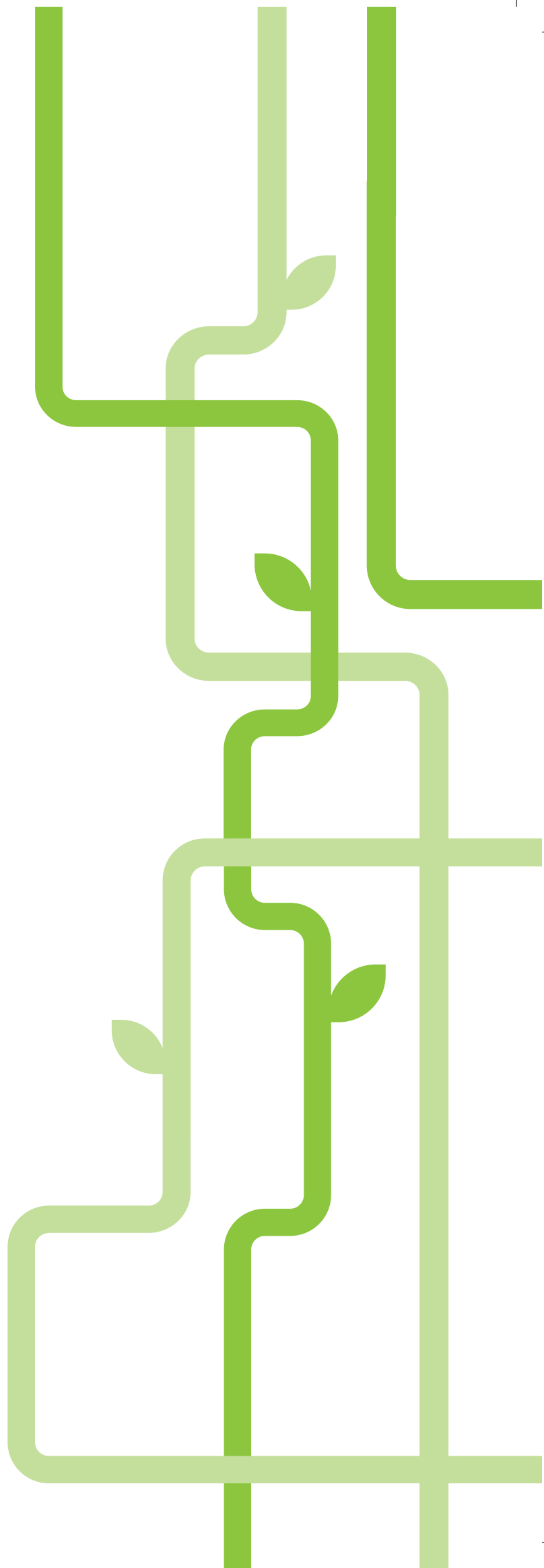
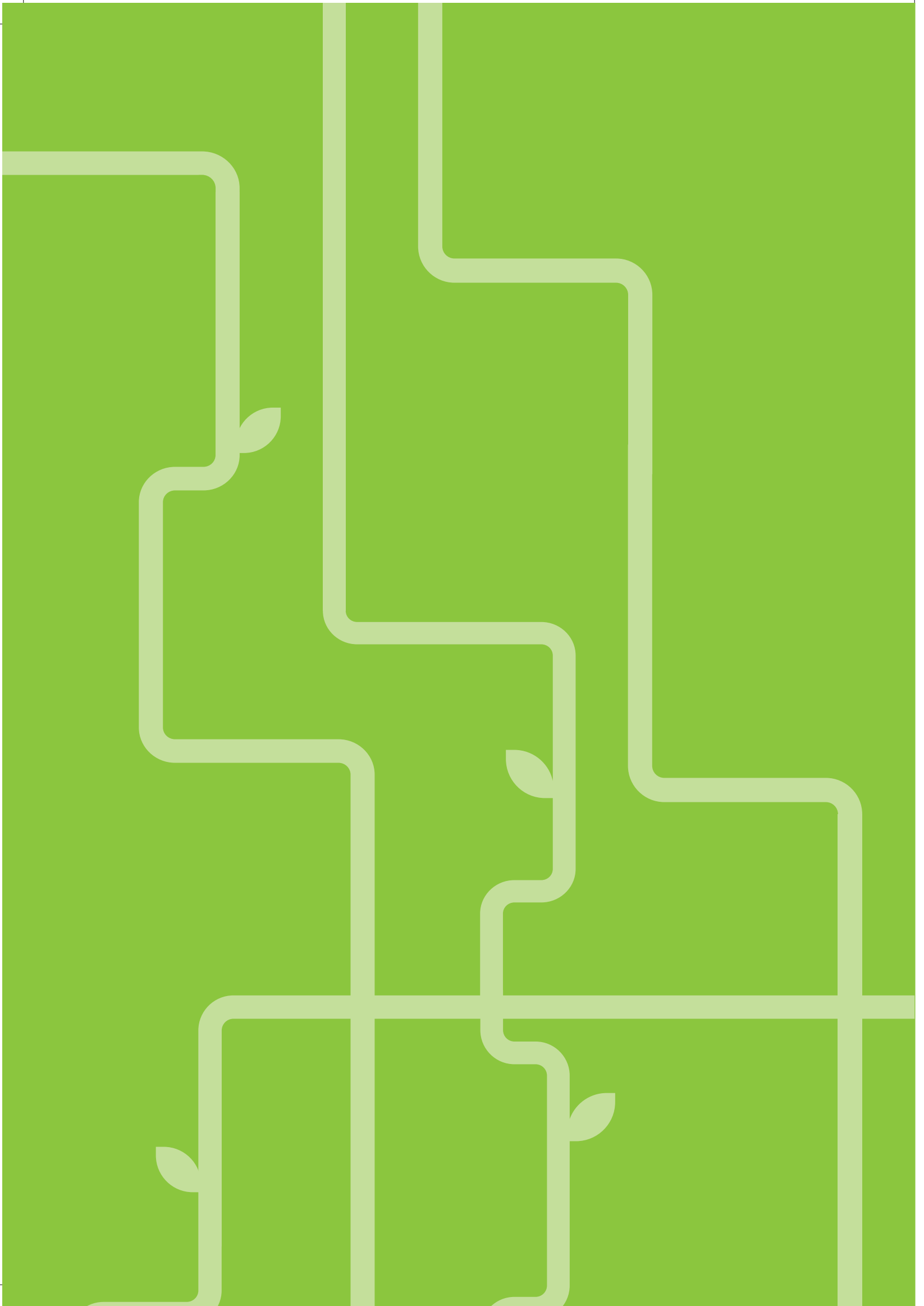


O BIOMETANO
EM SÃO PAULO:
**POTENCIAL E
MEDIDAS PARA
ALAVANCAR A
PRODUÇÃO**

RELATÓRIO TÉCNICO

JUNHO DE 2025





O BIOMETANO
EM SÃO PAULO:
**POTENCIAL E
MEDIDAS PARA
ALAVANCAR A
PRODUÇÃO**

RELATÓRIO TÉCNICO

JUNHO DE 2025



Consórcio executor



Instituto 17



PSR



Patrocinadores



Apoio Institucional



Esse Relatório Técnico faz parte da publicação de um Sumário Executivo e de Relatório Técnico que apresentam os resultados detalhados do projeto “Estudo para o desenvolvimento do potencial de biogás e de biometano no Estado de São Paulo com proposição de medidas de políticas públicas e regulação” que foi executado entre janeiro e agosto de 2024. Este projeto teve o objetivo de construir um roadmap para o desenvolvimento do biometano no Estado.

Recomenda-se a leitura desse Relatório Técnico após a leitura do Sumário Executivo do estudo para melhor compreensão dos resultados do projeto.

O projeto foi liderado pela Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP) e patrocinado pelas seguintes organizações: Associação Brasileira do Biogás (ABiogás); Associação Brasileira das Indústrias de Vidro (ABIVIDRO); Associação Brasileira de Resíduos e Meio Ambiente (ABREMA); Associação Nacional dos Fabricantes de Cerâmica para Revestimentos (ANFACER); Associação Paulista das Cerâmicas de Revestimento (ASPACER); Associação Brasileira da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA); Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP) e Scania Brasil. O consórcio composto por Instituto 17, PSR e Amplum Biogás foi responsável por elaborar o estudo.

EQUIPE DO PROJETO

Coordenação pela FIESP

Departamento de Infraestrutura da FIESP - (Deinfra)

Coordenação do Consórcio Executor

Alessandro Sanches Pereira (Instituto 17), Leidiane Ferronato Mariani (Amplum Biogás), Monique Riscado Stilpen (PSR).

Equipe técnica do Consórcio Executor

Andressa Pereira (Amplum Biogás), Ariela Luschini (PSR), Breno Pinheiro (GW Energia | Instituto 17), Deisi Tapparo (Amplum Biogás), Fernando Bittencourt (LFB Advogados | PSR), Gabriel Clemente (PSR), Gabriella Dantas (PSR), Giovana Cunha (PSR), Gladis Buhring (Instituto 17), Jessica Mito (Instituto 17), Karina Amaral (Instituto 17), Karina Navarro (Instituto 17), Laís Souza (Instituto 17), Luana Gaspar (PSR), Luis Alexandre Barbosa (LFB Advogados | PSR), Luiz Gustavo de Oliveira (Tesoli | Instituto 17), Paula Campos (Evolução | Instituto 17), Solange David (Instituto 17), Tainá Cunha (PSR), Tiago Nascimento (Clean Energy BR | Instituto 17), Vanice Nakano (Amplum Biogás), Waleska Kronitzky (Instituto 17).

Revisores

Departamento de Infraestrutura da FIESP - (Deinfra)

Projeto gráfico e editoração

Agência DOC

Agradecimento

As organizações envolvidas agradecem as mais de 35 organizações, órgãos de governo, associações e empresas que contribuíram com dados, informações, insights e validações ao longo do desenvolvimento deste estudo.

INFORMAÇÕES LEGAIS

Essa publicação está sob a licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC BY 4.0).

As conclusões e recomendações aqui apresentadas são baseadas nos dados e informações disponíveis até a data de encerramento do projeto e podem estar sujeitas a alterações ou não representar a realidade de todos os projetos e situações. De acordo com a necessidade de detalhamento ou aprofundamento de dados para a tomada de decisão, é recomendada a consulta a fontes adicionais e atualizadas para complementar as informações fornecidas neste estudo. Qualquer decisão de negócio ou de política pública deve analisar em detalhe e com profundidade todas as condições, premissas e conclusões específicas de cada projeto antes de qualquer decisão.

Todas as indicações, dados e resultados deste estudo foram compilados e cuidadosamente revisados pelos autores. Porém, nem os patrocinadores do projeto, ou as organizações do consórcio executor ou os autores do estudo podem ser responsabilizados por qualquer reivindicação, perda ou prejuízo direto ou indireto resultante do uso ou confiança depositada sobre as informações contidas neste estudo, ou de eventuais erros, imprecisões ou omissões de informações nele presentes.

A duplicação ou reprodução de todo ou partes do estudo (incluindo a transferência de dados para sistemas de armazenamento de mídia) e distribuição para fins não comerciais é permitida, desde que a FIESP seja citada como fonte da informação. Para outros usos comerciais, incluindo duplicação, reprodução ou distribuição de todo ou partes deste estudo, é necessário o consentimento escrito da FIESP.

Ficha catalográfica:

FIESP

O BIOMETANO EM SÃO PAULO: POTENCIAL E MEDIDAS PARA ALAVANCAR A PRODUÇÃO

180 p. il. color.

1. Biogás; 2. Biometano. 3. Potencial. 4. Transição energética. 5. Política pública. 6. Desenvolvimento sustentável.

APRESENTAÇÃO

Diante da crescente necessidade de soluções que impulsionem a descarbonização da economia, o biometano se apresenta como uma alternativa para substituir combustíveis fósseis, proporcionando uma redução significativa das emissões de gases de efeito estufa e promovendo uma economia de baixo carbono.

Este Relatório Técnico apresenta os resultados detalhados do estudo “O Biometano em São Paulo: Desenvolvimento do Potencial de Biogás e Biometano com Proposição de Medidas de Política Pública e Regulação”. Realizado entre janeiro e agosto de 2024, o estudo foi conduzido por um consórcio formado pelo Instituto 17, PSR e Amplum Biogás, com o apoio de diversas associações e empresas atuantes no setor. Recomenda-se a leitura desse Relatório Técnico após a leitura do Sumário Executivo do estudo para melhor compreensão dos resultados do projeto.

O principal objetivo foi identificar e mensurar o potencial de produção de biogás e biometano no estado de São Paulo, com uma análise abrangente sobre sua oferta e a demanda. O estudo também propôs um conjunto de medidas voltadas à criação de políticas públicas e marcos regulatórios que fomentem o desenvolvimento da cadeia produtiva de biometano, viabilizando uma transição energética sustentável no estado.

Este trabalho aprofunda-se nos aspectos relacionados à oferta, demanda, custos de produção, desafios logísticos, além das políticas e incentivos necessários para dinamizar o mercado de biometano em São Paulo. Com a contribuição de mais de 35 organizações, incluindo órgãos governamentais, associações e empresas, o estudo oferece uma base robusta para o desenvolvimento de um programa estratégico estadual, que posiciona São Paulo como um potencial líder na regulação, produção e uso de biometano no Brasil e, possivelmente, em toda a América Latina.

