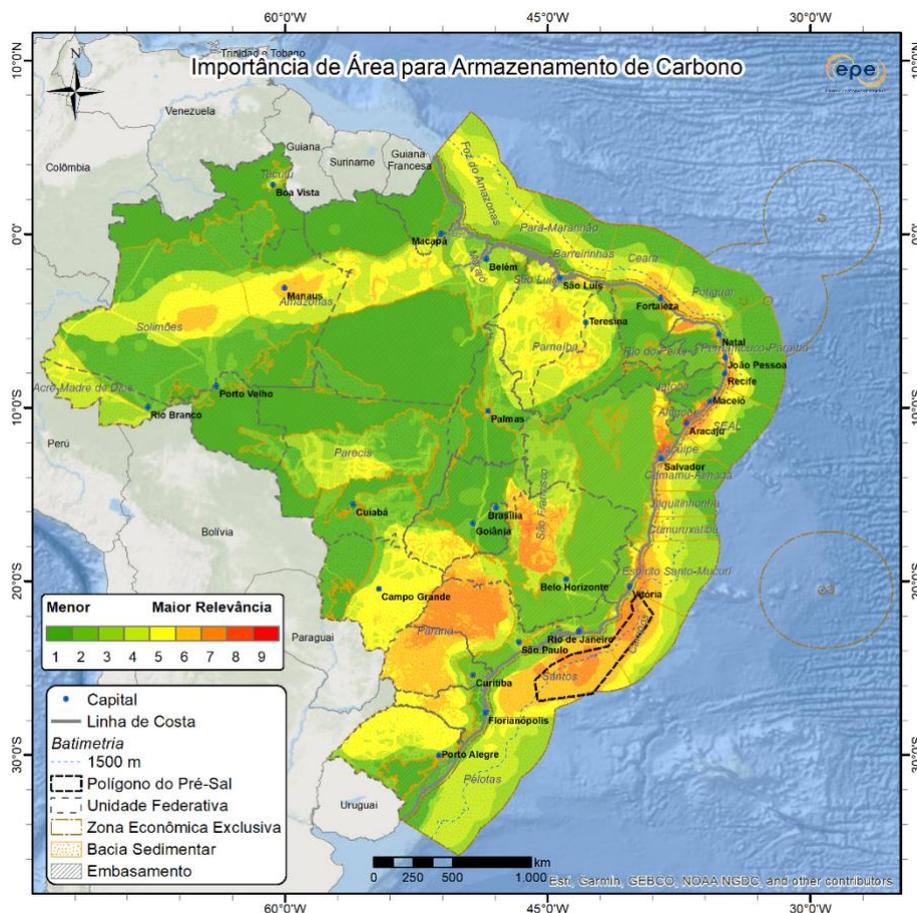
(b)

Fonte: Elaboração EPE, com base nos trabalhos citados.

O mapeamento de áreas relevantes para projetos de CCUS (EPE, 2023c) avança no detalhamento da combinação de informações já existentes e contribui para o ganho de conhecimento sobre a complexidade dos fatores existentes para a indicação de áreas mais favoráveis (Figura 7.4).

O levantamento de potenciais sítios para armazenamento subterrâneo de CO<sub>2</sub>, no caso do mapa-síntese apresentado na Figura 7.4, considerou os reservatórios das bacias sedimentares brasileiras, mapeados sob a ótica de *plays* exploratórios na indústria de óleo e gás, conforme as análises empreendidas em EPE (2023c). Duas premissas foram determinantes na seleção de possíveis sítios: a concomitância de rochas selantes sobre o conjunto considerado e a eliminação das áreas dos reservatórios em profundidades inferiores a 800 m (IEA, 2020a; KETZER et al., 2016).

Figura 7.4: Mapeamento de áreas relevantes para projetos de CCUS.



Fonte: MME/EPE (2023).

A **pré-existência de dados geológicos e geofísicos** pode impactar a redução de custos de atividades consideradas de alto investimento, como ainda são encaradas as relacionadas ao CCUS, especialmente no que tange a avaliação sobre a capacidade de armazenamento. Nesse argumento foram utilizadas as informações sobre os conjuntos de dados de poços e levantamentos de sísmicas 2D e 3D disponíveis na base técnica divulgada pelo Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) até março de 2023.

A **concentração de CO<sub>2</sub> localmente disponível** pode influenciar o escopo de um projeto. No caso desse argumento, foram considerados apenas os efeitos das atividades

relacionadas a oferta e demanda de energia, que concentram fontes pontuais que facilitariam a etapa de captura. Para isso foi adotada a base de dados com as emissões totais de CO<sub>2</sub> dos setores de energia e processos industriais, disponível na Plataforma do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG) do Observatório do Clima (SEEG, 2021a, b);

A **disponibilidade das infraestruturas de transporte** objetiva representar o eventual impacto da movimentação do CO<sub>2</sub> de possíveis pontos de captura até os potenciais sítios de estocagem ou de utilização. Os principais modais de transporte já envolvidos em projetos ao redor do mundo como gasodutos, instalações portuárias, rodovias e ferrovias foram considerados a fim de permitir a representação, não só de todas as possibilidades, independente das distâncias e volumes a serem movidos, mas também das eventuais importâncias desses modais no desenvolvimento de complexos (*hubs*) voltados à redução dos custos de projetos de integração de alternativas energéticas (IEA, 2023b).

A **representação das regiões de interesse para a implementação de projetos com base na atratividade das áreas para o mercado de créditos de carbono** foi realizada delimitando um raio de 100 km a partir das principais indústrias emissoras de CO<sub>2</sub> (ou outros GEE) representadas pelos setores como aço, mineração, papel e celulose, petroquímicos e cimenteiras, além de usinas termelétricas (a base de combustíveis fósseis ou biomassa) e usinas produtoras de etanol de cana<sup>9</sup>, assumindo que tal distância é razoável para os custos de transporte envolvidos.

A partir dos critérios selecionados e do conjunto de dados disponíveis para o mapeamento da Figura 7.4, nota-se que a região sudeste e a região nordeste surgem com as maiores relevâncias, até o presente momento, para o estruturamento dos primeiros projetos de CCUS no País<sup>10</sup>. Na região sudeste, destacam-se, em mar, as porções centrais das bacias de Santos e Campos e as águas rasas da Bacia do Espírito Santo-Mucuri, ao passo que em terra, a porção nordeste da Bacia do Paraná e o trecho sul da Bacia do São Francisco são evidenciadas. Já na região nordeste, os maiores destaques são registrados na porção proximal de bacias marítimas como SEAL e, principalmente, em ambiente terrestre, nas bacias do Recôncavo, Tucano Sul, Sergipe e Alagoas, além da porção terrestre da Bacia Potiguar.

A presença de múltiplas camadas de reservatórios geológicos potencialmente favoráveis ao armazenamento nas regiões sudeste e nordeste une-se a uma maior robustez no quadro de dados de Geologia e Geofísica disponíveis nessas regiões. Aliam-se a essa situação uma concentração de infraestruturas instaladas e em crescimento, a presença de Estados com as maiores emissões dos setores de energia e processos industriais e, conseqüentemente, a ocorrência de um mercado interessado por créditos de carbono – em que os setores de aço, petroquímico e papel e celulose, as usinas termelétricas e de etanol são os maiores destaques, observações essas já compartilhadas por Ketzer et al. (2016) e CCS Brasil (2023). A Figura 7.5 mostra as regiões de interesse a partir da identificação das fontes emissoras representadas pelos

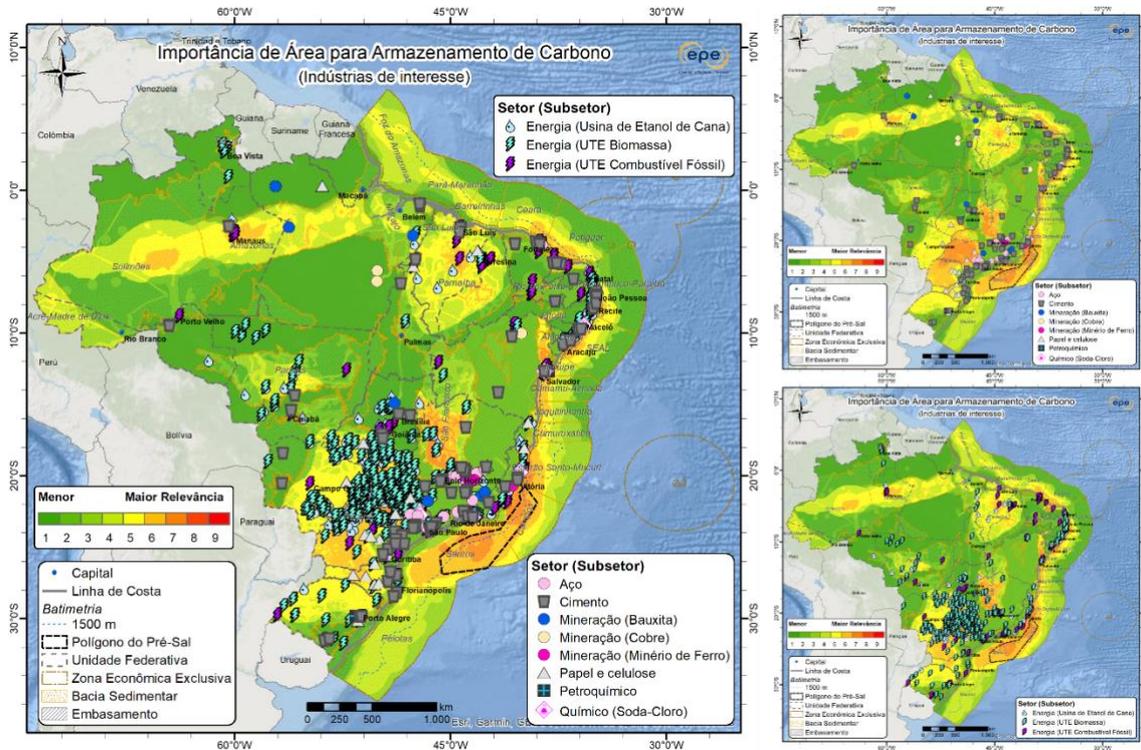
---

<sup>9</sup> A restrição às usinas produtoras de etanol de cana ocorreu em virtude da base de dados considerada. Não se exclui, todavia, a relevância da produção de etanol de milho ou etanol de segunda geração (gerado a partir dos subprodutos da produção de etanol e açúcar, tais como palha e bagaço), além do etanol de terceira geração, a partir de outros materiais celulósicos como cavacos de madeira e algas. Em futuras atualizações do mapa final é prevista a inclusão de tais representantes da bionergia.

<sup>10</sup> A região centro-oeste apresenta elevado potencial de BioCCS, conforme já citado e será apresentado maiores detalhes no item 6.

setores industriais do aço, mineração, papel e celulose, petroquímicos e cimenteiras, além de usinas termelétricas (a base de combustíveis fósseis ou biomassa) e usinas produtoras de etanol de cana.

**Figura 7.5:** Representação das regiões de interesse com indicação de fontes emissoras de GEE e com favorabilidade de implementação de projetos com base na atratividade para o mercado de créditos de carbono.

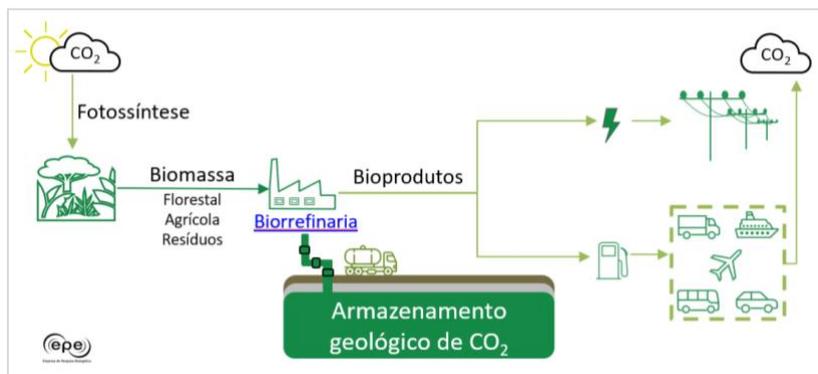


Uma das principais questões que deve ser amplamente avaliada para a promoção de planos que envolvam projetos de CCUS, em qualquer que seja a região brasileira, é a infraestrutura existente ou prevista para construção no País. Não só é urgente a diversificação dos tipos de modais de infraestrutura, mas também a expansão desses para as porções mais interiores do território nacional. Em paralelo, devem ser conduzidos estudos sobre os pré-requisitos necessários para a decisão entre construir novas instalações ou reaproveitar aquelas existentes (em termos de pressão de fluxo, integridade e avaliação do tempo de vida restante), de forma que critérios de economicidade e, sobretudo, de sustentabilidade ambiental sejam mutuamente respeitados.