SUMÁRIO

LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS	10
1. POTENCIAL OFERTA DE BIOMETANO	14
1.1. Oferta atual em São Paulo	20
1.2. Metodologia e parâmetros	23
1.3. Oferta potencial de biometano a curto prazo	28
1.4. Análise do porte, de outros substratos e da sazonalidade	33
1.5. Considerações sobre o potencial oferta de biometano	38
2. POTENCIAL DEMANDA POR BIOMETANO	40
2.1. Potencial demanda industrial.....	44
2.1.1. Setores industriais no consumo de biometano	46
2.1.2. Pesquisa nas indústrias.....	53
2.2. Potencial de demanda no transporte.....	54
2.2.1. Análise do custo total de propriedade dos veículos	55
2.2.2. Substituição do diesel em usinas sucroenergéticas.....	61
2.2.3. Programa de biometano no transporte pesado	62
2.3. Viabilidade de novos mercados.....	66
2.4. Considerações sobre a demanda por biometano	68
3. POTENCIAL DE DESCARBONIZAÇÃO DO BIOMETANO	70
3.1. Potencial de descarbonização	75
3.2. Potencial de ativos ambientais.....	79
3.2.1. Metodologia.....	79
3.2.2. Análise de ativos ambientais relacionados a biometano	86
3.2.3. Considerações sobre os ativos ambientais do biometano	88
4. LOGÍSTICA E POLOS DE OFERTA DE BIOMETANO	90
4.1. Conceitos de logística de gás	92
4.2. Infraestrutura logística de gás no estado de São Paulo.....	98

4.3. Potencial de regionalização para expansão do biometano	104
4.3.1. Proposta de polos de oferta de biometano.....	105
4.3.2. Priorização do Programa de Polos do estado de São Paulo	110
4.4. Considerações sobre a logística e polos de oferta	112
5. CUSTOS DE PRODUÇÃO E LOGÍSTICA DE BIOMETANO	114
5.1. Arranjos tecnológicos.....	116
5.1.1. Produção de biometano da indústria sucroenergética	117
5.1.2. Produção de biometano de aterro sanitário	119
5.1.3. Compressão e liquefação do biometano	121
5.2. Custos para produção e compressão ou liquefação de biometano	122
5.3. Custos de logística de biometano até o consumo final	126
5.4. Estudo do Custo Nivelado do Biometano (LCOB)	129
5.4.1. Caso Base.....	129
5.4.2. Análises de sensibilidade	133
5.5. Considerações finais.....	138
6. MEDIDAS PARA ALAVANCAR O BIOMETANO	140
6.1. Análise dos desafios do biometano	142
6.2. Experiências nacionais e internacionais para o biometano	148
6.3. Medidas prioritárias para incentivo ao biometano	153
6.3.1. Estímulo à oferta de biometano	154
6.3.2. Estruturação do mercado e infraestruturas de biometano	156
6.3.3. Estímulo a demanda de biometano no transporte pesado.....	160
6.3.4. Medidas transversais para o biometano	162
7. CONCLUSÕES	164
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	168

LISTA DE SIGLAS

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ABIA	Associação Brasileira da Indústria de Alimentos
ABIOGÁS	Associação Brasileira de Biogás
ABIQUIM	Associação Brasileira da Indústria Química
ABIVIDRO	Associação Brasileira das Indústrias de Vidro
ABRELPE	Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais
ABREMA	Associação Brasileira de Resíduos e Meio Ambiente
ACV	Avaliação do Ciclo de Vida
ALESP	Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANFACER	Associação Nacional dos Fabricantes de Cerâmica para Revestimentos
ANFAVEA	Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANTT	Agência Nacional de Transportes Terrestres
AR5	Quinto Relatório de Avaliação do IPCC
AR6	Sexto Relatório de Avaliação do IPCC
ARSESP	Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo
ASPACER	Associação Paulista das Cerâmicas de Revestimento
BCAP	Biomass Crop Assistance Program
BCB	Banco Central do Brasil
bi	Bilhões
BIO-GNC	Biometano Comprimido
BIO-GNL	Biometano Liquefeito
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOF	Basic Oxygen Furnace
BTU	Unidade Térmica Britânica
CAPEX	Custos de Investimentos em Bens de Capitais
CBIO	Crédito de Descarbonização
CBS	Contribuição sobre Bens e Serviços
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CETESB	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
CfD	Contracts For Difference
CH ₄	Metano
CIBIOGÁS	Centro Internacional de Energias Renováveis
CLBR	Covered Lagoon Bio Reactor
CMT	Capacidade Máxima de Tração
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNTP	Condições Normais de Temperatura e Pressão
CO ₂	Dióxido de Carbono
CO ₂ eq	Dióxido de Carbono Equivalente

COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COMGÁS	Companhia de Gás de São Paulo
COP	Conferência das Partes das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CSTR	Continuous Stirred Tank Reactor
CV	Cavalos de Potência
DNIT	Departamento Nacional de Infraestrutura de Transporte
EBA	Associação Europeia do Biogás
ECP	Estação Controladora de Pressão
EEG	Lei sobre Recursos Renováveis
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ETC	Estação de Transferência e Custódia
ETE	Estação de Tratamento de Esgoto
ETI	Índice de Transição Energética
EVT	Estudo de Viabilidade Técnica
FC	Fator de Conversão
FGV	Fundação Getulio Vargas
FIESP	Federação das Indústrias do Estado de São Paulo
FIPE	Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas
FIT	Feed-in Tariff
FORSU	Fração Orgânica de Resíduos Sólidos Urbanos
FT	Fischer-Tropsch
GCC	Global Carbon Council
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases do Efeito Estufa
GGSS	Green Gas Support Scheme
GJ	Gigajoule
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
H2	Hidrogênio
H2S	Sulfeto de Hidrogênio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IBS	Imposto sobre Bens e Serviços
ICCT	International Council on Clean Transportation
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEE	Instituto de Energia e Ambiente
IGPM	Índice Geral de Preços – Mercado

IPB	Instituto Brasileiro de Petróleo e gás
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
IPVA	Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores
IRA	Inflation Reduction Act
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica
ISCC	International Sustainability & Carbon Certification
km	Quilômetro
ktep	Mil Toneladas Equivalentes de Petróleo
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
LCFS	California's Low Carbon Fuels Standard
LCOB	Custo Nivelado de Biometano
LCOE	Custo Nivelado de Energia
m ³	Metros Cúbicos
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
mi	Milhões
MJ	Megajoule
MM	Milhões
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MTE	Ministério do Trabalho e Emprego
MTR	Ministério dos Transportes
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NDC	Contribuições Nacionalmente Determinadas
NEEA	Nota de Eficiência Energético-Ambiental
O&G	Óleo & Gás
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEX	Custos Operacionais
P&D	Pesquisa & Desenvolvimento
PBT	Peso Bruto Total
PBTC	Peso Bruto Total Combinado
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PDI	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PFP	Participação Financeira do Particular
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PNCT	Plano Nacional de Contagem de Tráfego
PPT	Programa Prioritário de Termelétricidade
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RAIS	Relação Anual de Informações Sociais
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RENOVABIO	Política Nacional de Biocombustíveis

RFS	Renewable Fuel Standard Program
RHI	Incentivo ao Aquecimento Renovável
RSB	Roundtable on Sustainable Biomaterials
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SAF	Sustainable Aviation Fuels
SEMIL	Secretaria de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística de São Paulo
SNIS	Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento
ST	Sólidos Totais
t ou ton	Tonelada
TCO	Custo Total de Propriedade
TIR	Taxa Interna de Retorno
TP	Tarifa do Produtor
TUI	Termo de Utilização de Interconexão
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUSD-P	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição a ser pega pelo produtor
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UDOP	União Nacional da Bioenergia
UNFCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima
UNICA	União das Indústrias de Cana-de-Açúcar
VPL	Valor Presente Líquido
WEF	World Economic Forum





1

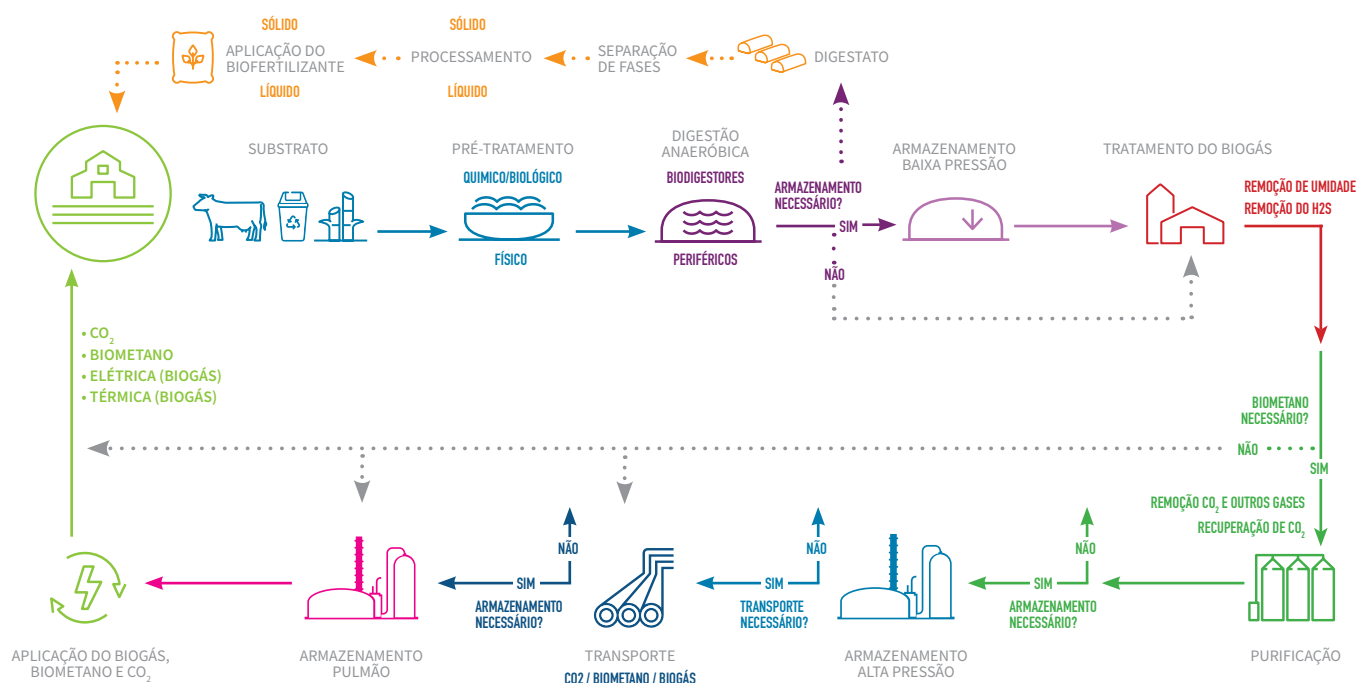
**POTENCIAL
OFERTA DE
BIOMETANO**

POTENCIAL OFERTA DE BIOMETANO

Segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), biogás é o termo utilizado para designar o gás bruto obtido a partir da decomposição biológica (digestão anaeróbia) de resíduos orgânicos, sendo composto principalmente de metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2). Já biometano é um biocombustível gasoso obtido a partir do processamento do biogás, que resulta em uma mistura com elevado teor de metano em sua composição e reúne características que o torna intercambiável com o gás natural em todas as suas aplicações.

A seguir, na Figura 1 é apresentada a cadeia de valor do biogás no Brasil, que pode utilizar diferentes substratos para produção de biogás. Em todos os casos, é possível aplicar o biogás na geração de energia térmica, elétrica (com ou sem cogeração de energia térmica) e para produção de biometano.

Figura 1. Roadmap tecnológico: Cadeia de valor do biogás.



Fonte: UNIDO, 2020b

Considerando a cadeia de valor de biogás, a disponibilidade de substratos para sua produção é fator chave para direcionar investimentos. Nesse sentido, diversos estudos estimaram o potencial de produção de biogás e biometano no Estado de São Paulo (Tabela 1). Esses estudos se baseiam em diferentes objetivos, premissas, metodologias de cálculos de potencial e visões estratégicas sobre o aproveitamento do potencial teórico estimado, e é por isso que ocorrem variações entre os resultados obtidos.

Apesar das diferenças, todos os resultados dos estudos indicam que São Paulo possui um potencial significativo de produção de biogás e biometano, impulsionado pela disponibilidade abundante de matérias-primas disponíveis em diferentes regiões do Estado. Se destacam os seguintes substratos: vinhaça e torta de

filtro (subprodutos da produção de açúcar e etanol), além de resíduos agroindustriais, resíduos de sistemas de tratamento de esgoto (lodo de ETE) e resíduos sólidos urbanos (gás de aterro ou digestão anaeróbica da fração orgânica).

Vale observar a diversidade de valores de potencial para cada estudo da Tabela 1, considerando que os valores mais elevados de potencial estão atrelados ao cálculo do potencial teórico, ou seja, que desconsidera fatores de correção como, por exemplo, a eficiência dos equipamentos.

Tabela 1. Análise comparativa de estudos de potencial de biogás do Estado de São Paulo publicados entre 2020 e 2023.

Instituição que publicou o estudo	Título	Ano	Potencial de biogás do estado de São Paulo		Potencial de biometano do estado de São Paulo		Substrato considerado no estudo
			Anual (Nm ³ /ano)	Médio diário (Nm ³ /dia)**	Anual (Nm ³ /ano)	Médio diário (Nm ³ /dia)**	
GEF Biogás Brasil e ABiogás	Produção de biogás, redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e geração de emprego (Infográficos). Fonte: (GEF BIOGÁS BRASIL, 2023).	2023	24,8 bilhões	68 milhões	15,5 bilhões	42,5 milhões	Agrícola; Proteína animal; Sucroenergético; Saneamento.
IEE-USP	Atlas de Bioenergia do Estado de São Paulo e mapas interativos. Fonte: (COELHO et al., 2020).	2020	16,0 bilhões	44 milhões	8,6 bilhões	23,5 milhões	Sucroenergético; vinhaça, torta de filtro e palha; FORSU - biodigestor; Esgoto (cenário ideal); Dejeito animal; Abatedouros; Cervejarias.
ABiogás	São Paulo: Uma potência para o biogás. Fonte: (ABIOGÁS, 2020).	2020	24,8 bilhões	68 milhões	13,3 bilhões	36,4 milhões	Palha da cana; Bagaço de cana; Vinhaça; Torta de filtro; RSU – Aterro Sanitário; Esgoto; Laticínios; Abatedouros; Dejetos de animais; Soja; Milho; Mandioca; Cevada.
SEMIL/SP	Plano Estadual de energia 2050. Fonte: (SEMIL, 2023a).	2023	5,7 bilhões	15,6 milhões	3,6 bilhões	9,8 milhões	Resíduos do lodo de estações de tratamento de esgoto; Vinhaça do setor sucroenergético; Gás dos aterros sanitários
Instituto 17 - BEP	O Estado de São Paulo e a descarbonização pelo uso do biogás: um potencial a curto prazo. Fonte: (INSTITUO 17, 2021)	2021	4,6 bilhões	12,6 milhões	3,0 bilhões	8,2 milhões	Sucroenergético: vinhaça, torta de filtro; FORSU - biodigestor; Esgoto; Avicultura de postura; Abatedouro de bovinos; Suinocultura em terminação; Bovinocultura de leite; Abatedouro de suínos; Abatedouro de aves; Laticínios.

* Valor estimado considerando que 1 Nm³ de biogás é equivalente a cerca de 0,625 Nm³ de biometano.

** Potencial médio considerando 365 dias por ano.

Fonte: Preparado pelos autores.

As diferenças nos potenciais de biogás apresentados nos estudos apontam para a necessidade de adotar abordagens metodológicas diversas, alinhadas aos objetivos específicos de cada pesquisa.

TIPOS DE SUBSTRATOS

A análise dos estudos anteriores revelou que os substratos provenientes das usinas do setor sucroenergético e do setor de saneamento, em especial, os Resíduos Sólidos Urbanos (RSU), apresentam os maiores potenciais para produção de biogás e biometano no Estado de São Paulo e que, portanto, são mais promissores. Isso se deve a uma série de fatores característicos e inerentes aos setores agroindustrial e de saneamento.

Primeiramente, ambos geram volumes consideráveis de resíduos diariamente, incluindo vinhaça, torta de filtro e RSU. Enquanto o setor sucroenergético processa grandes volumes de cana de açúcar durante a safra, geralmente de abril a novembro, o de saneamento precisa gerenciar o destino e o tratamento de resíduos sólidos provenientes de áreas densamente povoadas, 365 dias por ano.

São Paulo lidera a produção de açúcar e etanol no Brasil e concentra quase metade das usinas em funcionamento no país, de acordo com dados da UNICA. Além disso é o Estado com a maior população e, consequentemente, maior geração de Resíduos Sólidos Urbanos do país (IBGE, 2023; SÃO PAULO, 2023).

Tais setores também apresentam a seu favor a vantagem da concentração dos resíduos em locais específicos, como os aterros sanitários e as usinas de processamento de cana. Ao contrário, por exemplo, do setor agropecuário que muitas vezes lida com resíduos difusos ao longo do território e que demandam a mobilização individual de cada produtor rural para investimentos em seus projetos de biodigestão.

Adicionalmente, a operação em maior escala dos empreendimentos emerge como um fator relevante para a viabilidade de projetos de produção de biometano. Especificamente, as características dos substratos do setor sucroenergético e de RSU, mencionadas anteriormente, convergem para que esse tipo de projeto se desenvolva.

Essas características de volume, concentração e disponibilidade dos resíduos, favorecem o ganho de escala e tornam esses dois setores propensos a apresentarem uma viabilidade financeira atrativa, com taxas de retorno mais competitivas e fontes de receitas substanciais em comparação com iniciativas de menor escala.

TIPOS DE SUBSTRATOS E CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

Outro ponto a ser considerado é a rota tecnológica adotada em cada planta, especialmente nas usinas sucroenergéticas que podem escolher operar com vinhaça e torta de filtro ou apenas com vinhaça, por exemplo. Em reuniões com entidades do setor, ficou evidente quão importante é a escolha do substrato e da rota tecnológica que será utilizada na planta de biogás e os impactos significativos que essa escolha acarreta. Por esse motivo, este estudo busca detalhar o potencial dos três substratos mencionados a seguir:

- Vinhaça – Indústria sucroenergética
- Vinhaça e torta de filtro - Indústria sucroenergética
- Resíduos sólidos urbanos pela captação de biogás em aterros sanitários

A decisão de detalhar esses substratos para a produção de biogás e biometano se baseia na identificação dos setores sucroenergético e de aterros sanitários como potenciais exportadores de biogás e catalisadores primários de mudança para impulsionar a produção de biogás e biometano em escala comercial no Estado

de São Paulo. Enquanto os demais setores – agropecuário, industrial (alimentício), entre outros – tendem a se desenvolver aproveitando o momentum de grande crescimento do setor de biogás e biometano e de desenvolvimento tecnológico. Isso se deve ao fato de normalmente haver uma curva de aprendizado que reduz o custo de tecnologias e reduz, assim, o risco para investidores de menor porte.

Nesse sentido, a capacidade mínima de produção das plantas consideradas no cálculo de potencial oferta de biogás e biometano, do presente estudo, foi determinada como linha de corte, com base na viabilidade técnica e financeira para realizar todo o potencial de produção disponível em um prazo de até 5 anos. Esta abordagem visa garantir que os projetos sejam realistas, sustentáveis e rentáveis.

Desse modo, uma linha de corte de 4,8 mil normais metros cúbicos (Nm³) de biogás por dia foi estabelecida como referência, o que equivale a aproximadamente 2 mil metros cúbicos de biometano por dia. Embora consultas com especialistas tenham indicado uma capacidade mínima ideal de 7 a 10 mil Nm³ de biometano por dia, sendo aplicada como referência para negócios sendo analisados, atualmente, optou-se por uma linha de corte mais otimista que leva em conta não apenas a venda do energético, mas o consumo interno das plantas, além da possibilidade de incentivos e subsídios à produção de biometano.

No contexto do setor sucroenergético, a aplicação dessa capacidade mínima não resultou em impacto significativo, já que todas as plantas levantadas possuem potencial de produção de biometano acima desse limite. No entanto, no setor de aterros sanitários, do total de aterros sanitários operantes no Estado, 38 atenderam ou excederam esse critério.

ROTA DE APLICAÇÃO DO BIOGÁS

Além da decisão de quais substratos seriam analisados, nessa fase do estudo também foi determinada a rota de aplicação do biogás como sendo a de produção de biometano conforme a especificação da ANP. A rota de geração de energia elétrica a partir do biogás, apesar de ter alavancado o crescimento do setor nos últimos anos, tem se apresentado mais desafiadora após as mudanças nos normativos sobre Geração Distribuída (GD) a partir da Lei nº 14.300/2022. O cenário é desafiador, especialmente, para projetos de maior porte, desde o fim dos incentivos à tarifa de uso dos sistemas de transmissão/distribuição (estabelecido pela Lei nº 14.120/2021), dados anteriormente a projetos de geração à biogás e estendido a seus consumidores. Esses incentivos garantiam um prêmio na tarifa a ser obtida na negociação de projetos deste tipo no mercado livre.

Adicionalmente, a tarifa convencional deste mercado encontra-se com patamares de preços baixos de negociação (R\$ 155,73/MWh)* em relação aos preços dos últimos anos, e sem perspectivas de aumento no curto prazo. Isso se deve graças à grande oferta, especialmente alavancada por projetos que obtiveram suas outorgas ainda à luz dos benefícios vigentes no período de transição da Lei nº 14.120/2021 e que possuem prazo limitado para entrada em operação comercial para que possam manter seu desconto.

O mercado regulado de energia elétrica encontra-se com reduzida demanda por novos projetos, tanto pela perspectiva de sobreoferta de energia nos próximos anos, quanto pelos recentes movimentos de abertura de mercado, que têm reduzido o espaço de atuação das distribuidoras, juntamente com o aumento da geração distribuída. Esse aspecto tem levado a menor declaração de necessidade de energia nos leilões do ambiente regulado.

*<https://www.dcide.com.br/>

Importante destacar que a escolha de analisar a rota de aplicação do biogás para produção de biometano, impacta significativamente a metodologia do presente estudo e a apresentação dos dados a seguir, uma vez que os resultados serão expressos em Nm³ (normais metros cúbicos) de biometano.

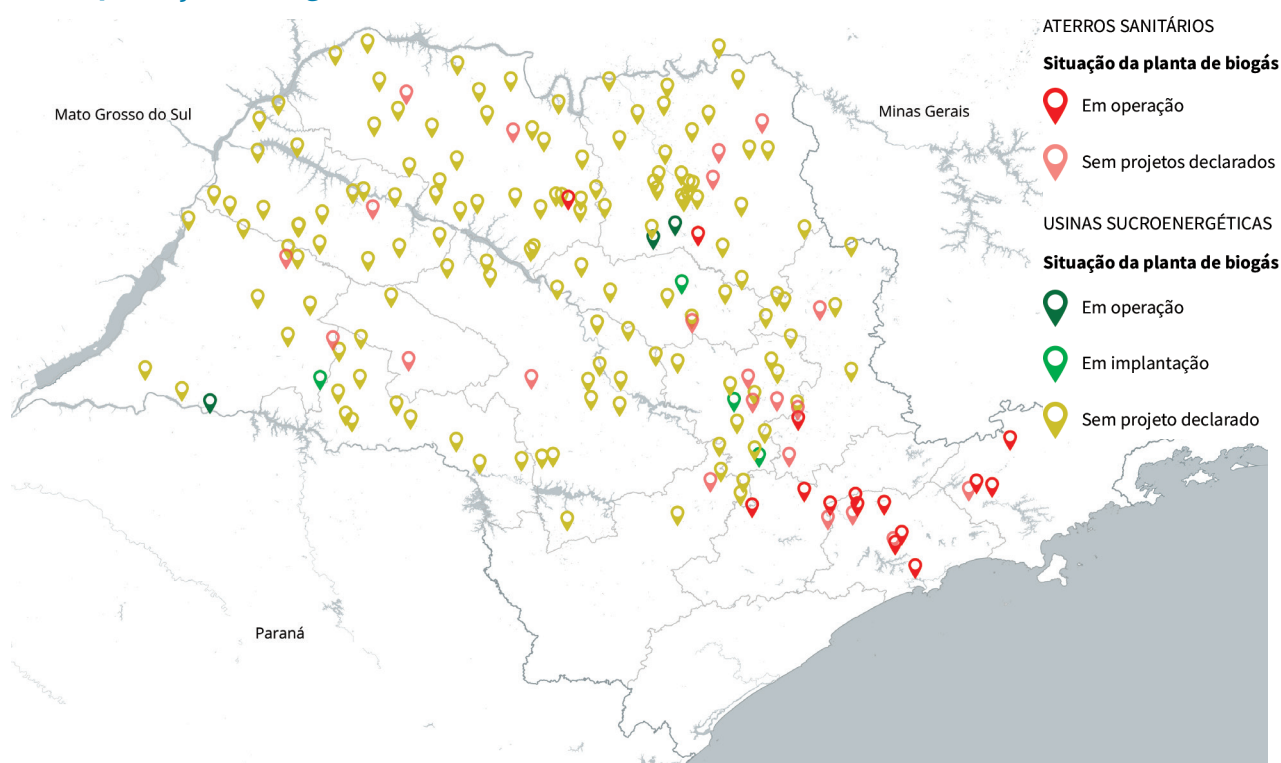
1.1. Oferta atual em São Paulo

Segundo levantamento realizado para esse estudo, atualmente, há 7 plantas de biogás e biometano no setor sucroenergético no Estado de São Paulo, sendo 3 em operação e 4 em implantação, dentre as 146 plantas existentes no Estado de São Paulo. Existem ainda 15 planta de biogás e biometano em aterros sanitários, com aproveitamento energético do biogás em operação, dentre os 38 que apresentam capacidade mínima de geração de biometano, conforme definido nesse estudo.

Conforme cálculos realizados, essas plantas, em operação ou com projetos em implantação, têm uma produção estimada de 793 milhões Nm³/ano de biogás, sendo 528 milhões Nm³/ano aplicado na geração de energia elétrica e 265 milhões Nm³/ano ao biometano. Segundo o levantamento, 85% do volume de biogás aproveitado nas plantas de aterros sanitários e 56% do biogás das usinas sucroenergéticas é aplicado, atualmente, na geração de energia elétrica.

O mapa da Figura 2 abaixo apresenta a distribuição geográfica das plantas de biogás e biometano, em diferentes fases de desenvolvimento, em aterros sanitários e usinas sucroenergéticas no Estado de São Paulo, desde plantas sem projeto declarado a plantas em operação com aproveitamento de biogás ou biometano. As plantas localizadas em aterros sanitários são representadas por marcadores vermelhos, enquanto as localizadas em usinas sucroenergéticas são representadas por marcadores verdes.

Figura 2. Localização geográfica das usinas sucroenergéticas e dos aterros sanitários com ou sem projetos de produção de biogás e biometano no Estado de São Paulo.



Fonte: Elaborado a partir dos dados obtidos na ANEEL, 2024; ANP, 2024.

O crescimento do setor de biogás e biometano está refletido na expectativa de que até o final de 2024, quatro novas unidades estarão operacionais, segundo dados da ANP. A previsão é que até lá, São Paulo alcance uma produção de cerca de 90 milhões de metros cúbicos de biometano por ano, a partir de subprodutos do processamento da cana de açúcar.

A Tabela 2 apresenta um levantamento detalhado das unidades de produção de biogás e biometano situadas em São Paulo, a partir de dados coletados nas bases da ANEEL e da ANP e com o setor. O levantamento considerou apenas as unidades produtivas com processos aprovados ou em andamento na ANP como plantas de biometano. Já as plantas de biogás com aplicação elétrica, foram identificadas considerando os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Tabela 2. Usinas sucroenergéticas com projetos de biogás ou biometano declarados.

Nome da unidade*	Proprietário	Município	Status operacional	Substrato	Aplicação energética atual	Produção de Biogás** (Nm ³ /ano) (Capacidade instalada)	Capacidade (Nm ³ /dia)*	Produção de biometano (Nm ³ /ano)*
Bioenergia Santa Cruz	São Martinho	Américo Brasiliense	Em implantação	Vinhaça	Biometano	-	75.000	27.375.000
Cocal Energia - Unidade Paraguaçu Paulista	Cocal	Paraguaçu Paulista	Em implantação	Vinhaça, Torta de filtro, resíduos da pecuária e bagaço	Biometano	-	54.000	19.710.000
CríGeo Biogás Unidade São Francisco	Raízen Geo bio gás&carbon	Elias Fausto	Em implantação	Vinhaça e Torta de filtro	Biometano	-	19.008	6.937.920
Raízen-Geo Biogás Unidade Costa Pinto	Raízen Geo bio gás&carbon	Piracicaba	Em implantação	Vinhaça e Torta de filtro	Biometano	-	70.857,53	25.863.170
Cocal Energia Unidade Narandiba	Cocal	Narandiba	Em operação	Vinhaça e Torta de filtro	Biometano	-	27.112,8	9.896.245
Raízen-Geo Biogás Unidade Bonfim	Raízen Geo bio gás&carbon	Guariba	Em operação	Vinhaça e Torta de filtro	Energia Elétrica	79.220.870 (20,8 MW)	-	-
Usina São Martinho	São Martinho	Pradópolis	Em operação	Vinhaça	Energia Térmica	-	-	-

* Dados públicos na ANP e ANEEL.

** Dado estimado com base no fator de 2,3 kw/m³ de biogás.

Nota: dados sujeitos a alteração.

Fonte: ANEEL, 2024; ANP, 2024b.

É possível observar que a maioria das plantas de biogás em operação (5/7) deste setor utilizam um mix de vinhaça e torta de filtro como substrato para a produção de biogás, enquanto duas usam exclusivamente vinhaça. Ainda dentre as plantas atualmente em operação, uma, a Usina Bonfim do grupo Raízen, gera energia elétrica. Adicionalmente, a Usina São Martinho, localizada em Pradópolis-SP, utiliza o biogás para geração de energia térmica, enquanto a Unidade Narendiba pertencente ao grupo Cocal, foi pioneira no setor na produção de biometano. Todas as demais plantas, ainda em fase de implantação, têm como objetivo a produção de biometano a partir do biogás.