## 7.5 Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono - BECCS

Bio-CCS é a terminologia empregada para os casos em que a captura e armazenamento geológico do dióxido de carbono (CCS) é aplicada ao carbono obtido da biomassa. Na literatura internacional é comum o uso da sigla BECCS, do inglês *bioenergy with carbon capture and storage*. A Figura 7.6 apresenta um esquema das etapas do Bio-CCS.

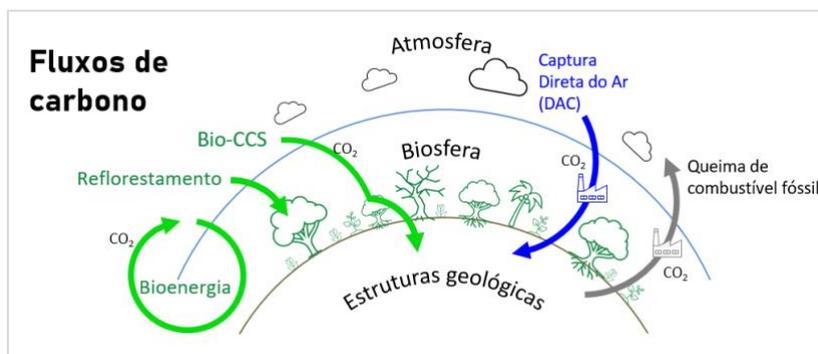
Figura 7.6: Diagrama esquemático da cadeia do Bio-CCS.



Fonte: EPE (2023b)

Como o carbono que constitui a biomassa é absorvido da atmosfera pela fotossíntese, os processos tradicionais de bioenergia podem, no caso ideal, ser neutros em emissões de gases de efeito estufa. Ao se adicionar a etapa de CCS à bioenergia, cria-se um fluxo de carbono da atmosfera para um reservatório geológico. Portanto, Bio-CCS pode promover a remoção de CO<sub>2</sub> da atmosfera, sendo caracterizada como uma tecnologia de emissões negativas. A Figura 7.7 ilustra esse conceito, comparando os fluxos de carbono do Bio-CCS com os de outras atividades.

Figura 7.7: Fluxos de carbono de atividades selecionadas.



Fonte: EPE (2023b) adaptado de Smith et al. (2016).

Na prática, os sistemas de bioenergia envolvem atividades cujas emissões devem ser contabilizadas por meio da metodologia de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV)<sup>11</sup>. Sob uma ACV, um sistema de bioenergia com CCS (Bio-CCS) terá emissões negativas caso o CO<sub>2</sub> biogênico capturado e armazenado permanentemente seja maior que o CO<sub>2</sub> emitido na cadeia de produção (TANZER; RAMIREZ, 2019).

<sup>11</sup> Para assegurar a comparabilidade e expor as melhores práticas nas avaliações do ciclo de vida, a Organização Internacional de Normalização elaborou duas normas complementares adotadas pela ABNT: **NBR ISO 14040 “Gestão Ambiental – Avaliação do ciclo de vida – princípio e estrutura”** e **NBR ISO 14044 “Gestão Ambiental – Avaliação de ciclo de vida – requisitos e orientações”**. A **NBR ISO/TS 14067 “Gases de efeito estufa - pegada de carbono de produtos - requisitos e orientações sobre quantificação e comunicação”** é específica para a contabilização voltada à Mudança do Clima. A **RenovaCalc**, metodologia de ACV desenvolvida para o cálculo da intensidade de carbono no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis – **RenovaBio**, se baseou nos princípios dessas normas (Matsuura et al., 2018).

Ressalta-se que a remoção de carbono da atmosfera (CDR - *carbon dioxide removal*) é um dos pilares para o cumprimento das metas climáticas de emissões líquidas nulas (*net-zero*), objetivo reconhecido no Acordo de Paris. O desafio de eliminar todas as emissões na escala de tempo necessária – acentuado em setores como aviação, agropecuária, entre outros de difícil abatimento – pode exigir a compensação dessas emissões via CDR.

Apesar de desenvolvimentos recentes, as poucas tecnologias de CDR conhecidas esbarram em fatores como custos de instalação e operação, capacidade de ganhar escala relevante para o clima, impactos ambientais, e até com a dificuldade de medir e verificar a remoção de CO<sub>2</sub> (SMITH et al., 2016; FUSS et al., 2018). Por isso, soluções de Bio-CCS que superem essas barreiras podem trazer contribuições valiosas no contexto da mitigação da mudança do clima.

### **7.5.1 Bio-CCS nas políticas públicas nacionais**

No Brasil, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução CNPE nº 07, de 20 de abril de 2021, criou o Comitê Técnico Combustível do Futuro (CT-CF). A Resolução previa entre as atribuições do CT-CF propor estudos para ampliação do uso de combustíveis sustentáveis e de baixa intensidade de carbono, incluindo a utilização de CCS.

Em setembro de 2023, o Executivo enviou ao Congresso Nacional o Projeto de Lei (PL) do Programa Combustível do Futuro. O PL dispõe sobre o marco legal da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono, e coloca como diretriz da promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e do ProBioQAV<sup>12</sup> o uso do CCS para reduzir a intensidade média de carbono das fontes de energia.

Na Política Nacional de Biocombustíveis – RenovaBio, aprovada em lei em dezembro de 2017, a certificação da eficiência energética e das emissões de gases de efeito estufa dos biocombustíveis é realizada com base em ACV. A política prevê bônus de até 20% sobre a nota de eficiência energético-ambiental de biocombustíveis com emissões negativas no ciclo de vida, o que pode ser um incentivo a projetos de Bio-CCS, assim que a calculadora da intensidade de carbono de biocombustíveis do RenovaBio (RenovaCalc) inclua Bio-CCS em seus parâmetros.

### **7.5.2 Potencial de captura de CO<sub>2</sub> na produção de biocombustíveis**

#### **7.5.2.1 Etanol**

A etapa de captura é caracterizada pela separação seletiva do CO<sub>2</sub> e seu acondicionamento para as etapas posteriores da cadeia de CCS, isto é, o transporte e o armazenamento. Dentre elas, tipicamente a captura é a de maior custo. Os custos da captura variam em função de diversos fatores, destacando-se a escala do projeto e as características da corrente da qual o CO<sub>2</sub> é obtido, particularmente a pressão e a concentração de CO<sub>2</sub>. O papel da concentração de CO<sub>2</sub> nos custos de captura pode ser ilustrado pela Gráfico 7.2.

---

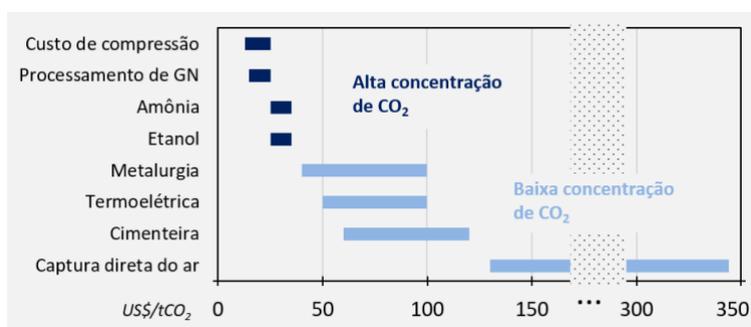
<sup>12</sup> Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação.

Há processos na indústria de bioenergia que geram CO<sub>2</sub> em concentrações relativamente elevadas, reduzindo os custos da captura e favorecendo o desenvolvimento do Bio-CCS.

A fermentação alcoólica, processo fundamental da produção de etanol, tem como coproduto uma corrente com CO<sub>2</sub> praticamente puro, em concentrações acima de 95%. Para cada litro de etanol, são produzidos até cerca de 0,75 kg de CO<sub>2</sub>.

O Brasil é o segundo maior produtor de etanol do mundo, com a maior parte proveniente das usinas de cana-de-açúcar e uma crescente participação do uso de milho como matéria-prima. Considerando a produção nacional de etanol de 30,6 bilhões de litros registrada em 2022, sendo 12,3 bilhões de etanol anidro e 18,4 bilhões de hidratado (EPE, 2023d), o potencial de captura de CO<sub>2</sub> é de cerca de 22,5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano.

**Gráfico 7.2:** Custos de captura em indústrias selecionadas.



Fonte: EPE (2023b) adaptado de IEA (2020b).

A título de comparação, esse montante de CO<sub>2</sub> equivale a cerca de 25% de todas as emissões brasileiras referentes ao setor de transportes, ou 30% das emissões da indústria nacional, também considerando dados para o ano de 2022 (EPE, 2023b; EPE, 2023e).

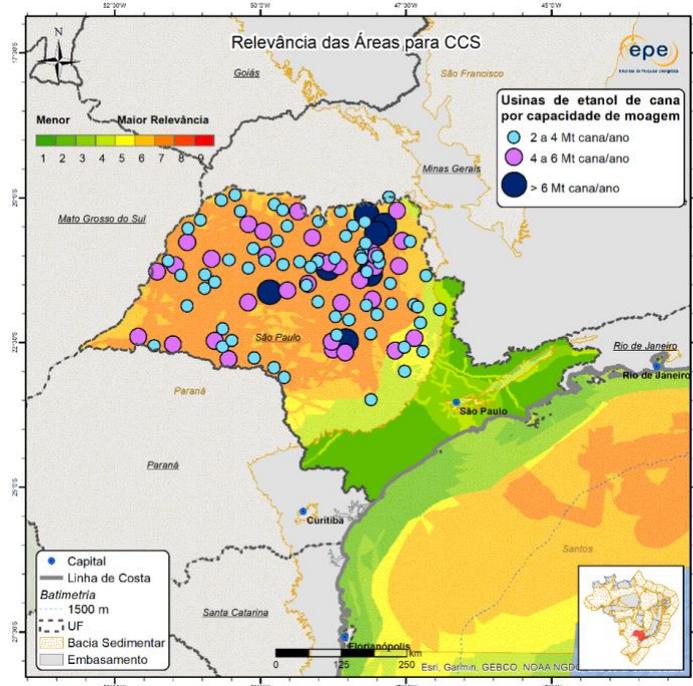
O Bio-CCS se caracteriza como uma oportunidade para as usinas e para o País, pois permite a redução significativa da intensidade de carbono do etanol e tem potencial de torná-la negativa. A adoção dessa tecnologia pode aumentar a atratividade do etanol para a descarbonização, contribuindo para que seja reconhecido em planos de transição energética do setor de transportes. Além disso, uma intensidade de carbono baixa ou negativa do etanol brasileiro pode facilitar o acesso a mercados internacionais e a programas que remuneram de forma significativa a redução de emissões.

A maior parte do etanol é produzido na região Centro-Sul, sendo que o estado de São Paulo e os estados da região Centro-Oeste, somados, representam cerca de 80% do total (EPE, 2023d). Com isso, o potencial de captura de CO<sub>2</sub> do etanol apresenta concentração geográfica nessa região.

De forma a ilustrar o potencial de Bio-CCS na produção de etanol, as Figuras 7.8 e 7.9 localizam, para dois casos selecionados, as usinas, as bacias sedimentares e a relevância de áreas para o desenvolvimento de CCS, de acordo com metodologia desenvolvida por EPE (2023b) e apresentada no item 5 deste capítulo. Para o estado de São Paulo são apresentadas apenas as usinas que produzem etanol a partir cana-de-açúcar, divididas em três categorias referentes à capacidade individual de moagem de

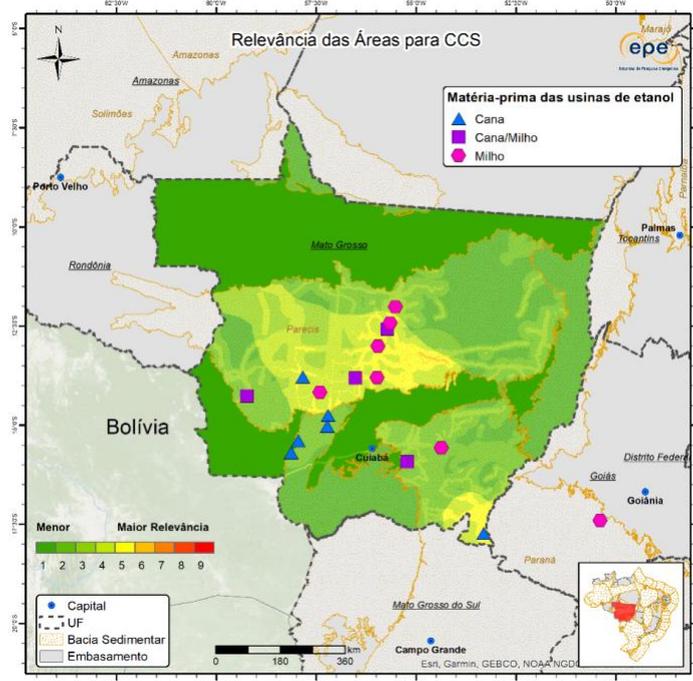
cana. Para o estado do Mato Grosso, onde está localizado o já citado projeto notadamente mais avançado de Bio-CCS do Brasil, são pontuadas as usinas por tipo de matéria-prima, isto é, cana-de-açúcar, milho, e as usinas que processam ambas, chamadas de usinas flex.

**Figura 7.8:** Usinas de etanol de cana-de-açúcar agrupadas por capacidade de moagem e relevância das áreas para CCS.



**Fonte:** Elaboração EPE com base em MME/EPE (2023)

**Figura 7.9:** Usinas de etanol por tipo de matéria-prima e relevância das áreas para CCS.



**Fonte:** Elaboração EPE com base em MME/EPE (2023).

### 7.5.2.2 Biogás e Biometano

Junto à fermentação alcoólica, dentre os processos de bioenergia que produzem CO<sub>2</sub> em concentração elevada, tem-se a digestão anaeróbia, responsável pela produção de biogás. O Brasil apresenta elevado potencial para a produção de biogás a partir de resíduos orgânicos, como resíduos agropecuários, agroindustriais e resíduos urbanos.

O biogás, de composição variável de cerca de 50-60% de CH<sub>4</sub> e 35-40% de CO<sub>2</sub>, pode ser utilizado diretamente para a geração de energia elétrica e/ou térmica, ou ser purificado para níveis elevados de CH<sub>4</sub>. Ao atender a concentração mínima de CH<sub>4</sub> de 90% e outras determinações das resoluções da ANP (ANP, 2022a; ANP, 2022b), passa-se à condição de “biometano”, um biocombustível intercambiável com o gás natural.

Como consequência da própria composição do biogás, no caso da purificação a biometano, uma corrente de CO<sub>2</sub> relativamente pura e significativa em volume é obtida como coproduto. Com o objetivo de uma contabilização aproximada do potencial de captura, pode-se considerar um biogás de 60% de CH<sub>4</sub> e 40% de CO<sub>2</sub>, para um biometano de 95% de concentração de CH<sub>4</sub>. Nesse caso, haveria uma produção de cerca de 1,15 toneladas de CO<sub>2</sub> para cada 1000 m<sup>3</sup> de biometano.

A oportunidade da captura de CO<sub>2</sub> na produção de biometano foi identificada no estudo “Neutralidade de carbono até 2050: Cenários para uma transição eficiente no Brasil” (CEBRI-BID-EPE-CENERGIA, 2023). Em duas das três trajetórias modeladas no estudo, toda a produção de biometano é associada a CCS até 2050. Nesse ano, a produção de biometano projetada chega a cerca de 17 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Esse volume corresponderia a um potencial de captura de cerca de 7 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano.

Dentre as atividades de maior potencial de produção de biogás, destacam-se novamente as usinas de etanol, particularmente as do setor sucroenergético. A torta de filtro, resíduo da filtração do caldo da cana, e a vinhaça, resíduo da destilação, são produtos atualmente destinados às lavouras para adubação com o objetivo de reciclar nutrientes, mas que podem, como etapa prévia, ser aproveitados para a produção de biogás. Esse aproveitamento está crescendo no país, com plantas em operação e uma expansão significativa projetada com as plantas em construção (EPE, 2023g).

No setor sucroenergético, além da escala típica relevante das plantas de biogás em si, o CO<sub>2</sub> da purificação a biometano se soma a outras fontes e pode contribuir para aumentar o interesse e favorecer a viabilidade da adoção do Bio-CCS. De acordo com as projeções de oferta de etanol da Empresa de Pesquisa Energética, o potencial de produção de biometano do setor sucroenergético deve variar de 6,0 a 6,5 bilhões de Nm<sup>3</sup> por ano em 2033 (EPE, 2023f). Esses valores corresponderiam a um potencial de captura anual de 6,9 a 7,5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>.

No âmbito do Comitê 5 do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar, cabe destacar a sinergia da produção de biometano com a oportunidade de captura de CO<sub>2</sub> nessas usinas. A implementação do Bio-CCS pode potencializar a capacidade de descarbonização do gás renovável, reduzindo a intensidade de carbono do biometano e da média do gás utilizado no Brasil. Além disso, pode-se considerar que o Bio-CCS pode ajudar a viabilizar a expansão da produção de biogás e biometano, supondo uma remuneração adicional com a captura e destinação do CO<sub>2</sub> ao armazenamento ou a um uso produtivo.

### 7.5.2.3 Termoelétricas a Biomassa

A obtenção do CO<sub>2</sub> dos gases de combustão em termoelétricas requer uma etapa de captura que envolve custos significativos, devido às concentrações mais baixas e a necessidade de separação de outros gases. Por isso, em princípio, a captura em termoelétricas a biomassa tende a ser menos viável em comparação ao CO<sub>2</sub> da fermentação e da purificação do biogás.

No Brasil, dois setores somam mais de 90% da capacidade da bioeletricidade. O setor sucroenergético tem a maior potência instalada total a partir do bagaço de cana ao se somar todas as usinas, enquanto o setor de papel e celulose conta com as maiores plantas individuais.

## 7.6 Infraestrutura e Investimentos Necessários para Instalação: Modelos Técnicos e Econômicos

Para que os projetos de CCUS avancem no Brasil, é fundamental que algumas ações regulatórias sejam realizadas (Silva, 2022). A primeira delas é a definição em Lei do órgão competente para regular a atividade de CCUS e das regras gerais que nortearão esta atividade. Essa etapa será cumprida pelo estabelecimento do marco legal, provavelmente a partir de algum dos projetos de lei em tramitação no congresso, que preveem que a regulação da atividade seja atribuída à ANP. Em seguida será necessário elaborar as normas que irão detalhar o marco legal do CCUS e estabelecer a regulação desta atividade no Brasil. Ressalta-se também que para os projetos sejam viabilizados é preciso que o preço do carbono esteja definido e que um mercado de carbono regulado esteja estabelecido.

A Câmara dos Deputados possui em tramitação oito Projetos de Lei relacionados ao mercado regulado no país, com expectativa de que ocorra deliberação e aprovação do modelo brasileiro, a ser apresentado pelo Executivo, até a COP-30, a Conferência da ONU sobre Mudanças do Clima prevista para 2025, a ocorrer no Brasil<sup>13</sup>. Adicionalmente, o Projeto de Lei nº 412, de 2022, proposto pelo Senado Federal (SENADO FEDERAL, 2022b), propõe regulamentação ao Mercado Brasileiro de Redução

---

<sup>13</sup> <https://www.camara.leg.br/noticias/979585-GOVERNO-CONCLUI-PROPOSTA-DE-REGULAMENTACAO-DO-MERCADO-DE-CARBONO-E-ESPERA-APROVACAO-ATE-A-COP-30>; acesso em 21/09/2023.

Trata-se dos projetos:

- 10073/2018 - Estabelece redução de IPI para produtos adequados à economia verde de baixo carbono.
- 5710/2019 - Determina a obrigatoriedade de elaboração de Planos de Neutralização de Carbono, visando a redução e compensação das emissões de gases de efeito estufa gerados pelas atividades da Administração Pública Direta e Indireta.
- 290/2020 - Dispõe sobre a compensação ambiental da geração de energia elétrica e a certificação de créditos de carbono para empreendimentos de geração por fontes alternativas.
- 528/2021 – Regulamenta o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE), determinado pela Política Nacional de Mudança do Clima – Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009.
- 4290/2023 – Institui o mercado brasileiro de ativos ambientais e a sua regulação.
- 4088/2021 – Institui o Estatuto do Carbono Verde que dispõe sobre a regulamentação do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE) no âmbito dos povos tradicionais, do agronegócio e ecossistemas costeiros, determinado pela Política Nacional de Mudança do Clima – Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009, em conformidade com o Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, *inter alia*.
- 155/2023 – Dispõe sobre a compensação ambiental da geração de energia elétrica e a certificação de créditos de carbono para empreendimentos de geração por fontes alternativas.

Todos apensados ao projeto 2148/2015 - Estabelece redução de tributos para produtos adequados à economia verde de baixo carbono.

de Emissões (MBRE) e tramita junto a outros cinco projetos no Senado<sup>14</sup>, tendo sido recentemente aprovado na Comissão de Meio Ambiente daquela casa<sup>15</sup>. A ausência dessa definição pode demandar ainda mais a adoção de outros estímulos às etapas iniciais dos projetos para que os investimentos sejam viabilizados, mas é alheia às ações do órgão regulador.

Ademais, é importante que haja o mapeamento das locações onde o armazenamento do CO<sub>2</sub> é possível e mais proveitoso, considerando os emissores. Os projetos de Lei correntes não tratam dos emissores, o que deve ser considerado em nível infralegal na análise das eventuais autorizações. A identificação geológica das áreas é contemplada de formas distintas entre os PL nº 1.425/2022 (SENADO FEDERAL, 2022a) e nº 4.516/2023 (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2023a): enquanto o primeiro propõe que haja uma entidade designada para relacionar os reservatórios ou que se autorize os estudos pelos próprios interessados, o segundo prevê a disponibilização aos dados técnicos públicos das bacias sedimentares aos interessados.

É preciso criar linhas de financiamento para o CCUS, considerando o alto custo de instalação desses projetos (CAPEX elevado). É reforçada a necessidade de incentivar projetos de pesquisa e desenvolvimento para fomentar o desenvolvimento tecnológico desta atividade e a redução do custo. Nesse sentido, a autora mencionada cita que o *Inflation Reduction Act* (IRA) do governo americano liberou linhas de financiamento que incentivaram o surgimento de vários projetos de CCUS, fazendo o número de projetos nos Estados Unidos se destacar em relação aos projetos em andamento nos outros países. Como mencionado no estudo de *benchmarking* com o projeto *Northern Lights*, reconhecido o ineditismo e a importância da matéria, cerca de 80% do investimento no *Longship* coube ao Estado norueguês, em fomento ao estabelecimento de um modelo de negócios viável.

Na mesma linha, Pinto Júnior (2022) sustenta que: “O Estado, através de políticas públicas e regulação, terá um papel central a cumprir na reorientação das diretrizes setoriais de longo prazo e na construção de regimes de incentivos para que investimentos privados e públicos possam ser realizados na busca de êxito na passagem para uma economia de baixo carbono.”