Atualmente, São Paulo conta com 15 plantas de biogás operando em aterros sanitários e uma em fase de implantação, sendo a maior parte desses aterros localizados próximos aos grandes centros urbanos. O volume de biogás captado varia entre 70 e 75% do volume efetivamente gerado nas células de resíduos. A aplicação energética atual em 86% das plantas é a energia elétrica, entretanto, segundo informações coletadas no setor e em notícias, muitas delas planejam migrar para biometano futuramente, uma vez que a comercialização de energia nos mercados livre e regulado tem se tornado cada vez mais desafiadora devido a sobreoferta de energia e ao seu preço.

A Tabela 3 compila as informações dos 16 aterros mapeados no estudo. O levantamento do potencial realizado considerou apenas as unidades produtivas com processos aprovados ou em andamento na ANP como plantas de biometano. Já as plantas de biogás com aplicação em geração elétrica, foram identificadas considerando os dados da ANEEL.

Tabela 3. Aterros sanitários com projetos de biogás ou biometano declarados.

Nome da unidade	Proprietário	Município	Status operacional	Aplicação energética atual	Capacidade instalada - Biogás (Nm ³ /ano)	Capacidade (Nm ³ /dia)	Biometano Nm ³ /ano
CTR Caieiras	Solvi	Caieiras	Em implantação	Biometano	-	73.920	26.980.800
UTGR Jambeiro	Grupo Multilixo (UTGR)	Jambeiro	Em Operação	Biometano	-	30.000	10.950.000
CTL - Sapopemba	Ecourbis ZEG	São Paulo	Em Operação	Biometano	93.693.913 (24,6 MW)	30.000	10.950.000
Aterro de Paulínia	Orizon	Paulínia	Em Operação	Energia elétrica	97.502.609 (25,6MW)	-	-
CTR Caieiras	Solvi	Caieiras	Em Operação	Energia elétrica	112.356.522 (29,5 MW)	-	-
Guatapar	Estre	Guatapar	Em Operação	Energia elétrica	21.709.565 (5,7 MW)	-	-
Aterro de Santana do Parnaíba	Tecipar	Santana do Parnaíba	Em Operação	Energia elétrica	21.709.565 (5,7 MW)	-	-
Lara Central de Tratamento de Resíduos	Grupo Lara Eva Energia	Mauá	Em Operação	Energia elétrica	19.043.478 (5 MW)	-	-
Aterro Bandeirantes	-	São Paulo	Em Operação	Energia elétrica	17.520.000 (4,6 MW)	-	-
CGA - Proactiva	Veolia	Iperó	Em Operação	Energia elétrica	17.520.000 (4,6 MW)	-	-
Resicontrol Serviços Ambientais	Orizon	Tremembé	Em Operação	Energia elétrica	16.377.391 (4,3 MW)	-	-
CDR PEDREIRA – Centro de Disposição de Resíduos Ltda	Veolia	São Paulo	Em Operação	Energia elétrica	11.806.957 (3,1 MW)	-	-
CGR Catanduva	Ecourbis	Catanduva	Em Operação	Energia elétrica	10.664.348 (2,8 MW)	-	-
Aterro Municipal de Cabreúva	-	Cabreúva	Em Operação	Energia elétrica	10.283.478 (2,7 MW)	-	-
Aterro Sanitário Sítio das Neves	Grupo Gera	Santos	Em Operação	Energia elétrica	-	-	-
Aterro Sanitário	Urbam	São José dos Campos	Em Operação	Energia elétrica	-	-	-

Fonte: (ANEEL, 2024; ANP, 2024b).

1.2. Metodologia e parâmetros

USINAS SUCROENERGÉTICAS

Neste estudo, utilizaram-se dados agregados da UNICA sobre as usinas em operação com processamento de cana no Estado de São Paulo. Nas estimativas de potencial de biometano se consideram a vinhaça e a torta de filtro, que são resíduos do processo de produção de etanol e açúcar.

Para a estimativa, considerou-se a média da cana processada para fins de produção de etanol ou açúcar* das últimas 10 safras por mesorregião do estado de São Paulo (Tabela 4).

Tabela 4. Média da cana destinada para produção de açúcar ou etanol, por mesorregião.

MESORREGIAO	Cana destinada para produção de etanol (%)	Cana destinada para produção de açúcar (%)
ARAÇATUBA	60%	40%
ARARAQUARA	49%	51%
ASSIS	45%	55%
BAURU	58%	42%
CAMPINAS	54%	46%
ITAPETININGA	57%	43%
MARÍLIA	33%	67%
PIRACICABA	45%	55%
PRESIDENTE PRUDENTE	54%	46%
RIBEIRÃO PRETO	47%	53%
SÃO JOSE DO RIO PRETO	49%	51%

Fonte: UNICA, 2024.

Os fatores utilizados para a geração de resíduos e efluentes e o potencial de produção de biogás são apresentados na Tabela 5. Destaca-se que os parâmetros de potencial de digestão anaeróbica do bagaço de cana-de-açúcar, apesar de apresentados nesse ponto do estudo, foram utilizados apenas para estimativa do potencial da Tabela 13.

Tabela 5. Fatores utilizados para a geração de resíduos e efluentes e o potencial de produção de biogás.

Resíduo Industrial	Uso do resíduo ao longo do ano	Fator de produção de resíduos	Fator produção de biogás	Fator produção de biometano	Teor de metano no biogás
Vinhaça	226 dias** (100% de uso)	0,8 m ³ /t de cana processada****	17,68 Nm ³ /t de cana processada	-	
Torta de filtro	365 dias (100% de uso)	0,03 m ³ /t de cana processada***	84,41 Nm ³ /t de cana processada	-	53%
Bagaço de cana	365 dias (30% de uso)	250 kg/ton de cana processada***	-	106 Nm ³ biometano/ton de bagaço	

Fonte: CH4 SOLUTIONS, 2020; OLIVEIRA et al., 2023; REGO; HERNÁNDEZ, 2006; UNIDO

*Para definição se a cana será destinada para produção de etanol ou açúcar, as unidades analisam e consideram a qualidade da cana (qualidade que está diretamente relacionada as intempéries durante o período do plantio até a colheita e armazenamento da cana) para os devidos fins e o preço de mercado de cada um dos produtos.

**Para fins de parametrização e comparação com a rota aterro sanitário, também se dilui a produção de biogás e biometano para 365 dias no ano.

***30kg de resíduo de torta de filtro por tonelada de cana moída.

****13 toneladas de cana-de-açúcar geram 10m³ de vinhaça.

O estudo considerou as usinas com potencial estimado para produção de biogás acima de 4,8 mil Nm³ de biogás/dia*, sendo que cada usina é listada como uma planta potencial individualmente. Não foi considerado os arranjos de codigestão de resíduos.

Para a análise da sazonalidade da oferta potencial de biometano, foram aplicados os parâmetros da Tabela 6 sobre a distribuição do processamento da cana-de-açúcar ao longo do ano no estado de São Paulo.

A produção de etanol gera a vinhaça que é um efluente líquido gerado em grande quantidade, o que impossibilita economicamente seu armazenamento para ser aproveitado durante a entressafra. Já a torta de filtro, resíduo mais sólido gerado na produção de açúcar, pode ser armazenado para utilização na entressafra. Sendo assim, é essencial considerar a sazonalidade da produção da vinhaça e da torta de filtro para análise do potencial de biogás do Estado.

Tabela 6. Distribuição do processamento de cana-de-açúcar ao longo ano (safra), moagem quinzenal por mesorregião e a média para São Paulo - (20-21 até 23-24).

Quinzena	Araçatuba	Araraquara	Assis	Bauru	Campinas	Itapetininga	Marília	Piracicaba	Presidente Prudente	Ribeirão Preto	São Jose do Rio Preto	Estado de São Paulo
1ªJan	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
2ªJan	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
1ªFev	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2ªFev	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1ªMar	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
2ªMar	0,6%	0,0%	0,3%	0,3%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	1,1%	0,1%	0,2%	0,3%
1ªAbr	2,4%	2,6%	2,1%	2,0%	2,5%	0,1%	1,6%	1,6%	2,9%	1,8%	2,5%	2,2%
2ªAbr	5,0%	5,6%	5,3%	4,8%	4,4%	0,4%	6,0%	4,4%	4,3%	5,0%	5,0%	4,9%
1ªMai	7,1%	7,5%	7,2%	7,1%	6,8%	1,6%	7,4%	7,5%	6,9%	7,4%	7,3%	7,2%
2ªMai	7,7%	7,9%	7,5%	7,9%	8,5%	6,3%	7,6%	8,6%	7,1%	7,9%	7,8%	7,8%
1ªJun	6,6%	7,1%	5,2%	6,4%	7,1%	6,6%	6,5%	6,9%	5,2%	7,5%	7,3%	6,9%
2ªJun	7,0%	7,5%	6,9%	7,1%	7,9%	8,9%	6,4%	7,7%	6,6%	7,9%	7,5%	7,4%
1ªJul	8,0%	8,1%	8,2%	8,2%	8,6%	9,9%	7,8%	8,7%	8,0%	8,1%	7,9%	8,1%
2ªJul	8,5%	8,5%	8,7%	8,7%	8,9%	10,6%	8,3%	9,2%	8,7%	8,7%	8,3%	8,6%
1ªAgo	7,5%	7,7%	7,7%	7,7%	8,1%	9,5%	7,1%	8,4%	7,3%	7,8%	7,4%	7,7%
2ªAgo	7,6%	8,0%	6,5%	7,5%	8,4%	8,7%	7,2%	7,7%	6,2%	8,2%	8,0%	7,7%
1ªSet	7,0%	7,1%	6,8%	7,2%	7,6%	8,7%	6,7%	7,7%	7,0%	7,2%	6,9%	7,1%
2ªSet	6,2%	6,3%	6,4%	6,5%	6,5%	8,4%	5,9%	6,8%	6,5%	6,2%	6,1%	6,3%
1ªOut	5,1%	5,1%	4,8%	5,3%	4,4%	6,2%	5,8%	4,9%	5,0%	5,1%	4,9%	5,0%
2ªOut	4,7%	4,2%	5,5%	5,0%	4,0%	5,7%	4,9%	4,6%	5,1%	4,7%	4,7%	4,8%
1ªNov	4,2%	3,8%	5,3%	4,5%	3,5%	5,5%	4,7%	3,4%	5,4%	3,5%	4,1%	4,1%
2ªNov	2,4%	1,7%	3,6%	2,0%	1,4%	2,1%	3,7%	1,3%	3,7%	1,7%	2,2%	2,2%
1ªDez	1,8%	1,1%	1,3%	1,1%	1,1%	0,6%	1,9%	0,5%	2,2%	0,8%	1,4%	1,2%
2ªDez	0,5%	0,2%	0,5%	0,4%	0,2%	0,0%	0,4%	0,0%	0,6%	0,1%	0,4%	0,3%

Fonte: UNICA, 2024.

*Linha de corte adotada pelo projeto, considerando a necessidade técnica e econômica mínima de volume diário de biogás para o aproveitamento como biometano.

Na Tabela 7 apresentam-se os dados de processamento de cana-de-açúcar no estado de São Paulo, o que impacta na disponibilidade dos resíduos da produção de etanol e açúcar. A quantidade média de dias de safra em São Paulo, segundo dados da UNICA, é de 226 dias. Os dados são referentes às últimas 6 safras (da safra 2018/2019 à safra 2023/2024).

Importante destacar que, segundo a UNICA, a quantidade de cana-de-açúcar processada pelas unidades produtoras de São Paulo na safra 23/24, acumulada até a posição de 16/01/2024, foi de 382,82 milhões de toneladas, recorde histórico, seguido do máximo anterior na ordem de 368 milhões de toneladas atingido nas safras 13/14 e 15/16. Isso indica que a quantidade de cana-de-açúcar processada por cada usina nas próximas safras poderá ser maior que a média dos últimos anos utilizada nesse estudo, o que representaria um potencial de biogás e biometano maior que o estimado nesse cenário.

Tabela 7. Processamento de cana-de-açúcar da indústria sucroenergética e geração de vinhaça e torta de filtro por mesorregião do Estado de São Paulo (média das últimas 6 safras de 18/19 a 23/24).

Mesorregião	Volume médio de cana processada nas últimas 6 safras (t/ano)	Potencial de produção de vinhaça (mil m ³ /ano)	Potencial de produção de torta de filtro** (mil t/ano)	Quantidade de usinas*	Duração da safra (dias/ano)
Araçatuba	34.140.000	15.808	1.024	17 – 11,89%	228
Araraquara	14.870.000	5.645	446	6 – 4,20%	224
Assis	23.370.000	8.120	701	12 – 8,39%	234
Bauru	36.460.000	16.161	1.094	14 – 9,79%	232
Campinas	14.420.000	5.960	433	9 – 6,29%	222
Itapetininga	2.670.000	1.173	80	4 – 2,80%	182
Marília	3.930.000	1.008	118	1 – 0,70%	233
Piracicaba	20.150.000	6.945	605	12 – 8,39%	214
Presidente Prudente	22.640.000	9.332	679	10 – 6,99%	240
Ribeirão Preto	98.470.000	35.394	2.954	29 – 20,28%	221
São Jose Do Rio Preto	73.690.000	27.991	2.211	29 – 20,28%	227
TOTAL	344.810.000	133.538	10.344	143 – 100%	Média geral 226 dias

*Estimado a partir dos dados fornecidos pela UNICA (2024). ** 30 kg de resíduo de torta de filtro por tonelada de cana moída.
Fonte: Preparado pelos autores.

Conforme mencionado anteriormente, são 146 usinas sucroenergéticas no Estado, das quais 7 já realizam ou estão implantando sistemas de produção de biogás e biometano e 3 usinas estão fora da linha de corte*** definida em projeto. Sendo assim, para se analisar o potencial proveniente das plantas que ainda não possuem ou não tem projeto de aproveitamento energético, optou-se por analisar o potencial de 143 usinas por duas rotas de aproveitamento dos resíduos do processamento de cana: a) Rota vinhaça e b) Rota vinhaça e torta de filtro.

***Foi definida uma linha de corte de 4,8 mil metros cúbicos de biogás por dia.

ATERROS SANITÁRIOS

A estimativa de potencial oferta de biogás a partir de aterros sanitários ocorreu por meio da coleta e consulta de dados do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS), da Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB), e, por meio da validação de dados e parâmetros com a Associação Brasileira de Resíduos e Meio Ambiente (ABREMA) e com especialistas do setor.

Para fins de estimativas, neste projeto, utilizou-se um fator médio da produção de biogás que considerasse a curva de produção de biogás ao longo de um período de operação com recebimento de resíduos em um aterro. Sendo assim, considerou-se que cada aterro irá captar o biogás nos 20 anos com maior produção, porém, para encontrar um fator médio de produção de biogás por tonelada de resíduos em aterros, realizou-se a curva de produção de biogás e analisou-se o período de 26 anos. Dessa curva, estimou-se o valor médio de biogás produzido ao longo desses anos, sendo essa média o fator considerado nos cálculos para estimar biogás.