---

<sup>14</sup> Trata-se dos projetos:

- 3606/2021 – Institui o marco regulatório para o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE).
- 2229/2023 – Regulamenta o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões – MBRE, com base na Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC (Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009); institui a Política de Redução das Emissões de Gases de Efeito Estufa Provenientes do Desmatamento e da Degradação Florestal, da Conservação dos Estoques de Carbono Florestal, do Manejo Sustentável de Florestas e do Aumento de Estoques de Carbono Florestal (REDD+); altera o Decreto-Lei nº 2.848, de 7 de dezembro de 1940, para tipificar a conduta de fraude no registro, emissão ou distribuição de certificados representativos de crédito de carbono; e as Leis nºs 11.284, de 2 de março de 2006, para assegurar o direito de comercializar créditos de carbono de atividades silviculturais; 12.187, para prever que o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões será operacionalizado no âmbito do Sistema Nacional de Registro de Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SNRI-GEE); e 12.651, de 25 de maio de 2012, para definir certificado representativo de crédito de carbono; e dá outras providências.
- 4028/2021 – Dispõe sobre diretrizes gerais para regulamentação do mercado de carbono no Brasil.
- 1684/2022 – Dispõe sobre a regulamentação do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE) previsto pela Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009, que instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC e dá outras providências.
- 2122/2021 – Institui o marco regulatório para ativos financeiros associados a mitigação das emissões de gases de efeito estufa.

<sup>15</sup> <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2023/10/04/cma-exclui-agronegocio-e-aprova-projeto-que-regulamenta-mercado-de-carbono>; acesso em 04/10/2023.

A Lei do Petróleo determina que cabe à ANP estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento. Nesse sentido, os contratos de E&P exigem que o detentor de direitos de E&P que pague participação especial, realize despesas qualificadas como pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) nas áreas de interesse e temas relevantes para o setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis, em montante equivalente a 1% (um por cento) da receita bruta da produção de tal campo.

O que se observa é que este recurso de PD&I já está sendo aplicado pelos detentores de direitos de E&P em projetos com objetivo de mitigação de emissões de gases de efeito estufa, o que inclui projetos de CCUS. Tais projetos contribuem para reduzir incertezas no desenvolvimento destas tecnologias e, ainda, mitigar riscos em sua adoção.

### **7.6.1 A aplicabilidade de *hubs* de descarbonização**

Devido aos elevados valores envolvidos nas etapas de captura, transporte, armazenamento e monitoramento do CO<sub>2</sub>, aliados à indefinição do retorno financeiro, é necessário considerar soluções para otimização do encontro entre fontes de CO<sub>2</sub> (principalmente estacionárias e com fluxos concentrados dessa substância) e reservatórios disponíveis. O agrupamento regional dessas atividades pode ser uma das opções para viabilizar seu desenvolvimento.

De acordo com o “1º Relatório de CCS no Brasil” (CCS Brasil, 2023), países como Noruega e Reino Unido têm estimulado o desenvolvimento de clusters e *hubs* de CCS, que concentram projetos de CCS em uma única região, aumentando a eficiência logística e reduzindo os custos de implementação. Essas iniciativas também promovem a colaboração entre empresas e instituições de pesquisa, acelerando avanços tecnológicos e disseminação de conhecimento.

Embora o Brasil não possua rotas de transporte de CO<sub>2</sub> em escala significativa, é possível utilizar infraestruturas análogas para avaliar potenciais que possam facilitar sua implementação. Entre as infraestruturas mais utilizadas como análogas às possíveis rotas de transporte de CO<sub>2</sub> estão os gasodutos, rodovias, ferrovias e linhas de transmissão de eletricidade. Essas infraestruturas podem servir de referência para potenciais rotas de transporte de CO<sub>2</sub>, com vantagens significativas, como a redução de custos e o aumento da eficiência logística. Além disso, a utilização de infraestruturas já existentes pode evitar a necessidade de construção de novas rotas de transporte, reduzindo o impacto ambiental e acelerando a implementação de projetos de CCS (CCS Brasil, 2023).

Fora do escopo dos projetos iniciados ou contratados sob as regras da Resolução ANP nº 918/2023 (que *regulamenta o cumprimento da obrigação de investimentos decorrente da cláusula de pesquisa, desenvolvimento e inovação dos contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural*), podemos avaliar o interesse em projetos de CCS no Brasil por meio de fatos e dados amplamente divulgados por grandes empresas, em diversos setores no país.

A Petrobras, por exemplo, divulgou no painel “*Finding Offshore CO<sub>2</sub> Storage: Going Big and Moving Fast*”, realizado no dia 01/5/2023, na *Offshore Technology Conference* (OTC), em Houston, que estuda implantar no Brasil projeto inédito de *hub*

de captura e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> em parceria com outras empresas. O projeto consiste em criar uma infraestrutura de escoamento do CO<sub>2</sub> a partir de locais de captura em instalações industriais – até seu armazenamento permanente feito em um reservatório abaixo do leito marinho. Numa perspectiva mais ampla, o objetivo é contribuir para reduzir emissões de GEE geradas não só pelas operações diretas da empresa, mas também por outros setores do País, tais como indústria de cimento, siderúrgicas, entre outras. Consultas sobre o projeto piloto que pretende avaliar e eventualmente demonstrar a viabilidade do projeto estão em fase de submissão à ANP.

Em outra linha, a empresa também sinaliza a previsão de incorporar a tecnologia CCUS em outras sete plataformas do tipo FPSO (unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência de petróleo) até 2025 - além dos 21 FPSOs que já a empregam, com a finalidade de recuperação aprimorada de petróleo em campos do Pré-sal. Esses avanços irão contribuir não só para a evolução tecnológica do CCUS, mas também para reduzir custos e demonstrar o potencial de aplicação dessa solução na indústria de óleo e gás e em outros setores.

Existem iniciativas de identificar e mapear regiões com potencial para a implantação de *hubs* de CCS no Brasil, em que se ponderam as aglomerações de fontes de emissão contra os potenciais reservatórios para recebimento de CO<sub>2</sub>. Por exemplo, a S&P Global mapeou oito regiões com potencial para a implantação de *hubs* de CCS no Brasil onde se localizam clusters de emissão com potenciais de armazenagem.

Os maiores potenciais comerciais seriam os associados às indústrias de ferro, aço e cimento presentes no Sudeste, que poderiam destinar CO<sub>2</sub> para armazenamento na Bacia de Campos, e à indústria do etanol, na região entre SP e MT, com possibilidade de busca por formações salinas na Bacia do Paraná para o armazenamento. Em ambas as situações, estão associadas: i) concentração de atividades geradoras de CO<sub>2</sub>; ii) existência (a ser demonstrada) de reservatórios com alto potencial de receber e manter o CO<sub>2</sub>; iii) incentivos à captura, que no caso do etanol é a possibilidade de alcançar créditos de carbono por emissões “negativas” e no caso da indústria do ferro e aço é manter a competitividade desses produtos no mercado externo, principalmente Europa, que passará a sobretaxar produtos de alta intensidade de carbono a partir de 2026.

Como mencionado, a Petrobras pretende investigar o potencial de reservatório salino com seu projeto piloto junto ao litoral norte do Rio de Janeiro, iniciativa que corrobora o estudo divulgado pela S&P Global.

O reforço das obrigações financeiras em investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (cláusula de PD&I) pode facilitar a implementação de *hubs* pilotos de CCUS no País. No caso das atividades de petróleo e gás natural, reguladas pela ANP, espera-se que a indústria de alta emissão invista na descarbonização e compartilhe infraestruturas de transporte e armazenamento, com benefícios de escala.

## **7.7 Estudo de caso CCUS: *Northern Lights* - O Modelo Norueguês**

O insuficiente número de instalações de captura e armazenamento de carbono em operação, ao redor do globo, para o montante de CO<sub>2</sub> que deve ser removido da atmosfera, já nos próximos anos, provoca uma verdadeira corrida internacional por aprendizado e, principalmente, desenvolvimento tecnológico que sustentem uma redução de custos para que as alternativas de CCS e CCUS sejam cada vez mais viáveis economicamente.

Dentre as cinco nações que lideraram, nos últimos vinte e quatro meses, o escalonamento de projetos, a Noruega é um dos exemplos mais consistentes com o compromisso de tornar o CCS uma ferramenta para a estratégia nacional de descarbonização. Políticas públicas, estabelecimento de regras e licenças específicas para armazenamento de CO<sub>2</sub>, acompanhadas de subsídios exclusivos e taxações das emissões de CO<sub>2</sub>, contribuíram para o desenvolvimento de tecnologias, testes e projetos-pilotos reconhecidos internacionalmente (GCCSI, 2023b).

O CCUS desempenhará um papel importante na solução climática norueguesa. As empresas Equinor, Shell e TotalEnergies estão investindo no projeto *Northern Lights* – o primeiro projeto para armazenamento de CO<sub>2</sub> na plataforma continental norueguesa. Esse projeto faz parte do projeto de CCS em grande escala norueguês denominado *Longship*. O projeto inclui a captura de CO<sub>2</sub> de fontes de captura industrial na região de Oslofjord (cimento e conversão de resíduos em energia) e o transporte de CO<sub>2</sub> líquido desses locais de captura industrial para um terminal *onshore* na costa oeste norueguesa. A partir daí, o CO<sub>2</sub> liquefeito será transportado por gasoduto para um local de armazenamento *offshore* submarino permanente no Mar do Norte. O projeto também oferecerá às empresas em toda a Europa a oportunidade de armazenar seu CO<sub>2</sub> de forma segura e permanente no fundo do mar na Noruega. Quando o *Northern Lights* iniciar suas operações em 2024, será a primeira rede transfronteiriça de transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub> de acesso aberto.

### 7.7.1 O Projeto *Longship*

O governo norueguês emitiu estudos de viabilidade sobre soluções de captura, transporte e armazenamento em 2016. Combinados, esses estudos mostraram a viabilidade de juntar os elos da cadeia de valor e realizar um projeto de CCS em grande escala. Com base nesse resultado, o governo decidiu continuar o desenvolvimento por meio de um acordo abrangendo estudos de conceito e FEED (engenharia e design *Front-End*). A estatal Gassnova representa o estado norueguês e atua como órgão coordenador. Os estudos abrangeram: i) captura de CO<sub>2</sub> na fábrica de cimento da Norcem (Heidelberg Group) em Brevik; ii) captura de CO<sub>2</sub> na usina de conversão de resíduos em energia Hafslund Oslo Celsio em Oslo; iii) solução combinada de transporte e armazenamento, gerenciada pela *Northern Lights JV DA*.

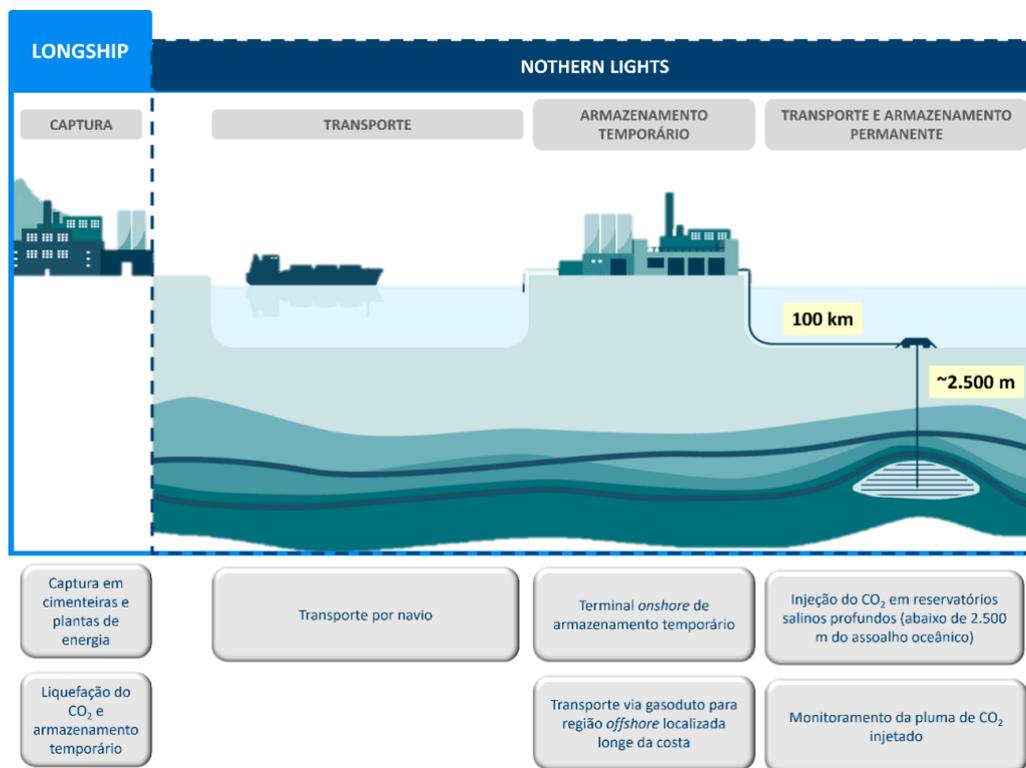
O pré-projeto (estudos de conceito e FEED) foi regido por um acordo entre Gassnova e Equinor. Um acordo de colaboração entre Equinor, Shell e Total regeu o trabalho de preparação do estudo e execução e os preparativos para a celebração de um acordo de *joint venture*. Em maio de 2020, as três empresas tomaram uma decisão de investimento, com base em informações sobre a qualidade e capacidade do reservatório adquiridas na perfuração do poço de confirmação no início de 2020, e um acordo comercial com o Estado. O governo norueguês tomou sua decisão de financiamento em dezembro de 2020 e denominou o projeto como *Longship*.

A primeira fase do projeto entrará em operação em 2024 e 0,8 MtpaCO<sub>2</sub> do 1,5 MtpaCO<sub>2</sub> esperado nessa fase, está reservado para as fábricas de cimento e de conversão de resíduos, como base para o desenvolvimento de mercados futuros. Contudo, o objetivo é aumentar essa capacidade para 5 MtpaCO<sub>2</sub> até 2026 (EQUINOR, 2023; NORTHERN LIGHTS, 2023; TOTAL ENERGIES, 2023).

Dois outras plantas industriais fora da Noruega, e fora do contexto inicial de financiamento público, já se encontram em fase de negociação avançada para aquisição dos serviços. A infraestrutura no projeto está sendo desenvolvida para receber CO<sub>2</sub> sob uma especificação predefinida (liquefeito sob pressão, temperatura e pureza específicas).

O armazenamento e transporte de carbono pelo projeto *Longship* será um serviço: transportará CO<sub>2</sub> líquido das instalações de captura (à princípio fontes das indústrias de cimento e energia na região de Oslo) para um terminal em Øygarden, no condado de Vestland. Desse ponto em diante, o CO<sub>2</sub> será transportado via gasodutos para uma estrutura submarina e injetado em uma formação geológica a cerca de 2.500 m abaixo do assoalho oceânico, no Mar do Norte (Figura 7.10).

**Figura 7.10:** Diagrama esquemático geral dos projetos *Longship* e *Nothern Lights*, em desenvolvimento na Noruega.



Fonte: Adaptado de EQUINOR (2023) e IEA (2021).

Apesar de o país possuir regulação avançada sobre o manejo de CO<sub>2</sub> (baseada na norma de petróleo e gás natural), ela ainda precisa ser testada. Como ainda não há um mercado instalado, pretende-se que o projeto componha o *business case* inicial, que poderá se tornar referência para outros mercados, inclusive o brasileiro. No caso norueguês, é importante salientar que os recursos não eram conhecidos nem validados: tanto o reservatório quanto a especificação do CO<sub>2</sub> a ser injetado. Dado o ineditismo e a importância da matéria, cerca de 80% do investimento no *Longship* é estatal. Isso inclui 10 anos de OPEX para a captura, transporte e estocagem do CO<sub>2</sub> advindo das duas plantas originais do projeto *Nothern Lights*.

O estudo de impacto ambiental do projeto previa que o plano de parada da planta deveria descrever os planos de monitoramento do reservatório de armazenamento de CO<sub>2</sub> após a conclusão da injeção. Deve ser possível verificar se os volumes de CO<sub>2</sub> injetados se comportam conforme o esperado, para que se verifique que não há vazamento para o fundo do mar e os arredores. De acordo com as disposições da Seção 35-14 dos Regulamentos de Controle de Poluição e da Seção 5-8 dos Regulamentos de Armazenamento de CO<sub>2</sub>, o Estado norueguês, representado pelo Ministério de Petróleo e Energia, deverá, mediante solicitação do operador, assumir a responsabilidade de longo prazo pelo monitoramento e medidas corretivas para o armazenamento permanente de CO<sub>2</sub>, desde que as condições previstas tenham sido satisfeitas.

Os casos dos campos (produtores de gás natural) de Sleipner e Snøhvit são marcos importantes com relação às práticas de monitoramento. Comissionados, respectivamente em 1996 e 2007, até o momento, as atividades de armazenamento de CO<sub>2</sub> nesses locais não detectaram vazamentos para a superfície da pluma de CO<sub>2</sub> injetado. Grande parte desse resultado se deve ao esforço de monitoramento constante das equipes, que, nas ocasiões em que foram acionadas, agiram de forma rápida para controlar possíveis alterações de pressão que representassem riscos à segurança do projeto (HAUBER, 2023; ROBERTSON; MOUSAVIAN, 2022).

A presença estatal por meio de investimentos diretos e coordenação pela Gassnova é marcante no modelo norueguês, indicando caminhos que poderão ser adotados ou adaptados ao marco legal e regulatório da atividade no Brasil. Ainda que não venham a ser utilizados recursos estatais nas etapas de pesquisa e desenvolvimento de projetos no país, há que ser considerado o uso de recursos decorrentes de cláusulas contratuais de atividades concedidas pelo poder público, a exemplo das obrigações de investimentos em PD&I das grandes produções de petróleo e gás natural existentes nos contratos com a ANP. Por outro lado, também é necessário o desenvolvimento de modelos de outorga que enquadrem a necessidade de monitoramento de longo prazo dos reservatórios de CO<sub>2</sub>, que eventualmente também precisará ser administrado pelo poder público. Cabe considerar, dada sua natureza jurídica de empresa pública, que a eventual entrada da Petrobras no negócio de transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub> pode vir a ser uma forma de reforçar a presença estatal na atividade, ainda que de forma indireta.

O contexto regulatório norueguês mostra que o estabelecimento de metas rígidas de redução de emissões de CO<sub>2</sub> (55% em relação à década de 1990, já em 2030) (GOVERNMENT.NO, 2022), juntamente com a promoção da taxaço de atividades emissoras de CO<sub>2</sub>, podem incentivar os projetos de redução da pegada de carbono, incluindo aí o investimento em CCS. No caso da Noruega, as experiências em Snøhvit e Sleipner estiveram diretamente ligadas à promulgação de uma série de atos específicos<sup>16</sup> sobre as emissões de gases do efeito estufa das atividades do setor de óleo e gás, com destaque para a taxaço de CO<sub>2</sub> emitido pelas atividades *offshore*, que são maiores do que as de outros setores da economia no país (ROBERTSON; MOUSAVIAN, 2022).

A colaboração com a indústria tem sido extremamente importante para assegurar a viabilidade técnica-econômica e ambiental de cada projeto. Uma vez que o

---

<sup>16</sup> Especificamente, o *Petroleum Taxation Act* – de 1975; o *Pollution Control Act* – de 1981; o *CO<sub>2</sub> Tax Act on Petroleum Activitie*” - de 1991; o *Petroleum Act* – de 1996 e o *Greenhouse Gas Emission Trading Act*, de 2005.

projeto *Longship* irá requerer a construção e sustentação de uma cadeia de valor para cada etapa da captura, transporte e armazenamento de carbono, e que muitos empregos podem ser gerados na indústria norueguesa ao passo que as metas ambientais são alcançadas, o estabelecimento de uma estreita cooperação entre a Gassnova e representantes da indústria norueguesa, se fez necessária (NORUEGA, 2020). O apoio governamental destinou, por exemplo, cerca de 2,3 bilhões de dólares e foi crucial para promover a atração de outros parceiros do lado privado (GCCSI, 2023b).

A ação do governo norueguês, no entanto, vai além do apoio financeiro. A experiência do desenvolvimento histórico do campo de Sleipner mostrou a necessidade de ajustes no arcabouço regulatório para viabilizar a concepção e implementação de projetos de CCS. Essas alterações passaram a ser exemplos para outros regimentos internacionais, tais como a Diretiva da União Europeia que versa sobre armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>, que foi adotada pelo Parlamento Europeu em 2009, e inspirou alterações ao Protocolo de Londres e à Convenção para a Proteção do Meio Marinho do Atlântico Nordeste (ou Convenção OSPAR) – voltadas ao armazenamento de CO<sub>2</sub> em formações geológicas *offshore* (GCCSI, 2023b).

## **7.8 Exploração de Possíveis Usos para o Carbono Capturado**

A destinação do gás carbônico separado e capturado permanece objeto de estudo enquanto diversas tecnologias se estabelecem e difundem. A simples estocagem subterrânea vem sendo considerada como principal alternativa, e essa atividade já pode gerar valor quando utilizada para a recuperação avançada de petróleo (EOR), dada sua capacidade de deslocar os hidrocarbonetos dos poros das rochas. Contudo, apesar do retorno econômico, essa opção não atende à finalidade de redução de teores de CO<sub>2</sub> da atmosfera.

Por outro lado, a utilização do carbono capturado parece atraente porque é vista como parte da economia circular e uma forma de processamento sustentável de resíduos. A indústria pode se interessar porque criaria valor a partir de resíduos. O desenvolvimento de produtos à base de CO<sub>2</sub> evitaria ao mesmo tempo os custos e as preocupações do armazenamento geológico do CO<sub>2</sub> capturado.

Contudo, a relevância de sua utilização na mitigação das alterações climáticas é questionada na literatura, com base em várias preocupações: (1) Os produtos podem nem sempre reduzir substancialmente as emissões em comparação com os seus homólogos convencionais que não requerem a captura e conversão de CO<sub>2</sub>, que consome muita energia em suas diversas etapas; (2) A utilização do CO<sub>2</sub> capturado no lugar do armazenamento geológico permanente pode resultar em maiores efeitos de aquecimento global, porque o CO<sub>2</sub> utilizado é normalmente reemitido quando o produto é usado ou descartado; (3) A utilização pode não ser economicamente viável devido aos elevados custos financeiros associados às etapas de captura e conversão de CO<sub>2</sub>, que consomem muita energia; e (4) A captura e utilização do carbono pode constituir uma “distração política” na redução das emissões de CO<sub>2</sub>, em particular quando substitui o armazenamento geológico, porque a escala na qual o CO<sub>2</sub> poderia ser utilizado é limitada em comparação com a escala na qual o CO<sub>2</sub> poderia ser armazenado geologicamente.

### 7.8.1 Carbonatos minerais e materiais de construção

A carbonatação mineral é um processo em que o  $\text{CO}_2$  reage com óxidos, hidróxidos ou silicatos de magnésio ou cálcio em uma reação exotérmica, formando produtos de carbonato estáveis. Exemplos de materiais ricos em magnésio ou cálcio são alguns minerais ou resíduos industriais, como escória da produção de aço, gipsita vermelha, cinzas volantes ou salmouras de dessalinização. Esses processos podem ser categorizados em processos de carbonatação direta ou indireta. No processo de carbonatação direta, ocorre uma reação gás-sólido entre o  $\text{CO}_2$  e os minerais moídos. Os carbonatos produzidos podem ser utilizados em concreto, asfalto e outras aplicações de construção. No processo de carbonatação indireta, os íons magnésio ou cálcio são primeiro extraídos em uma solução alcalina e depois reagem com o  $\text{CO}_2$  para formar carbonato de magnésio precipitado, carbonato de cálcio precipitado ou carbonato de nanocálcio. Esses carbonatos podem ser usados como pigmento ou material de preenchimento na produção de papel, plásticos e produtos farmacêuticos.