Esse estudo teve como foco a análise do potencial de produção de biogás da fração orgânica do RSU que é destinada para aterros sanitários. Tal montante corresponde a 98,4% de todo o RSU destinado no Estado, conforme Inventário estadual de Resíduos Sólidos Urbanos do Estado de São Paulo de 2023⁷, publicado pela CETESB.

O cálculo do potencial de geração de biogás a partir de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) dispostos em aterros sanitários é baseada na metodologia proposta pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas - IPCC (IPCC 2006). É fundamental destacar que a metodologia do IPCC estima apenas o potencial de geração de metano relacionado aos resíduos dispostos no período em análise. A equação base de estimativa é apresentada a seguir:

$$L_0 = MCF \times DOC \times DOC_f \times F \times \frac{4}{3} \times \frac{1}{d_{CH_4}}$$

ONDE

L_0 = potencial de geração de metano;

MCF = fator de correção metano;

DOC = fração de carbono orgânico degradável em RSU;

DOC_f = fração de carbono orgânico degradável em RSU para cada tipo de resíduo;

F = porcentagem de metano no biogás de aterro;

d_{CH_4} = densidade de metano.

O fator de correção de metano (MCF) está diretamente relacionado à forma de destinação final do RSU (inadequado ou adequado) e pode variar entre 0 e 1. Como foi considerado o resíduo sendo disposto em aterro sanitário (adequado), o valor utilizado para MCF deve ser igual a 1 (IPCC, 2006). O fator F, por sua vez, representa a porcentagem de metano presente no biogás produzido em aterro sanitário. O valor utilizado

⁷De acordo com o Inventário estadual de resíduos sólidos urbanos no Estado de São Paulo, em 2023, 38.402,69 t/dia (98,4%) de RSU foram destinadas de maneira adequada e 635,39 t/dia (1,6%) foram destinados inadequadamente. Não se considerou o RSU de 9 municípios que destinam seus resíduos em outros estados.

de F foi igual a 0,5 (50%) (ABRELPE e ABIOGAS 2018b). Os parâmetros utilizados para o cálculo do potencial de geração de metano, estão descritos na Tabela 8.

Tabela 8. Parâmetros considerados nas estimativas do potencial de produção de biogás a partir da FORSU destinada adequadamente a aterro sanitário.

Lo	MCF	K	Temperatura média anual de SP (°C)	Fator de captação de biogás em aterro	Porcentagem metano no biogás (%)	Densidade do metano (tCH ₄ /m ³ CH ₄)	Fator médio de conversão estimado para SP - Resíduos para Biogás
67,94	1	0,21	20°C	70%	50%	0,0007168	31,51

Fonte: Preparado pelos autores.

A fração degradável de carbono orgânico que se decompõe (DOC_f) representa uma estimativa da quantidade de carbono que é efetivamente degradada e liberada do RSU, e depende de diversos fatores locais como temperatura, umidade, pH e composição do resíduo, entre outros. O valor empregado foi estimado conforme IPCC (2006), descrito pela equação:

$$DOC_f = 0,014 \times T \times 0,28$$

ONDE

DOC_f = Fração de carbono orgânico degradável em RSU para cada tipo de resíduo;

T = Temperatura média anual (°C)

Também foi necessário dividir os valores pela densidade de metano, considerada dCH₄ = 0,0007168 tCH₄/m³CH₄ (CANDIANI; DA SILVA, 2011) para obter o volume de metano (m³) gerado por tonelada de RSU destinado ao aterro.

Um dos principais fatores que influenciam a geração de biogás a partir da decomposição do RSU são as composições dos resíduos dispostos no aterro, por apresentarem diferentes quantidades de carbono degradável (DOC). Assim, é fundamental conhecer a composição gravimétrica dos resíduos considerados, bem como suas respectivas frações de carbono orgânico. De acordo com a metodologia do IPCC (2006), a Equação DOC, a seguir, calcula a quantidade de carbono orgânico degradável com base nas contribuições individuais de cada tipo de material descartado. A Tabela 9 apresenta os parâmetros utilizados na composição do resíduo.

$$DOC = \sum DOC_i \times W_i$$

ONDE

DOC = somatório da fração degradável de carbono orgânico em RSU;

DOC_i = fração de carbono orgânico degradável no RSU para cada tipo de resíduo;

W_i = fração do tipo de resíduo para cada composição de resíduo.

Tabela 9. Fração de carbono orgânico degradável para cada composição de resíduo.

Categoria	Fração avaliada pela caracterização do resíduo	Fração de carbono orgânico degradável no RSU para cada tipo de resíduo
A - Fração de papel e papelão no resíduo	10,40%	0,4
B - Fração de resíduos originários de parques e jardins	0,00%	0,17
C - Fração de restos de alimentos no resíduo	45,30%	0,15
D - Fração de tecido nos resíduos	5,60%	0,4
E - Fração de madeira no resíduo	0,00%	0,3

Fonte: ABRELPE, 2020; IPCC, 2006.

1.3. Oferta potencial de biometano a curto prazo

Os dados apresentados a seguir referem-se ao potencial total da oferta de biogás e biometano do Estado de São Paulo, considerando os resíduos do processamento de cana do setor sucroenergético (vinhaça e torta de filtro) e Resíduos Sólidos Urbanos destinados para aterro sanitário⁷. Esse potencial total se refere ao potencial alavancador de curto prazo futuro (plantas que ainda não tem projetos declarados) e potencial alavancador de curto prazo já realizado (plantas que já estão em construção, implementação ou em operação segundo declaração na ANP e ANEEL).

Os dados de potencial já realizado utilizados, daqui em diante, são estimados a partir de quantidade de resíduos/substratos gerados nas plantas e podem chegar a resultados de potencial diferentes dos dados apresentados nos estudos mencionados anteriormente. Essa escolha metodológica foi feita para garantir que toda a análise seja realizada na mesma base de parâmetros e permita gerar informações comparáveis. Contudo, é importante entender que cada projeto terá eficiência e estimativas específicas para análise de viabilidade técnica, econômica e de operação, que devem ser avaliadas caso a caso.

Destaca-se que a metodologia aplicada neste estudo utiliza dados por unidade produtiva para estimar o seu potencial, possibilitando uma análise mais detalhada dos potenciais regionais dentro do Estado. Além disso, no caso da indústria sucroenergética é analisada a sazonalidade do potencial de biogás. Essa metodologia foi validada junto a especialistas dos setores e a organizações que os representam, especialmente UNICA e ABREMA. A Secretaria de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística do Estado de SP (SEMIL/SP) forneceu dados atualizados de recepção de resíduos em aterros sanitários, com apoio de informações da CETESB.

Após coleta de dados, tratamento e cálculos, a somatória do resultado obtido do potencial total estimado do Estado, a partir de resíduos do setor sucroenergético e de aterros sanitários, foi de 4,3 bilhões de Nm³/ano de biogás ou 2,3 bilhões de Nm³/ano de Biometano. Esse potencial em volume diário médio de biometano seria de 6,4 milhões de Nm³/dia. A Tabela 10 apresenta o potencial futuro, potencial já realizado e potencial total.

⁷Os resultados apresentados referem-se ao potencial das unidades que continham um potencial de produção de biogás acima de 4,8 mil Nm³ de biogás/dia – linha de corte adotada considerando o propósito de identificar as oportunidades, técnicas e estratégicas, de realizar o uso energético como biometano no curto prazo para o Estado de São Paulo.

Esse valor se aproxima mais do potencial estimado pelo Instituto 17 (2021) de 4,2 bilhões Nm³ de biogás/ano (sucroenergético e RSU), do que dos demais estudos, considerando o setor sucroenergético e de saneamento. A principal diferença são os substratos contemplados em cada estudo. Considera-se que essa proximidade de valores, apesar da diferença de substratos se deve a: (1) metodologia de estimativa refinada e analisada no presente estudo junto a especialistas, para ficar o mais próxima possível da realidade dos projetos; (2) aplicação de parâmetros ligeiramente mais otimistas de eficiência de produção; (3) dados mais atualizados de resíduos disponíveis nas plantas.

Tabela 10. Resumo do potencial alavancador geral do potencial futuro e já realizado.

Tipo de potencial	Origem do substrato	Resíduo/Rota	Quantidade de plantas	Produção potencial de biogás		Produção potencial de biometano	
				Anual (bi Nm ³ /ano)	Média diária (mi Nm ³ /dia)* 365 dias	Anual (bi Nm ³ /ano)	Média diária (mi Nm ³ /dia)* 365 dias
POTENCIAL ALAVANCADOR DE CURTO PRAZO FUTURO (plantas sem projetos declarados)	RESÍDUOS DA INDÚSTRIA SUCROENERGÉTICA	Vinhaça	136	2,4	6,7	1,3	3,7
		Vinhaça e Torta de Filtro		3,3	9,2	1,8	5,1
	RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS	Aterro sanitário	23	0,1	0,4	0,1	0,2
	TOTAL			159	3,5	9,5	1,9
POTENCIAL ALAVANCADOR DE CURTO PRAZO JÁ REALIZADO (plantas em operação ou em implantação)**	RESÍDUOS DA INDÚSTRIA SUCROENERGÉTICA	Vinhaça	7	0,3	0,9	0,2	0,5
		Vinhaça e Torta de Filtro		0,3	0,9	0,2	0,5
	RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS	Aterro sanitário	15	0,5	1,3	0,2	0,7
	TOTAL			22	0,8	2,2	0,4
POTENCIAL ALAVANCADOR DE CURTO PRAZO TOTAL (FUTURO+REALIZADO)	RESÍDUOS DA INDÚSTRIA SUCROENERGÉTICA	Vinhaça	143	2,7	7,3	1,5	4,0
		Vinhaça e Torta de Filtro		3,7	10,0	2,0	5,5
	RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS	Aterro sanitário	38	0,6	1,7	0,3	0,9
	TOTAL			181	4,3	11,7	2,3

*Desconsidera o impacto da safra (média de 226 dias/ano) no setor sucroenergético. O total anual foi dividido por 365 dias para permitir comparação com aterros sanitários. Se considerada a safra de cana-de-açúcar, a média diária será diferente dependendo do período do ano.

** Dados estimados com metodologia de potencial.

Fonte: Preparado pelos autores.

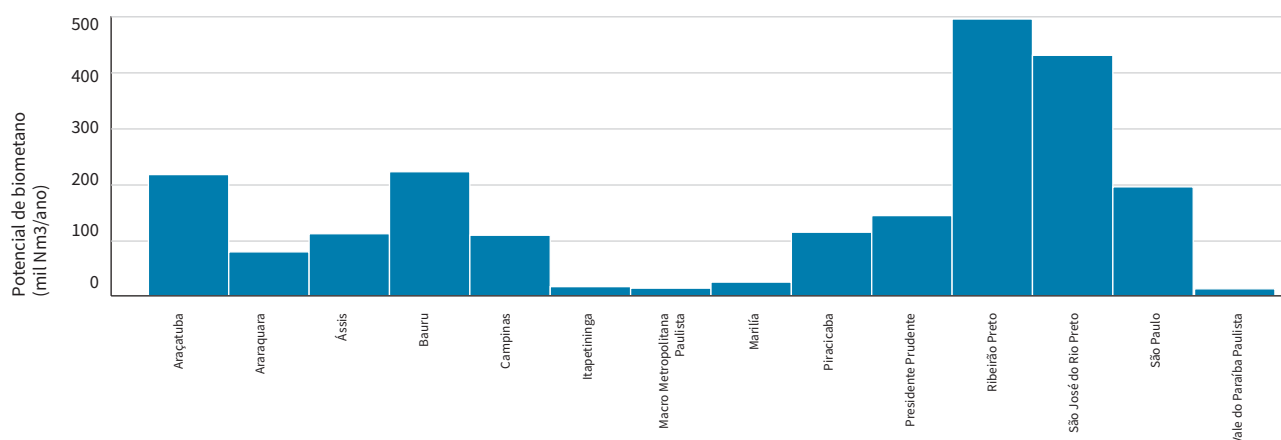
Do potencial alavancador total de 4,3 bilhões de Nm³/ano de biogás (potencial futuro + potencial já realizado), as mesorregiões de Ribeirão Preto e São José do Rio Preto representam, respectivamente, 24% e 19% do potencial de biogás e biometano para o Estado e contam com 35,9% da quantidade de unidades geradoras (usinas e aterros sanitários). A Figura 3, a seguir, demonstra o detalhamento desse resultado por mesorregião.

Figura 3. Resumo do potencial alavancador total da oferta de biogás e biometano do Estado de São Paulo.

Mesorregião	Potencial de biogás (mil Nm ³ /ano)	Potencial de biogás (mil Nm ³ /dia) 365 dias	Potencial de biometano (mil Nm ³ /ano)	Potencial de biometano (mil Nm ³ /ano) 365 dias	Quantidade de unidades
Araçatuba	420.710	1.153	232.065	636	19 (10,5%)
Araraquara	155.618	426	85.914	235	6 (3,3%)
Ássis	233.519	640	128.797	353	13 (7,2%)
Bauru	439.695	1.205	242.382	664	15 (8,3%)
Campinas	219.612	602	119.400	327	13 (7,2%)
Itapetininga	36.627	100	20.050	55	5 (2,8%)
Macro Metropolitana Paulista	35.223	97	18.346	50	3 (1,7%)
Marília	35.691	98	19.571	54	2 (1,1%)
Piracicaba	209.869	575	115.456	316	15 (8,3%)
Presidente Prudente	257.541	706	142.001	389	11 (6,1%)
Ribeirão Preto	1.021.553	2.799	563.017	1.543	33 (18,2%)
São José do Rio Preto	792.146	2.170	436.685	1.196	32 (17,7%)
São Paulo	380.057	1.041	197.947	542	10 (5,5%)
Vale do Paraíba Paulista	30.285	83	15.774	43	4 (2,2%)
TOTAL	4.268.147	11.694	2.337,403	6.404	181 (100%)

Fonte: Preparado pelos autores.

Distribuição do potencial de biometano por mesorregião



Fonte: Preparado pelos autores.

Buscando analisar o potencial total, caso o volume de produção de biogás calculado fosse convertido para biometano, se definiram dois cenários e seus resultados podem ser visualizados na Tabela 11.

- **Cenário 1: Todo biogás seria aplicado para produção de biometano** - nesse caso o potencial total de produção de biometano do Estado de São Paulo seria de cerca de 2,3 bilhões Nm³/ano e 6,4 milhões Nm³/dia, considerando uma média para 365 dias.
- **Cenário 2: Descontado o biogás que atualmente é utilizado para a geração de energia elétrica** - o potencial de produção de biometano do Estado de São Paulo seria de 1,72 bilhões Nm³/ano e 4,7 milhões Nm³/dia, considerando uma média para 365 dias.

O Cenário 1 apenas ocorreria se todas as plantas que têm atualmente contratos de venda de energia elétrica no Estado, passassem a produzir biometano. Esse cenário pode ser inviável em alguns casos, pois incorreria em custos de quebra de contrato, além dos investimentos relacionados ao CAPEX para adaptar as plantas para produção de biometano. Contudo, em caso de haver uma diferença considerável de competitividade entre energia elétrica e biometano, esse cenário poderia tornar-se realidade mais rapidamente. **Nos estudos dessa consultoria, foi utilizado o Cenário 1 para todas as estimativas, considerando os sinais do mercado de direcionamento dos negócios para biometano.**

Para o Cenário 2, considerou-se que a parcela do "Potencial Já Realizado" que é aproveitada para gerar energia elétrica é de 56% para o setor sucroenergético e de 85% para aterros sanitários. Isso equivale a cerca de 421 mi Nm³/dia de biogás, utilizando a metodologia de estimativa a partir dos resíduos. Se utilizada estimativa a partir dos dados de biometano e energia elétrica da ANP e ANEEL esse valor chegaria a 529 mi Nm³/dia de biogás. Nessa estimativa, optou-se por considerar a opção mais conservadora, utilizando o menor valor para geração de energia elétrica. O resultado dos valores totais pode ser observado na Tabela 11 e esses valores são apresentados por concessionária do Estado de São Paulo, na Tabela 12, conforme suas áreas de concessão.

Tabela 11. Resumo dos cenários analisados para geração de biometano no Estado de São Paulo.

Tipo de potencial	Cenário	Quantidade de plantas	Produção de biometano	
			Anual (Nm ³ /ano)	Média diária (Nm ³ /dia)* 365 dias
POTENCIAL ALAVANCADOR TOTAL DE BIOMETANO	Cenário 1: Todo biogás ser aplicado para produção de biometano	181	2.337.403.409	6.403.845
	Cenário 2: Descontado biogás que já gera energia elétrica e tem potencial para passar a ser convertido em biometano**	168	1.716.526.280	4.702.811

*Esse valor desconsidera o impacto da safra (média de 226 dias/ano) no setor sucroenergético. O total anual foi dividido por 365 dias para permitir comparação com aterros sanitários. Se considerada a safra de cana-de-açúcar, a média diária será diferente dependendo do período do ano. Os dados sobre sazonalidade podem ser analisados nas seções seguintes a essa planilha.

**Pelas estimativas do estudo, a parcela do "Potencial Já Realizado" que é aproveitada para gerar energia elétrica é de 56% para o setor sucroenergético e de 85% para aterros sanitários. Isso equivale a cerca de 421 mi Nm³/dia de biogás utilizando a metodologia de estimativa a partir dos resíduos. Se utilizada estimativa a partir dos dados de biometano e energia elétrica da ANP e Aneel esse valor chegaria a 529 mi Nm³/dia de biogás.

Fonte: Preparado pelos autores.

Tabela 12. Potencial de biometano por região de concessão de distribuição de gás.

Concessionária de distribuição de gás	Anual (Nm ³ /ano)	Média diária (Nm ³ /dia) - 365 dias	Proporção
COMGÁS	442.474.818	1.212.260	19%
NATURGY	75.236.929	206.129	3%
NECTA	1.819.691.663	4.985.457	78%
TOTAL	2.337.403.409	6.403.845	100%

Fonte: Preparado pelos autores.

Importante destacar que os dados de potencial apresentados são considerados dados de potencial alavancador de curto prazo (cerca 5 anos), ou seja, que impulsionará o uso do biometano do potencial total existente no estado. Os valores obtidos, em comparação com o potencial total calculado pelos outros diversos resultados diferem, pois, outros estudos consideram potenciais técnicos e teóricos que demandam,

em geral, mais tempo para serem alavancados devido a desafios tecnológicos e de mercado. Inclusive, observa-se que os estudos que apresentam maior potencial, consideram maior diversidade de substratos/resíduos (bagaço, palhas, pecuária, RSU destinado a lixões etc.), arranjos tecnológicos e codigestão, plantas de menor porte, outros produtos do processo (CO₂, ativos ambientais, hidrogênio/amônia, digestato/fertilizante), que podem levar mais tempo para serem implementados.

Na Figura 4, apresenta-se um desenho esquemático que representa o potencial alavancador de curto prazo e as estimativas de outros estudos similares, possibilitando ter referências do potencial do Estado no longo prazo.

Figura 4. Desenho esquemático de potenciais de São Paulo.

Potencial oferta alavancadora impulsionará uso do biometano de outras camadas do potencial total

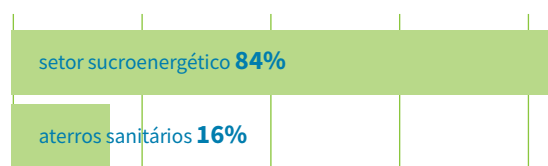
As outras camadas tem maior diversidade de: substratos/resíduos (bagaço, palhas, pecuária, RSU destinado a lixões, etc); arranjos tecnológicos e codigestão; plantas de menor porte; outros produtos de digestão: CO₂, ativos ambientais, hidrogênio, digestato, fertilizante.



6,4 mi Nm³/dia
2,3 bi Nm³/ano - Fonte: FIESP,2024
 181 plantas

Capacidade instalada ou em instalação de biometano de SP:

0,4 mi Nm³/dia - (Fonte: ANP, 2024)



Mercado de gás natural em SP atualmente
14 mi m³/dia ou 5 bi m³/ano

Fonte: Preparado pelos autores.

Diferentes valores de potencial de biometano do estado de São Paulo



*Sucroenergético: vinhaça, torta de filtro; FORSU - Biodigestor; Esgoto; Avicultura de postura; Suinocultura em terminação; Bovinocultura de leite; Abatedouro de suínos, aves e bovinos; Laticínios.

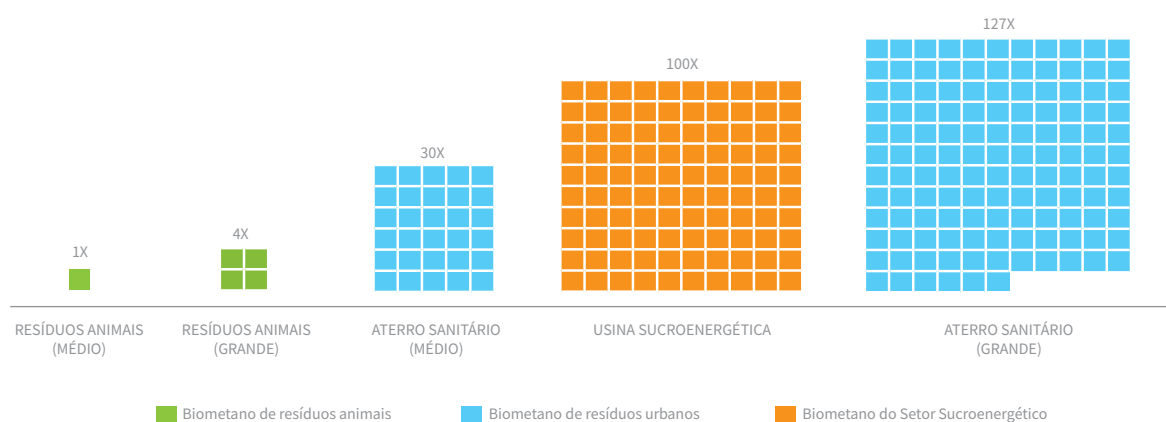
1.4. Análise do porte, de outros substratos e da sazonalidade

PORTE DAS PLANTAS POTENCIAIS

Em complemento às análises anteriores, é fundamental compreender que para viabilizar o desenvolvimento do setor de biogás e biometano no Estado de São Paulo, se faz necessário explorar sobre a relação entre o potencial de produção e o porte das plantas disponíveis.

Ao se comparar a capacidade de produção de biometano em relação aos diferentes tipos de substratos, em plantas de médio ou grande porte, conforme ilustrado na Figura 5, observa-se a diferença entre as escalas de produção. As plantas de grande porte que utilizam resíduos animais têm capacidade de produção de biogás consideravelmente reduzida em comparação a plantas de médio e grande porte que utilizam resíduos urbanos e do setor sucroenergético.

Figura 5. Escala típica de plantas de biometano de diferentes resíduos e portes.

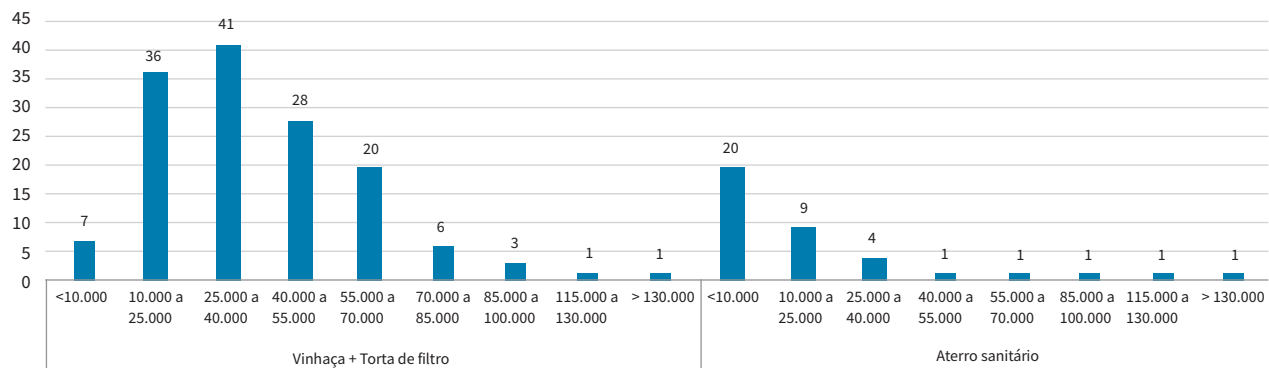


Fonte: CIBIOGÁS; EPE, 2023.

Como já destacado na metodologia, para o presente estudo sobre o Estado de São Paulo, cabe ressaltar que foram incluídas apenas plantas com produção de biogás acima de 4,8 mil Nm³/dia, equivalente a 1.825 mil Nm³/ano de biogás, ou seja, plantas de médio ou grande porte, de acordo com a classificação do CIBiogás.

Sendo assim, decidiu-se por analisar, em relação ao porte, os dados de potencial de biometano gerados nesse estudo e obteve-se a distribuição das plantas por porte versus o potencial de produção de biometano da Figura 6. Destaca-se que 76% das plantas potenciais de biometano de aterros sanitários mapeados neste estudo teriam potencial de produzir até 25 mil Nm³/dia cada, enquanto apenas 30% das plantas do sucroenergético estariam na mesma faixa de produção. Ou seja, as plantas do setor sucroenergético são de maior porte, comparadas às de aterro sanitário.

Figura 6. Quantidade de plantas pela faixa de potencial de produção de biometano (Nm³/dia) - Média de 365 dias.

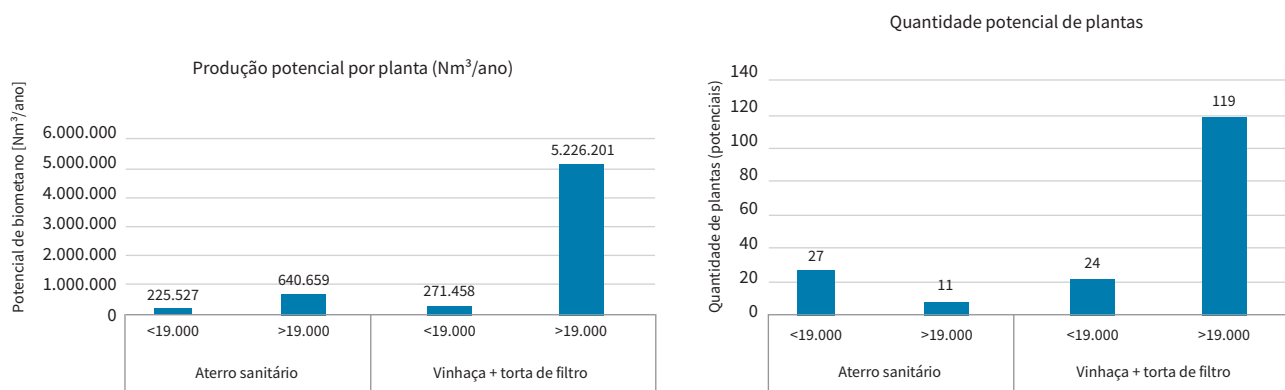


Fonte: Preparado pelos autores.

Os dados de capacidade das plantas de biometano em operação ou em implantação no estado de São Paulo mostram que todas essas plantas são maiores que 19.000 Nm³/dia, o que pode indicar uma referência para análise de porte para viabilidade econômica atualmente (março/2023). Assim, como pode ser observado no gráfico da Figura 7, apenas 11 plantas de aterros sanitários estariam acima do potencial, sendo que todas elas já estão em operação para produção de biometano ou energia elétrica. No caso das usinas sucroenergéticas, 119 usinas teriam potencial capacidade diária de biometano acima da capacidade mínima dos projetos registrados na ANP (19.000 Nm³/dia).

Importante sempre destacar que as estimativas de produção de biogás de aterro desse estudo se mostraram mais conservadoras que a realidade apresentada nos projetos já em operação. Em um estudo específico de cada planta, mais projetos poderão se mostrar viáveis, considerando essa referência de projetos registrados na ANP.

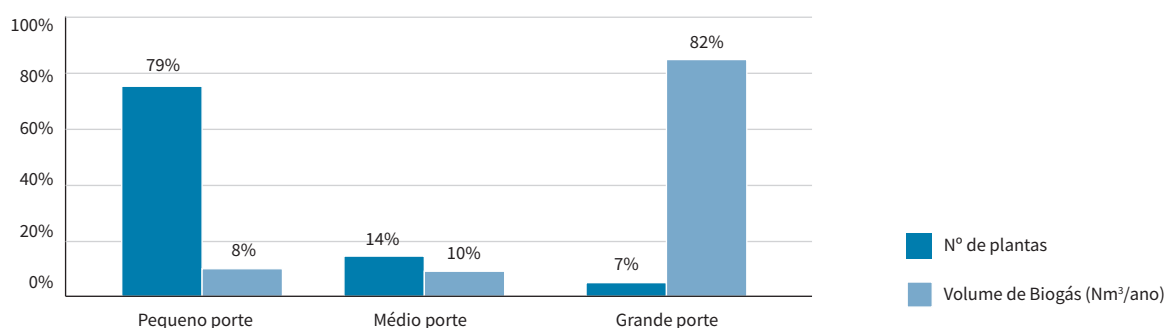
Figura 7. Distribuição do porte de plantas de biometano do Estado de São Paulo em relação à capacidade mínima de plantas registradas na ANP (19.000 Nm³/dia).