O  $\text{CO}_2$  pode ser usado para curar concreto, absorvendo  $\text{CO}_2$  em vez de vapor no processo de endurecimento. O concreto curado a vapor normalmente reabsorve cerca de 30% das emissões de  $\text{CO}_2$  da sua produção durante a sua vida útil, assim as emissões não são reduzidas pela cura acelerada por  $\text{CO}_2$  em si. Em vez disso, a redução é alcançada devido à menor necessidade de vapor e às melhorias nas propriedades mecânicas, reduzindo a quantidade de cimento necessária, de forma semelhante à adição de materiais “cimentícios”, como minerais carbonatados, que reduz a necessidade de cimento no concreto. Outras opções em desenvolvimento incluem a produção de nanomateriais de carbono como grafeno, nanofibras ou nanotubos de  $\text{CO}_2$ , que podem ser utilizados na construção, reduzindo a demanda de energia e materiais no processo de fabricação.

### 7.8.2 Combustíveis e Produtos Químicos

Os combustíveis e produtos químicos gerados a partir de matérias-primas fósseis são produtos com elevada densidade energética. Portanto, sua produção a partir do  $\text{CO}_2$  requer frequentemente um processo de conversão que consome muita energia a alta pressão e/ou temperatura elevada, apoiado por catalisadores, pois o  $\text{CO}_2$  é uma molécula inerte e termodinamicamente estável. Os processos de conversão podem ser termoquímicos, eletroquímicos e fotocatalíticos.

Na conversão termoquímica (às vezes chamada de “hidrogenação”), o  $\text{CO}_2$  e o  $\text{H}_2$  são preparados separadamente e posteriormente combinados. O hidrogênio fornece parte da energia necessária para o processo de conversão de  $\text{CO}_2$  (o produto poderá ser considerado “verde” caso o hidrogênio seja obtido de fontes renováveis). Esse processo permite a produção de químicos e combustíveis que de outra forma seriam de origem fóssil, como metano ou metanol. O metanol, por sua vez, pode servir como matéria-prima para a produção de outros químicos e combustíveis, como etileno, polióis e dimetil-éter. A produção de metano pode ser considerado um método para armazenamento a longo prazo de energia renovável a partir de eletricidade intermitente (por exemplo, solar ou eólica), produzindo  $\text{H}_2$  com eletrólise da água, seguida de hidrogenação de  $\text{CO}_2$  em metano (reação de Sabatier) e combustão de metano para geração de energia posteriormente (energia-metano-energia). Outro processo importante de hidrogenação é a síntese de combustíveis de hidrocarbonetos líquidos,

que consiste na produção de gás de síntese através da conversão de CO<sub>2</sub> em monóxido de carbono (CO) na reação reversa de deslocamento água-gás e sua reação com H<sub>2</sub>, ou pela reforma a vapor do metano e, finalmente, utilização do processo Fischer-Tropsch para criar cadeias de hidrocarbonetos. A proporção estequiométrica de H<sub>2</sub> para CO no gás de síntese pode ser ajustada aos produtos finais pretendidos.

Na conversão fotocatalítica, o CO<sub>2</sub> é convertido em, por exemplo, metano ou metanol usando luz solar, água e semicondutores (células solares). A redução eletroquímica, onde o CO<sub>2</sub> é reduzido utilizando eletricidade e à temperatura atmosférica, pode ser usada para produzir, por exemplo, etanol, metanol, carbonato de dimetila, formato ou ácido fórmico. Já quando o CO<sub>2</sub> é capturado por microalgas, essas podem ser convertidas em combustíveis ou produtos químicos, por exemplo, via transesterificação ou hidrogenação de óleo de algas ou liquefação hidrotérmica. As microalgas também podem ser usadas na alimentação humana ou animal.

### 7.8.3 Maturidade das tecnologias para captura e utilização de carbono

A escala TRL (*technology readiness level*) originou-se na agência espacial norte-americana (NASA) na década de 1970 e tornou-se mais conhecida quando o Departamento de Defesa dos EUA começou a usá-la para melhorar seus resultados de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. Desde sua descrição mais abrangente em 1995, recebeu reconhecimento na formulação de políticas, na indústria e na academia. Em 2010, a Comissão Europeia orientou a que projetos que recebessem financiamento da União Europeia utilizassem TRLs para sua identificação de maturidade tecnológica. A Comissão Europeia definiu os TRL de uma forma mais generalizada que a NASA, para permitir a comparabilidade de tecnologias em diferentes domínios, incluindo tecnologias energéticas e climáticas. A Tabela 7.1 indica o posicionamento em níveis de maturidade de algumas tecnologias de captura e utilização de CO<sub>2</sub>, de acordo com essa classificação genérica.

**Tabela 7.1:** Níveis de maturidade tecnológica para captura e utilização de CO<sub>2</sub>.

TRL	Descrição segundo a Comissão Europeia	Exemplos de aplicações para capturar e utilizar o CO <sub>2</sub>
1	Princípios básicos observados	Conversão fotocatalítica em metanol
2	Formulação do conceito tecnológico	Geração de etanol e metanol via redução eletroquímica



Prova de conceito experimental  
Geração de etileno via redução eletroquímica; e de dimetil-éter via gás de síntese

3



Tecnologia validada em laboratório  
Carbonato de magnésio precipitado e carbonato de cálcio precipitado

4



Tecnologia validada em ambiente relevante  
Geração de ácido fórmico via redução eletroquímica em meio aquoso; e de bicarbonato de sódio usando gás de combustão diretamente

5



Tecnologia demonstrada em ambiente relevante  
Geração de combustíveis por Fischer-Tropsch; e de ureia a partir de gases siderúrgicos

6



demonstração de protótipo de sistema em um ambiente operacional  
Geração de CO e gás de síntese por meio da reação reversa de deslocamento água-gás; e de metano e metanol por meio da hidrogenação de CO<sub>2</sub>

7



Sistema completo e qualificado  
Geração de polióis; e de materiais de construção a partir de escória de aço carbonatada

8



Sistema real comprovado em um ambiente operacional  
Enriquecimento de CO<sub>2</sub> em estufas agrícolas; EOR utilizando CO<sub>2</sub>

9



## 7.9 Referências

- ANP (2022a). Resolução ANP Nº 886, de 29 de setembro de 2022. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-886-2022-estabelece-a-especificacao-e-as-regras-para-aprovacao-do-controle-da-qualidade-do-biometano-oriundo-de-aterros-sanitarios-e-de-estacoes-de-tratamento-de-esgoto-destinado-ao-uso-veicular-e-as-instalacoes-residenciais-industriais-e-comerciais-a-ser-comercializado-no-territorio-nacional?origin=instituicao>.
- ANP (2022b). Resolução ANP Nº 906, de 18 de novembro de 2022. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-906-2022-dispoe-sobre-as-especificacoes-do-biometano-oriundo-de-produtos-e-residuos-organicos-agrossilvopastoris-e-comerciais-destinado-ao-uso-veicular-e-as-instalacoes-residenciais-e-comerciais-a-ser-comercializado-em-todo-o-territorio-nacional?origin=instituicao>.
- BRASIL. 2004. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 16 de março de 2004. Seção 1, página 1.
- CÂMARA DOS DEPUTADOS. 2023a. PL 4516/2023. Disponível em <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2388242>. Acesso em 13 dez. 2023.
- \_\_\_\_\_. 2023b. PL 2148/2015. Disponível em: < [https://www.camara.leg.br/propostas-legislativas/1548579?utm\\_source=newsletters+epbr&utm\\_campaign=b43d61eeda-epbr-comece-seu-dia\\_20230724\\_COPY\\_01&utm\\_medium=email&utm\\_term=0\\_5931171aac-b43d61eeda-438421085](https://www.camara.leg.br/propostas-legislativas/1548579?utm_source=newsletters+epbr&utm_campaign=b43d61eeda-epbr-comece-seu-dia_20230724_COPY_01&utm_medium=email&utm_term=0_5931171aac-b43d61eeda-438421085)>. Acesso em 27 dez. 2023.
- CARBON CAPTURE COALITION. 2023. Primer: 45Q Tax Credit for Carbon Capture Projects. Disponível em: <https://carboncapturecoalition.org/wp-content/uploads/2023/05/CCC-45Q-Primer-2023.pdf>. Acesso em 22 jan. 2024.
- CEBRI-BID-EPE-CENERGIA. 2023. Neutralidade de carbono até 2050: Cenários para uma transição eficiente no Brasil. Programa de Transição Energética: Relatório Final. Rio de Janeiro: Centro Brasileiro de Relações Internacionais, 2023. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-726/PTE\\_RelatorioFinal\\_PT\\_Digital\\_.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-726/PTE_RelatorioFinal_PT_Digital_.pdf). Acesso em 10 jan. 2024.
- CHIAPPINI, A. 2023. Petrobras e Equinor veem oportunidades na captura de carbono a partir de biocombustíveis. EPBR, [S.l.], 26 out. 23. Disponível em: <<https://epbr.com.br/petrobras-e-equinor-veem-oportunidades-na-captura-de-carbono-a-partir-de-biocombustiveis/>>. Acesso em 20 dez. 2023.
- CCS BRASIL. 2023. 1º Relatório Anual de CCS no Brasil: 2022/2023. Disponível em [https://www.ccsbr.com.br/files/ugd/11a7f0\\_f79d8b3570e04429974fa4a67d44488\\_1.pdf](https://www.ccsbr.com.br/files/ugd/11a7f0_f79d8b3570e04429974fa4a67d44488_1.pdf). Acesso em 16 maio 2023.
- DA SILVA, F.T.F., CARVALHO, F.M., CORRÊA, J.L.G., MERSCHMANN, P.R.DEC., TAGOMORI, I.S., SZKLO, A., SCHAEFFER, R. 2018. CO<sub>2</sub> capture in ethanol distilleries in Brazil: Designing the optimum carbon transportation network by integrating hubs, pipelines and trucks. International Journal of Greenhouse Gas Control (71): 168-183.

- ENEVA. 2022. Relatório de Sustentabilidade 2021. Disponível em: < [Eneva Reatorio-de-Sustentabilidade-2021.pdf](#)>. Acesso em 19 dez. 2023.
- \_\_\_\_\_. 2023. Relato Integrado 2022. Disponível em: <<https://eneva.com.br/wp-content/uploads/2023/06/Relato-Integrado-2022.pdf>>. Acesso em 20 dez. 2023.
- EPBR. 2023a. CCS: as oportunidades e desafios do Brasil para a expansão da captura de carbono. EPBR, [S.l.], 25 ago. 2023. Disponível em <https://epbr.com.br/ccs-as-oportunidades-e-desafios-do-brasil-para-a-expansao-da-captura-de-carbono/>. Acesso em 13 dez. 2023.
- \_\_\_\_\_. 2023b. Petrobras assina acordo com o RJ para avaliar hubs de captura de carbono e hidrogênio. EPBR, [S.l.], 04 dez. 2023. Disponível em: < <https://epbr.com.br/petrobras-assina-acordo-com-o-rj-para-avaliar-hubs-de-captura-de-carbono-e-hidrogenio/>>. Acesso em 27 dez. 2023.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). 2023a. Fact Sheet “Captura e Armazenamento de Carbono”. Relatório Executivo. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-764/FS-EPE-DPG-SPG-01\\_2023-CCS\\_PT\\_BR\\_30ago23.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-764/FS-EPE-DPG-SPG-01_2023-CCS_PT_BR_30ago23.pdf). Acesso em 04 set. 2023.
- \_\_\_\_\_. 2023b. Fact Sheet “Captura e armazenamento de carbono biogênico: Bio-CCS”. Relatório Executivo. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-767/FS-EPE-DPG-SDB-2023-05-BioCCS.pdf>. Acesso em 06 out. 2023.
- \_\_\_\_\_. 2023c. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2023. Brasília: MME/EPE, 2023, 123 p. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2021-2023>. Acesso em 09 jan. 2024.
- \_\_\_\_\_. 2023d. Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2022. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/analise-de-conjuntura-dos-biocombustiveis-2022>.
- \_\_\_\_\_. 2023e. Balanço Energético Nacional Relatório Síntese 2023 – Ano Base 2022. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2023\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf)
- \_\_\_\_\_. 2023f. Cenários de oferta de etanol e demanda de ciclo Otto 2024-2033. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-255/topico-691/NT-EPE-DPG-SDB-2023-03\\_Cenarios\\_de\\_oferta\\_de\\_etanol\\_2033.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-255/topico-691/NT-EPE-DPG-SDB-2023-03_Cenarios_de_oferta_de_etanol_2033.pdf)
- \_\_\_\_\_. 2023g. Panorama do biometano: setor sucroenergético. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética; Centro Internacional de Energias Renováveis - CIBiogás. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/panorama-do-biometano-setor-sucroenergetico>.
- \_\_\_\_\_. 2020. Precificação de carbono: riscos e oportunidades para o Brasil. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br).
- EQUINOR. 2023. The Northern Lights project. Equinor, [S.l.], [202?]. Disponível em <<https://www.equinor.com/energy/northern-lights>>. Acesso em 11 dez 2023.