Fonte: Preparado pelos autores.

A título de exemplo, de acordo com o Panorama do Biogás no Brasil de 2021 (CIBIOGÁS, 2022), nota-se na Figura 8 que cerca de 82% do volume de biogás produzido no Brasil é proveniente de um número reduzido de plantas de grande porte, cerca de 7% do total. Enquanto que 79% das plantas de pequeno porte produzem em média 8% do volume de biogás no país. Diante dessa informação, nota-se que atualmente, o setor depende principalmente das plantas de grande porte.

Figura 8. Dados de porte de plantas de biogás do Brasil segundo o Panorama do Biogás 2023.

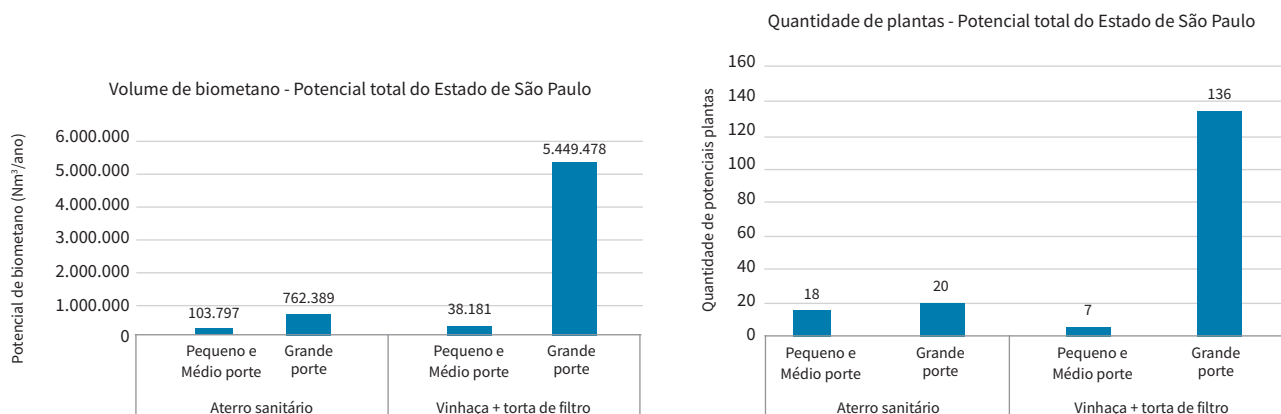


CLASSIFICAÇÃO	PRODUÇÃO DE BIOGÁS (Nm³/ano)	PRODUÇÃO DE BIOMETANO (Nm³/ano)	PRODUÇÃO DE BIOMETANO (Nm³/dia)
PEQUENO PORTE	Até 1.000.000 Nm³/ano	Até 625.000.000 Nm³/ano	Até 1.712 Nm³/dia
MÉDIO PORTE	1.000.000 Nm³/ano a 5.000.000 Nm³/ano	625.000.000 Nm³/ano a 3.125.006 Nm³/ano	1.713 Nm³/dia a 8.562 Nm³/dia
GRANDE PORTE	Acima de 5.000.000 Nm³/ano	Acima de 3.125.007 Nm³/ano	Acima de 8.563 Nm³/dia

Fonte: Adaptado de CIBIOGÁS, 2022.

A análise dos portes das plantas mapeadas em relação a sua capacidade de produção de biometano aplicando-se os mesmos critérios do "Panorama do Biogás" do CIBiogás, apresentada na Figura 9. Nota-se que aterros sanitários e setor sucroenergético apresentam maior parte da sua produção em plantas de grande porte, ou seja, plantas com potencial produção de biogás acima de 8.563 mil Nm³/dia de biometano. Observa-se também, que dentre o potencial total (futuro e já realizado) mapeado no estudo, as plantas de grande porte representam cerca de 98% em volume de biometano e 87% das plantas do Estado de São Paulo.

Figura 9. Distribuição do porte de plantas de biometano do Estado de São Paulo, segundo classificação do CIBiogás.



Fonte: Preparado pelos autores.

ANÁLISE DE OUTROS POTENCIAIS SUBSTRATOS

É importante analisar também o uso de outros substratos além da vinhaça e torta de filtro de usinas sucroenergéticas e de RSU depositado em aterros sanitários. Isso porque, apesar do foco do estudo ser nos substratos (resíduos), arranjos tecnológicos e modelos de negócio de curto prazo para estimar o potencial de biometano alavancador do estado de São Paulo, considera-se importante destacar o potencial de outros substratos individualmente (monodigestão) ou em processo de codigestão.

Em comparação com a monodigestão, a codigestão (mistura de substratos) oferece a vantagem de reduzir a dependência de um único substrato, garantindo maior segurança no fornecimento contínuo de biogás e biometano. Além disso, pode mitigar a questão da sazonalidade observada em processos dependentes de um único tipo de substrato e que não tem uma produção contínua ao longo do ano, como a cana-de-açúcar.

Alguns dos substratos que não foram considerados no estudo de potencial alavancador de curto prazo, mas devem ser considerados no potencial de longo prazo de São Paulo são listados a seguir. A viabilidade técnica e econômica do uso desses substratos pode ser obtida também no curto prazo para alguns projetos, dependendo do combustível que será substituído ou das receitas adicionais do projeto.

- Resíduos e efluentes da pecuária (avicultura, suinocultura e bovinocultura);
- Bagaço e palha da cana-de-açúcar;
- Palhas de outros cultivos como milho e trigo e cultivos energéticos;
- Resíduos e efluentes industriais da indústria de alimentos e bebidas;
- Efluente urbano;
- RSU destinado a valas e lixões;

Importante destacar a importância e a viabilidade técnica do uso de outros resíduos da indústria sucroenergética no processo de produção de biogás, como o bagaço e a palha de cana-de-açúcar. No processo de extração do caldo de cana, ocorre a geração de bagaço de cana, do qual 90% são comumente utilizados na queima para geração de energia elétrica e etanol 2G dentro da usina. Contudo, além dos usos tradicionais, é possível utilizar estrategicamente esse substrato para a produção de biogás e biometano. Esse processo apresenta desafios técnicos e econômicos, sendo a principal demanda em relação ao alto investimento para pré-tratamento do substrato e digestão.

Em contato com empresas do setor, houve bastante diversidade de respostas sobre o plano de uso dos resíduos da indústria sucroenergética em projetos de biogás, sendo que há plantas:

- em operação e em instalação que usam vinhaça e torta de filtro;
- em instalação que planejam utilizar apenas vinhaça inicialmente;
- em instalação que planejam usar vinhaça, torta de filtro e/ou bagaço;
- em operação e em instalação que além dos resíduos citados, estão realizando a codigestão com resíduos externos como da pecuária ou de outras indústrias.

O uso do bagaço para digestão anaeróbia poderá ser um grande diferencial em modelos de negócio que busquem reduzir a sazonalidade, pois o bagaço pode ser armazenado para utilização na entressafra.

Segundo estimativas realizadas nesse estudo, destinando-se 30% do bagaço produzido nas usinas sucroenergéticas para biodigestão, se produziria 2 bilhões de Nm³ de biometano ao ano, conforme apresentado na Tabela 13, podendo representar um aumento de 82% na produção de biogás em São Paulo. Logo, apesar de haver desafios tecnológicos e de modelo de negócio, o uso do bagaço de cana-de-açúcar pode ter uma contribuição significativa se for manejado para utilização na entressafra.

Tabela 13. Potencial de biometano a partir do aproveitamento do bagaço de cana.

Potencial de produção de bagaço (t/ano)	Potencial de produção de biometano a partir de bagaço (Nm ³ /ano)	Potencial de produção de biometano a partir de bagaço (Nm ³ /dia)* - 365 dias
86.202.500	2.741.239.500	7.510.245

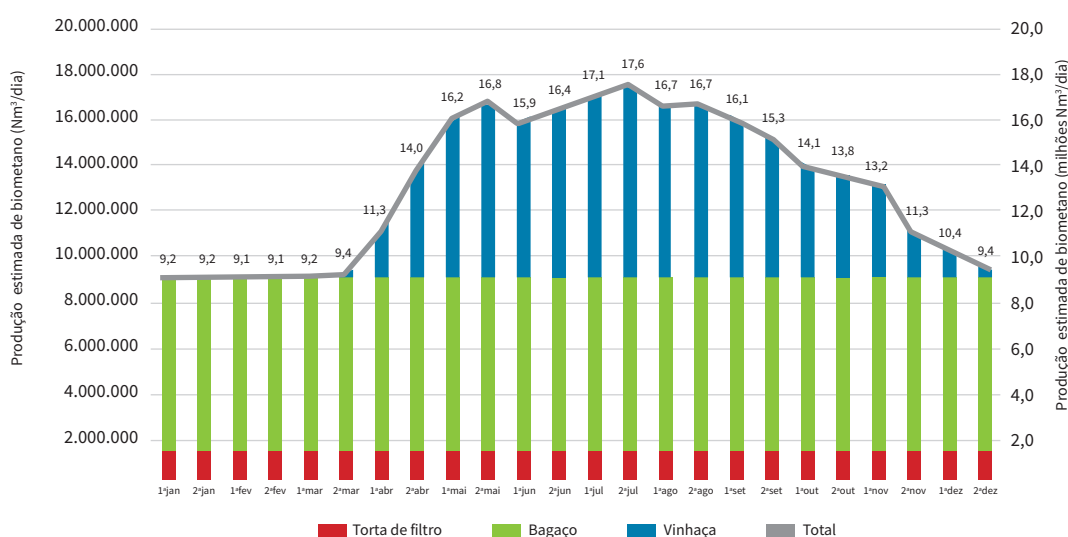
Desconsidera o impacto da safra (média de 226 dias/ano) no setor sucroenergético. O total anual foi dividido por 365 dias para permitir comparação com aterros sanitários. Se considerada a safra de cana-de-açúcar, a média diária será diferente dependendo do período do ano.

Fonte: Preparado pelos autores a partir de parâmetros de Oliveira, 2023.

SAZONALIDADE

Além do potencial de produção de biogás e biometano, é importante analisar a distribuição do processamento da cana ao longo do ano, pois essa atividade é sazonal. Para essa análise, além da vinhaça e da torta de filtro, considerou-se o potencial citado anteriormente para bagaço que, segundo alguns especialistas, poderia reduzir o impacto da entressafra na estabilidade da produção de biometano em São Paulo. Na Figura 10 é possível observar a contribuição do bagaço de cana, vinhaça e da torta de filtro, ao longo do ano, na produção de biometano.

Figura 10. Potencial de produção quinzenal de biometano ao longo do ano a partir de vinhaça, torta de filtro e bagaço no estado de São Paulo (Nm³/dia)



Fonte: Preparado pelos autores.

O pico de produção no ano é na segunda quinzena de julho, e, nos meses de dezembro a março a produção de biometano é impactada pela entressafra. Sendo assim, é realmente importante considerar nas análises o uso da torta de filtro (contemplado nesse estudo) e do bagaço de cana (potencial resíduo para biodigestão) nos períodos de entressafra e ao longo do ano.

1.5. Considerações sobre o estudo de potencial oferta de biometano

É importante observar alguns aspectos e restrições relacionados a potencial oferta de biogás e biometano das usinas sucroenergética e aterros sanitários:

- As unidades desconsideradas do estudo, devido à linha de corte utilizada neste projeto, não estão desqualificadas da utilização de seu potencial para o desenvolvimento de projetos energéticos. No entanto, a curto prazo, há barreiras técnicas, econômicas e financeiras que diminuem a viabilidade do uso do substrato dessas plantas na produção de biogás para a geração de biometano;

- A produção de biogás e biometano oriundo do setor sucroenergético é sazonal, sendo necessário considerar o período de safra nas análises. Cabe analisar o armazenamento da torta de filtro e até de bagaço para que sejam utilizados nos sistemas de biodigestão durante o período de entressafra, a fim de manter o sistema de biodigestão ativo, assim como algumas usinas já realizam atualmente;
- A estimativa de produção de biogás de aterro sanitário é baseada em dados de recebimento de resíduos oficialmente declarados e utilizando parâmetros de produção médios para prever quanto biogás estaria sendo captado. Porém, para as plantas que já fazem aproveitamento energético do biogás, observou-se que há diferença considerável entre os dados estimados e os dados declarados na ANP ou ANEEL, em relação ao uso do biogás para energia elétrica e biometano. Sendo assim, é importante ter em conta que o potencial real dos aterros sanitários pode chegar a ser 2 vezes maior que o valor estimado. Ou seja, isso geraria impacto positivo na disponibilidade de biogás dessa fonte no Estado ao longo dos próximos anos;
- Nas estimativas do potencial, foi considerado o RSU que já é destinado para aterros sanitários no Estado. O RSU destinado a lixões, valas, aterros controlados ou outros tipos de destinação pode se tornar uma fonte potencial de biogás quando sua gestão e destinação passarem a ser adequadas, ou seja, em aterros sanitários ou, idealmente, com a fração orgânica destinada para biodigestores;
- Em um cenário ideal para a economia circular, os aterros sanitários deveriam servir apenas para destinação final dos rejeitos, enquanto a fração orgânica de RSU (FORSU) deveria ser direcionada para biodigestores dedicados ao invés de serem dispostos em aterros. Dessa forma, se teria maior eficiência no aproveitamento dos resíduos, na captação de biogás, além de otimizar o desenvolvimento de uma economia circular. Espera-se que com o desenvolvimento do mercado de biogás, haja uma tendência de destinação da FORSU para biodigestores no Estado de São Paulo, como no Paraná que já tem dois projetos neste modelo, por exemplo. Com esse cenário hipotético, haveria um aumento ainda maior do potencial de produção de biogás a partir de RSU.





2

POTENCIAL DEMANDA POR BIOMETANO

POTENCIAL DEMANDA POR BIOMETANO

A indústria e o transporte são os setores que apresentam as maiores demandas no balanço energético do estado de São Paulo. Esses dois setores representam mais de 70% do consumo energético total de São Paulo (SEMIL, 2023b), tornando-os alvos prioritários para o desenvolvimento de alternativas mais sustentáveis, como o biometano.

A semelhança da composição do biometano com o gás natural facilita sua integração em infraestruturas existentes e sua adoção em equipamentos e veículos movidos a gás natural sem a necessidade de modificações extensivas. O biometano também pode substituir outros combustíveis fósseis, como o óleo diesel, óleo combustível e o GLP, embora sua adoção dependa de maiores adaptações nas estruturas atuais. Nesse contexto, buscou-se compreender as aplicações de biometano, que vão desde o abastecimento de veículos pesados até sua utilização como fonte de energia e matéria-prima em processos industriais.