- FAN, J-L, WEI, S., SHEN, S., XU, M., ZHANG, X. 2021. Geological storage potential of CO<sub>2</sub> emissions for China's coal-fired power plants: A city-level analysis. *International Journal of Greenhouse Gas Control* (106): 103-278.
- FURRE, A-K, EIKEN, O., ALNES, H., VEVATNE, J.N., KIÆR, A.F. 2017. 20 years of monitoring CO<sub>2</sub>-injection at Sleipner. *Energy Procedia* (114): 3916–3926.
- FUSS, S. et al. (2018). Negative emissions—Part 2: Costs, potentials and side effects. *Environ. Res. Lett.*, v. 13, 063002, 2018. DOI: 10.1088/1748-9326/aabf9f.
- GALE, J. 2004. Geological storage of CO<sub>2</sub>: What do we know, where are the gaps, and what more needs to be done? *Energy Volume* (29) Issues 9–10: 1329–1338.
- GLOBAL CCS INSTITUTE (GCCSI) 2023a. CCS Explained: Storage. Global CCS Institute. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/ccs-101-storage/>. Acesso em 15 dez. 2023.
- GLOBAL CCS INSTITUTE (GCCSI) 2023b. The Global Status of CCS Report 2023. Global CCS Institute. Disponível em: <https://status23.globalccsinstitute.com/>. Acesso em 19 dez. 2023.
- GOVERNMENT.NO. 2023. Norway's new climate target: emissions to be cut by at least 55 %. Disponível em: <[https://www.infomoney.com.br/business/uisa-prepara-entrada-no-mercado-de-fixacao-de-carbono/](https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/norways-new-climate-target-emissions-to-be-cut-by-at-least-55-/id2944876/#:~:text=Norway's%20new%20target%20is%20to,Prime%20Minister%20Jonas%20Gahr%20St%C3%B8re.></a>>. Acesso em 27 dez. 2023.</p>
<p>HARGREAVES, F. M. 2019. Opções de Mitigação das Emissões de Gases de Efeito Estufa na Indústria de Petróleo e Gás Natural Brasileira. 133 p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ.</p>
<p>INACIO, AL. 2023. UISA prepara entrada no mercado de fixação de carbono. Info Money, [S.l.], 11 dez. 2023. Disponível em: < <a href=)>. Acesso em 04 jan. 2024.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). 2020a. Energy Technology Perspectives 2020. Setembro, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>. Acesso em 07 mar. 2023.
- \_\_\_\_\_. 2020b. Levelised cost of CO<sub>2</sub> capture by sector and initial CO<sub>2</sub> concentration, 2019. Paris: International Energy Agency. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-co2-capture-by-sector-and-initial-co2-concentration-2019>. Acesso em 10 jan. 2023.
- \_\_\_\_\_. 2021. CCUS around the world in 2021. IEA, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/ccus-around-the-world-in-2021>. Acesso em 21 dez. 2023.
- \_\_\_\_\_. 2023a. Tracking Clean Energy Progress 2023. IEA, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>. Acesso em 20 dez. 2023.
- \_\_\_\_\_. 2023b. Energy Technology Perspectives 2023. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/a86b480e-2b03-4e25-bae1-da1395e0b620/EnergyTechnologyPerspectives2023.pdf>>. Acesso em 07 mar. 2023.
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). 2023. Carbon Dioxide Removal: Fact Sheet. Disponível em:

[https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/outreach/IPCC\\_AR6\\_WGIII\\_Factsheet\\_CDR.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/outreach/IPCC_AR6_WGIII_Factsheet_CDR.pdf)>. Acesso em 18 dez. 2023.

- KETZER, O. J. M. M. et al. 2016. Atlas brasileiro de captura e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>. Porto Alegre: EDIPUCRS, 2016, 95 p.
- LORIA, P., BRIGHT, M.B.H. 2021. Lessons captured from 50 years of CCS projects. The Electricity Journal (34) Issue 7: 1-6.
- LOURENÇO, M. C. M. et al. 2023. Carbon Capture and Storage in Brazil and Systematic Review of Criteria for Prospecting Potential Areas. Carbon Capture and Storage in Brazil and Systematic Review of Criteria for Prospecting Potential Areas. In: Offshore Technology Conference Brasil, 2023, Rio de Janeiro. [S. l.]: SPE, 2023, 16 p.
- MARTIN-ROBERTS, E., SCOTT, V., FLUDE, S., JOHNSON, G., HASZELDINE, R.S. E GILFILLAN, S. 2021. Carbon capture and storage at the end of a lost decade. One Earth (4) Issue 11: 1569-1584.
- MATSUURA, M. et al. (2018). RenovaCalcMD: Método e ferramenta para a contabilidade da Intensidade de Carbono de Biocombustíveis no Programa RenovaBio. Disponível em: [https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2018/arquivos-consultas-e-audiencias-publicas-2018/cap-10-2018/cp10-2018\\_nota-tecnica-renova-calc.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2018/arquivos-consultas-e-audiencias-publicas-2018/cap-10-2018/cp10-2018_nota-tecnica-renova-calc.pdf).
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. 2023. ANP iniciará estudo para futura regulação sobre captura, uso e armazenamento de carbono. MME/ANP, [Brasília], 23 nov. 2023. Disponível em [https://www.gov.br/anp/pt-br/canais\\_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-iniciara-estudo-para-futura-regulacao-sobre-captura-uso-e-armazenamento-de-carbono](https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-iniciara-estudo-para-futura-regulacao-sobre-captura-uso-e-armazenamento-de-carbono). Acesso em 13 dez. 2023.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2023. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás: Ciclo 2021-2023. Brasília: MME/EPE, 2023. 123 p.
- NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY (NETL) 2017. Best Practices: Site Screening, Site Selection, and Site Characterization for Geologic Storage Projects. Disponível em <BPM-SiteScreening.pdf> (doe.gov). Acesso em 07 mar. 2023.
- NORTHERN LIGHTS. 2023. About the Longship project. Northern Lights, [S.l.], [202?]. Disponível em <https://norlights.com/about-the-longship-project/>. Acesso em 11 dez 2023.
- NORUEGA. 2020. The Government launches 'Longship' for carbon capture and storage in Norway. Government.no, [S.l.], 21 set. 2020. Disponível em <<https://www.regjeringen.no/en/historical-archive/solbergs-government/Ministries/smk/Press-releases/2020/the-government-launches-longship-for-carbon-capture-and-storage-in-norway/id2765288/>>. Acesso em 11 dez 2023.
- ORIGEM ENERGIA. 2023. Polo Alagoas: Hub Energético. Origem Energia, [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.origemenergia.com/nossos-negocios/solucoes-energeticas-integradas/polo-alagoas-hub-energetico/>>. Acesso em 27 dez. 2023.
- PETROBRAS 2023a. Pré-sal avança em direção à descarbonização. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/pt/negocio/pre-sal-avanca-em-direcao-a-descarbonizacao-06-09-2023/>. Acesso em 20 dez. 2023.

- PETROBRAS. 2023b. Caderno do Clima: 2022-2023. Petrobras, [Rio de Janeiro], julho de 2023. Disponível em: <[https://issuu.com/estantepetrobras/docs/caderno\\_do\\_clima\\_2022-2023](https://issuu.com/estantepetrobras/docs/caderno_do_clima_2022-2023)>. Acesso em 13 dez. 2023.
- PINTO JUNIOR, H. Q. 2022. A Grande Transformação Energética: Nada Será como Antes...O Que Será? IE/UFRJ. Set/2022.
- PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL (PUCRS). Site piloto CBM/ECBM. Disponível em: < <https://www.pucrs.br/blog/compensacao-de-carbono/>>. Acesso em 19 dez. 2023.
- RAMOS, C. S. 2023. FS captura carbono de etanol de milho. Valor Econômico, São Paulo, 23 mar. 2023. Disponível em: <<https://valor.globo.com/agronegocios/noticia/2023/03/24/fs-captura-carbono-de-etanol-de-milho.ghtml>>. Acesso em 19 dez. 2023.
- REPSOL SINOPEC. 2023. Tecnologia pioneira e inovadora para avançar na descarbonização. Repsol Sinopec Brasil, [S.l.], 20 out. 2023. Disponível em: < <https://repsolsinopec.com.br/noticias/programa-dac/>>. Acesso em 19 dez. 2023.
- ROBERTSON, B.; MOUSAVIAN, M. 2022. The Carbon Capture Crux: Lessons Learned. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), [S.l.], 01º set. 2022. Disponível em: < <https://ieefa.org/resources/carbon-capture-crux-lessons-learned>>. Acesso em 21 dez. 2023.
- SANTAROSA, C. S. 2012. Potencial da jazida de Charqueadas para o armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> e produção de gás natural utilizando parâmetros petrofísicos e testes de adsorção. 158 p. Tese (Doutorado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais. Porto Alegre/RS.
- SCHIPPERS, E. J. 2023. Addressing climate change with carbon dioxide removal: Insights from industrial economics and cooperative games. 148 p. Tese (Doutorado) - Universidade Paris-Saclay, Engenharia de sistemas complexos. Paris.
- S&P GLOBAL. 2023. Regulatory hurdles for CCS deployment in Brazil: Agosto 2023. Apresentação Interna.
- SEEG. 2021a. Plataforma SEEG. Painel de Dados. Disponível em <https://plataforma.seeg.eco.br/>. Acesso em 23 fev. 2023.
- \_\_\_\_\_. 2021b. Análise das emissões brasileiras de gases de efeito estufa e suas implicações para as metas climáticas do Brasi (1973-2020). Disponível em [https://seeg.eco.br/wp-content/uploads/2023/03/SEEG9\\_DOC\\_ANALITICO\\_2021\\_FINAL.pdf](https://seeg.eco.br/wp-content/uploads/2023/03/SEEG9_DOC_ANALITICO_2021_FINAL.pdf). Acesso em 05 out. 2023.
- SENADO FEDERAL. 2022a. Projeto de Lei nº 1425, de 2022. Disponível em <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/153342>. Acesso em 13 dez. 2023.
- \_\_\_\_\_. 2022b. Projeto de Lei nº 412, de 2022. Disponível em <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/151967>. Acesso em 13 dez. 2023.
- SCHIPPERS, E. J. 2023. Addressing climate change with carbon dioxide removal: Insights from industrial economics and cooperative games. 148 p. Tese (Doutorado) - Universidade Paris-Saclay, Engenharia de sistemas complexos. Paris.

- SILVA, I. M. M. 2022. Definições jurídicas estratégicas para estruturação do marco regulatório da cadeia de Captura e Armazenamento de Carbono. Tese (Doutorado em Energia) - Universidade de São Paulo, Instituto de Energia e Ambiente, Programa de Pós-Graduação em Energia, São Paulo, 2022.
- SMITH, P. et al. (2016). Biophysical and economic limits to negative CO<sub>2</sub> emissions. *Nature Climate Change*, v. 6, 42-50, 2016. DOI: 10.1038/nclimate2870.
- SPATUZZA, A. 2022. Novo ciclo de investimentos com a extensão da outorga. *Brasil Energia*, [S.l.], 04 out. 2022. Disponível em: <https://editorabrasilenergia.com.br/brasil-na-contra-mao-do-mundo/>. Acesso em 19 dez. 2023.
- TANZER, S.; RAMÍREZ, A. (2019). When are negative emissions negative emissions?. *Energy & Environmental Science*, 12, 1210, 2019. DOI: 10.1039/c8ee03338b.
- THE NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE (NPD) 2023. CO<sub>2</sub> atlases. Disponível em: <https://www.npd.no/en/whats-new/publications/co2-atlases/>. Acesso em 17 jul. 2023.
- TOTAL ENERGIES. 2023. Northern Lights, the first major carbon capture and storage project in Norway. Disponível em: < <https://totalenergies.com/projects/carbon-capture-and-storage/northern-lights-first-major-carbon-capture-and-storage-project>>. Acesso em 12 dez. 2023.
- UNITED NATIONS CLIMATE CHANGE (UNFCCC) 2023. Boundary Dam Carbon Capture and Storage Project – Canada. Disponível em: <https://unfccc.int/climate-action/momentum-for-change/activity-database/boundary-dam-carbon-capture-and-storage-project>. Acesso em 19 dez. 2023.
- UNITED KINGDOM GOVERNMENT (GOV.UK) 2023. UK carbon capture, usage and storage. Disponível em: <https://www.gov.uk/guidance/uk-carbon-capture-and-storage-government-funding-and-support>. Acesso em 20 dez. 2023.
- ZHANG, D., SONG, J. 2014. Mechanisms for Geological Carbon Sequestration. *Procedia IUTAM*, n. 10, p. 319-327.

## APÊNDICES

### I - Reuniões do Comitê 5

O Comitê 5 se reuniu ao longo do segundo semestre do ano de 2023 e do início do ano de 2024 em que foram convidadas entidades das iniciativas pública e privada, academia e do terceiro setor para apresentar tecnologias, processos produtivos, políticas públicas e aspectos regulatórios em torno do alinhamento entre o aproveitamento do gás natural brasileiro e os aspectos de transição energética.

Segue abaixo a lista de reuniões realizadas:

- 1ª Reunião - 11/08/2023 - Reunião de partida e apresentação do Plano de Trabalho do Comitê 5;
- 2ª Reunião - 25/08/2023 - Apresentação SNTep papel do GN no setor elétrico, com comentários do DPOG/SNTEP/MME – Apresentação EPE - Hidrogênio Azul e Turquesa;
- 3ª Reunião - 01/09/2023 - Apresentação da ABEGÁS sobre Corredores Azuis – Apresentação da Wärtsila sobre Conversão de Usinas Termelétricas para Gás Natural;
- 4ª Reunião - 15/09/2023 – Apresentação da Shell sobre o papel do GN na transição energética – Apresentação da EPE sobre Cenários de Neutralidade 2050 para o gás natural;
- 5ª Reunião - 22/09/2023 – Apresentação da Fundação E+ sobre o papel do Gás Natural na Transição Energética – Apresentação da ANP sobre Emissões fugitivas, uso de infraestruturas (biometano, H2);
- 6ª reunião - 29/09/2023 – Apresentação da Firjan sobre o papel do gás na indústria para Transição Energética – Apresentação da Abiogás sobre o papel do biogás e do biometano na transição energética;
- 7ª Reunião - 06/10/2023 – Apresentação da Equinor sobre a sua experiência em armazenamento e captura de carbono – Apresentação da TAG (Engie) sobre a sua visão do biometano e do hidrogênio na infraestrutura de gás natural;
- 1ª Reunião Pública do Comitê 5 - 01/11/2023 - O papel do gás natural na transição energética;
- 8ª Reunião - 10/11/2023 – Apresentação MAPA sobre o papel do biogás e do biometano no atendimento à demanda nacional de fertilizantes nitrogenados – Apresentação INPI sobre novos projetos e tecnologias, em curso no Brasil, de produção de amônia, ureia e metanol - Apresentação Embrapa sobre o nitrogênio derivado e o seu uso na produção agropecuária e os impactos nas emissões e remoções de GEE;
- 9ª Reunião - 21/12/2023 - Apresentação e debates sobre a consolidação dos enunciados levantados ao longo das reuniões e definição dos blocos temáticos; e
- 10ª Reunião – 16/01/2024 - Apresentação dos relatórios dos blocos temáticos.

Adicionalmente, ocorreram reuniões de acompanhamento junto à Coordenação do GT Gás para empregar de acordo com calendário do grupo.

## **II - Metodologia Utilizada Na Elaboração deste Relatório**

Tendo como linha mestra a diretriz geral, o objetivo e as frentes de trabalho para o Comitê 5 do GT Gás para empregar, definiu-se que as bases para construção do relatório do comitê seriam obtidas por meio das reuniões, que ocorreram conforme apresentado no item anterior.

Ao final de cada reunião, foram coletados subsídios referentes aos temas tratados no âmbito do comitê 5 materializados na forma de enunciados, conforme lista abaixo:

- Qual o papel do gás natural para substituir combustíveis com maiores níveis de emissões de gases de efeito estufa no sistema elétrico;
- Qual o papel do gás natural para complementar a geração de fontes renováveis, ampliando a segurança e a flexibilidade do sistema;
- Como acelerar as rotas de hidrogênio de baixa emissão de carbono a partir do gás natural;
- Compartilhamento de infraestruturas entre o gás natural e o hidrogênio;
- Aprofundar os estudos sobre a viabilidade econômica da adoção do gás nos transportes pesados de carga e urbano;
- Avaliar corredores viáveis considerando disponibilidade de gás e biometano e infraestrutura de abastecimento;
- Mapeamento das usinas a óleo diesel e combustível, inclusive aquelas que estão com a desconstrução próxima, e da disponibilidade de gás;
- Possibilidade de substituição do carvão pelo gás na siderurgia, inclusive com a participação do biogás e do biometano;
- Resiliência da infraestrutura com potencial de uso futuro para o biogás e biometano;
- Transporte rodoviário e ferroviário de carga pesada em longas rotas;
- Cenários de não confirmação do CCUS - avaliar impactos na indústria de óleo e gás e como isso impactaria a resiliência das infraestruturas;
- identificação de emissões de metano na cadeia do gás natural;
- Iniciativas para redução de emissões de metano;
- Avaliação de adesão em iniciativas internacionais para redução das emissões de metano (ex: *Zero Routine Flaring*);
- Avaliação de ações para aumentar a confiabilidade dos inventários de emissões de GEE;
- Uso do gás natural na indústria petroquímica e na siderúrgica (rota de redução direta na siderurgia) como potencial de redução de emissões de CO<sub>2</sub>, com atenção especial ao etano;

- Possibilidade de redução de importação de outros produtos com substituição pelo gás (combustíveis e fertilizantes) inclusive com redução de emissões na logística de importação;
- Possibilidade de aplicação e resiliência das infraestruturas do gás natural pelo uso do biometano;
- Estudo de caso CCUS: *Northern Lights*. O que pode ser aprendido com o modelo norueguês;
- Qual infraestrutura e investimentos necessários para instalação. Modelos técnicos e econômicos que amparam o investimento.
- Mapeamento da disponibilidade de áreas para CCS;
- *Bioenergy Energy with Carbon Capture and Storage* - BECCS;
- Alternativas para aumentar a disponibilidade do biometano nos gasodutos;
- Avaliação sobre flexibilização da desverticalização no setor de transporte de gás exclusivamente para a produção de biometano;
- Avaliação do *swap* operacional de biometano entre a rede de transporte e distribuição, com certificado de garantia de origem e esquema tarifário específico;
- Financiamento e incentivos fiscais para indústrias que realizem convenção para biometano;
- Contabilização do ciclo de vida do biometano;
- Potencial de *hubs* de biometano/estudo de disponibilidade e consumo de biometano;
- Infraestrutura disponível e potencial de conexão para integrar biometano.

De posse dos enunciados trazidos pelas reuniões do comitê, foram avaliadas conexões entre eles que permitissem redefinições em novos enunciados, reduzindo redundâncias e buscando sinergias entre temas. Depois disso, os novos enunciados foram agrupados nos seguintes Blocos Temáticos:

- Redução de Emissões de GEE na Cadeia do Gás Natural
  - Identificação de emissões de metano na cadeia do gás natural;
  - Iniciativas para redução de emissões de metano;
  - Avaliação de adesão em iniciativas internacionais para redução das emissões de metano (ex: *Zero Routine Flaring*); e
  - Avaliação de ações para aumentar a confiabilidade dos inventários de emissões de GEE.
- Redução de emissões de GEE na Indústria a partir do Gás Natural e do Biometano

- Possibilidade de substituição do carvão (e coque) pelo gás na siderurgia, cimenteiras, bem como cerâmica e vidro, inclusive com a participação do biogás e do biometano;
- Uso do gás natural na indústria petroquímica e na siderúrgica (rota de redução direta na siderurgia) como potencial de redução de emissões de CO<sub>2</sub>, com atenção especial ao etano; e
- Possibilidade de redução de importação de outros produtos com substituição pelo gás (combustíveis e fertilizantes) inclusive com redução de emissões na logística de importação.
- Disponibilidade e viabilidade para o estabelecimento de rotas sustentáveis;
  - Aprofundar os estudos sobre a viabilidade econômica da adoção do gás natural e biometano nos transportes pesados de carga e urbano;
  - Avaliação sobre oferta e demanda de biometano nas rotas sustentáveis;
  - Avaliar corredores viáveis considerando disponibilidade de gás e biometano e infraestrutura de abastecimento; e
  - Transporte rodoviário e ferroviário de carga pesada em longas rotas.
- Redução de emissões de GEE no Setor Elétrico Brasileiro a partir do Gás Natural e Biometano
  - Qual o papel do gás natural para substituir combustíveis com maiores níveis de emissões de gases de efeito estufa no sistema elétrico?
  - Qual o papel do gás natural para complementar a geração de fontes renováveis, ampliando a segurança e a flexibilidade do sistema?
  - Mapeamento das usinas a óleo diesel e combustível, inclusive aquelas que estão com a descontratação próxima, e da disponibilidade de gás.
- Redução de Emissões de GEE para Produção Fertilizantes a partir do Gás Natural Nacional e do Biometano
  - Potencial de redução de emissões a partir do uso do gás natural e biometano para produções fertilizantes; e
  - Potencial da produção de biofertilizantes na resiliência da cadeia do gás natural.
- Sinergia entre as Cadeias do Biometano e do Gás Natural
  - Alternativas para aumentar a disponibilidade do biometano nos gasodutos, com análise da infraestrutura;
  - Avaliação sobre flexibilização da desverticalização no setor de transporte de gás exclusivamente para a produção de biometano;
  - Avaliação do *swap* operacional de biometano entre a rede de transporte e distribuição, com certificado de garantia de origem e esquema tarifário específico;

- Potencial de *hubs* de biometano/estudo de disponibilidade e consumo de biometano;
- Possibilidade de aplicação e resiliência das infraestruturas do gás natural pelo uso do biometano; e
- Qual o papel do Mercado de carbono como indutor do uso de biometano.
- CCUS e BECCS
  - o Mapeamento da disponibilidade de áreas para CCUS;
  - Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono – BECCS;
  - Estudo de caso do *Northern Lights* – modelo norueguês;
  - Infraestrutura e investimentos necessários para instalação: modelos técnicos e econômicos;
  - Exploração de possíveis usos para o carbono capturado.

Cada um dos blocos temáticos listados acima foi conduzido por instituições da Administração Pública Federal cuja área de atuação se relaciona direta ou indiretamente com os temas abordados, tendo sido elaborados capítulos deste relatório, para cada bloco.