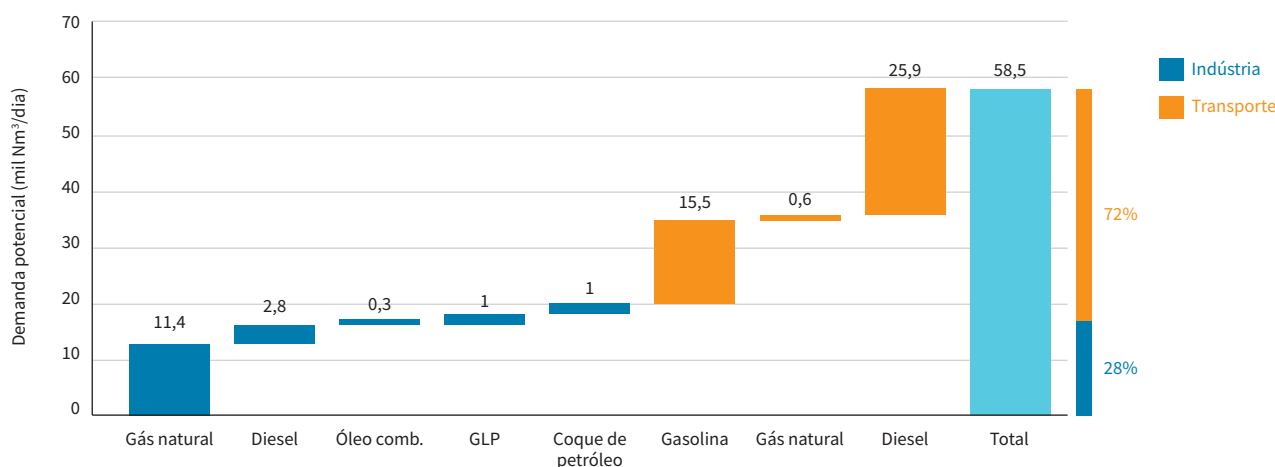
Para atingir os objetivos delineados, diversas atividades foram realizadas. Em primeiro lugar, foi feita uma avaliação abrangente do perfil de consumo de energia do estado de São Paulo, identificando os maiores consumidores e a composição de energéticos consumidos por cada setor e subsetor. Com base nessa avaliação inicial, foi possível identificar os setores industriais com maior potencial para se tornarem grandes consumidores de biometano. Cada um desses principais setores foi analisado em mais detalhes para avaliar em quais etapas e processos o biometano poderia ser utilizado e identificar potenciais barreiras e oportunidades para o seu uso em determinado setor.

Para o setor de transporte, a análise se concentrou em aspectos econômicos e de infraestrutura. Foi utilizada a metodologia de custo total de propriedade para comparar veículos movidos a biometano com aqueles movidos a gasolina, etanol, diesel e eletricidade. A análise incluiu caminhões, ônibus e veículos leves. Com essas avaliações, foi possível identificar se os veículos a biometano seriam competitivos no mercado brasileiro atual.

Com o intuito de trazer informações de mercado, foram realizadas conversas com diversas entidades e empresas envolvidas ou interessadas no mercado de biometano. Essas conversas revelaram as visões de possíveis compradores sobre os desafios e barreiras à sua adoção, contemplando questões técnicas de adaptação para o uso do biometano, aspectos econômicos e logísticos, perfil de consumo, entre outros pontos. Em alguns casos, foi possível também identificar o potencial de pagamento de um prêmio pelo biometano, dado seu menor nível de emissões em comparação com os combustíveis fósseis.

Pelos resultados da análise, caso todo o consumo de combustíveis fósseis do setor de transporte rodoviário e da indústria no estado de São Paulo fosse substituído por biometano, a demanda potencial seria da ordem de 58 milhões de Nm³/dia, ou 21 bilhões de Nm³/ano, conforme ilustrado na Figura 11. Cerca de 70% dessa demanda viria do transporte rodoviário, principalmente pela substituição do diesel e da gasolina. O restante seria proveniente do setor industrial, com destaque para os setores de alimentos e bebidas, cerâmica, química, ferro-gusa e aço, papel e celulose, e cimento, substituindo gás natural, óleo diesel, coque de petróleo, GLP e óleo combustível.

Figura 11. Demanda potencial de biometano nos setores industrial e de transporte.

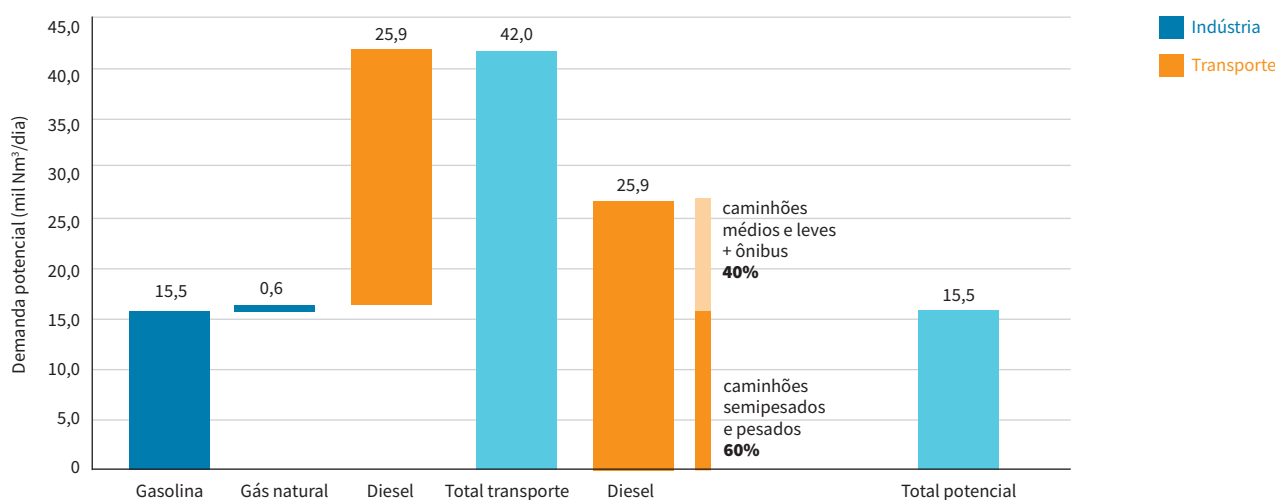


Fonte: Preparado pelos autores.

No entanto, essa demanda potencial por biometano é apenas teórica e não reflete o potencial de consumo realista. Diversas questões devem ser consideradas ao avaliar a demanda real por biometano, como a viabilidade técnica de converter equipamentos e processos que utilizam combustíveis fósseis, especialmente os combustíveis líquidos, para o uso de biometano; a viabilidade econômica dessa substituição; a proximidade dos consumidores em relação às fontes de biometano ou à rede de gasodutos; a compatibilidade entre o perfil de demanda e o de produção (considerando a produção sazonal versus o consumo contínuo); e as diferenças de escala entre consumo e produção, entre outras questões relevantes.

De forma preliminar, foi possível identificar uma parcela dessa demanda como menos factível. Por exemplo, no transporte, o consumo de biometano, como detalhado posteriormente, apresenta maior viabilidade econômica em veículos de transporte de carga, como caminhões pesados e semipesados. Com foco apenas nesse segmento, o consumo potencial de biometano no transporte cairia de 42 milhões de Nm³/dia para cerca de 15,5 milhões de Nm³/dia, como mostrado na Figura 12.

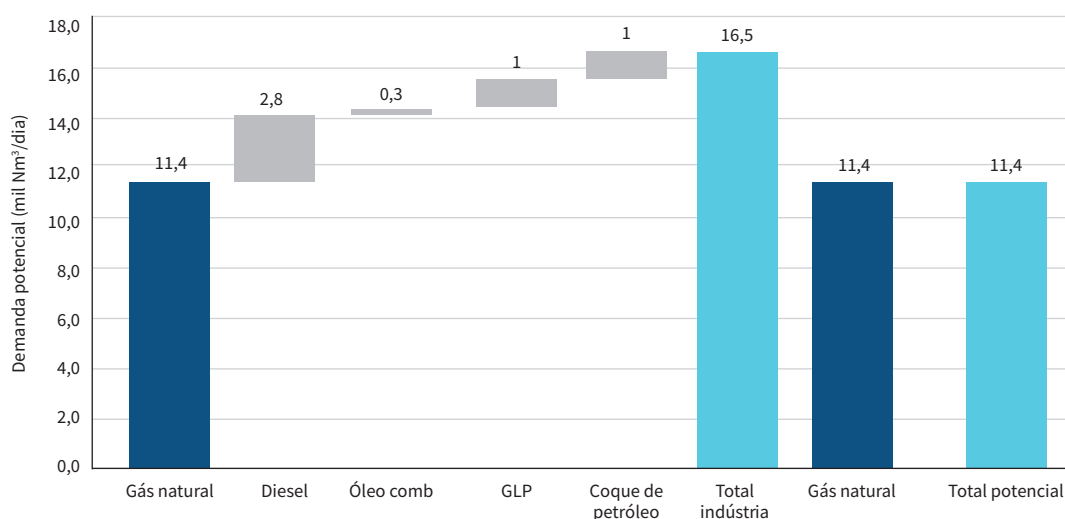
Figura 12. Potencial demanda de biometano no transporte.



Fonte: Preparado pelos autores.

Já na indústria, a demanda potencial estaria concentrada na substituição do gás natural, devido à facilidade de adaptação dos processos para o consumo de biometano. Se apenas a demanda atual de gás natural da indústria fosse considerada, o consumo potencial de biometano seria de aproximadamente 11,4 milhões de Nm³/dia, conforme Figura 13.

Figura 13. Potencial demanda de biometano no setor industrial.



Fonte: Preparado pelos autores.

Com isso, a demanda potencial de biometano já seria reduzida para 27 milhões de Nm³/dia, ainda um número expressivo em comparação com o mercado atual de biometano. No entanto, diversas avaliações adicionais precisam ser realizadas para obter um potencial de uso do biometano mais concreto e factível no curto prazo.

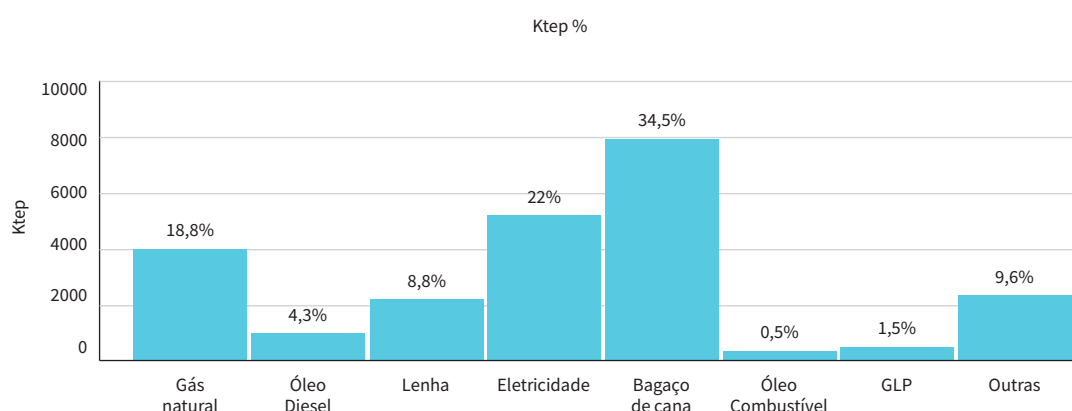
Neste capítulo, foi feita uma análise mais detalhada da demanda potencial por biometano nos setores e atividades produtivas com maior consumo atual de combustíveis fósseis. Foram discutidos o mercado e a demanda potencial nos setores de transporte e indústria, avaliando individualmente cada segmento no estado de São Paulo.

2.1. Potencial demanda industrial

A indústria do estado de São Paulo exerce uma grande influência, representando aproximadamente 26% do Produto Interno Bruto (PIB) industrial nacional (PORTAL DA INDÚSTRIA, 2024). Em termos energéticos, o Estado é responsável por 27% do consumo energético industrial do país, totalizando aproximadamente 23 milhões de toneladas equivalentes de óleo consumidas no setor (SEMIL, 2023b).

Além disso, São Paulo possui uma matriz energética industrial diversificada. Entre as principais fontes de energia utilizadas estão a biomassa (lenha, bagaço de cana, carvão vegetal), eletricidade e gás natural, conforme mostrado na Figura 14. Devido à sua ampla utilização de fontes energéticas, este setor apresenta uma oportunidade significativa para a introdução do biometano como alternativa para a substituição de combustíveis fósseis e eletricidade em processos industriais específicos.

Figura 14. Consumo de energia da indústria.



Fonte: Preparado pelos autores, com base nos dados da (SEMIL, 2023b).

Os principais setores consumidores de energia são alimentos e bebidas, papel e celulose, química, cerâmica, mineração, siderurgia e cimento. A Tabela 14 exibe um quadro comparativo do potencial de consumo de biometano em diversos setores industriais em São Paulo, com dados do ano de 2022. A análise é dividida em duas colunas principais: "Consumo Energético (2022)" e "Potencial de Consumo de Biometano", nos quais para cada setor é detalhado seu respectivo consumo de combustíveis fósseis e o potencial de substituição por biometano.

Tabela 14. Potencial de consumo de biometano por setor industrial.

Setor	Consumo Energético (2022)	Potencial de consumo do biometano
Alimentos	10.933 ktep - 10% a partir de combustíveis fósseis (diesel e gás natural são os mais representativos)	Médio potencial. O setor recebe uma menor pressão para se descarbonizar, tem suas vendas principalmente focadas no mercado interno brasileiro, apresenta grande número de empresas menores e em alguns casos há a possibilidade de produzir biogás e biometano a partir de seus resíduos. Alguns subsectores com maior potencial seriam: panificação, laticínios, carnes e alimentos para animais.
Cerâmica	1.257 ktep - 68% a partir de gás natural	Médio potencial. O setor é um grande consumidor de gás natural, então teria maior facilidade para a adaptação ao biometano. O maior desafio é preço, dado que o insumo tem impacto relevante no preço da cerâmica (~35%) e tem como mercado principal o brasileiro (só ~13% é exportado - destino América Latina e EUA)
Química	1.296 ktep - 54% a partir de combustíveis fósseis (GN é o mais representativo)	Médio potencial. Há maior potencial para a produção de amônia verde, pelo interesse da Yara Brasil Fertilizantes, porém o setor é muito sensível ao preço do insumo e tem foco maior no mercado doméstico também.
Ferro Gusa e Aço	669 ktep - 87% a partir de gás natural	Médio potencial. O setor está buscando se descarbonizar e depende principalmente de gás natural, mais facilmente substituído. Não está claro se teriam interesse em pagar um valor adicional pelo biometano.
Vidro	Consumo majoritário de gás natural	Médio potencial. O setor está buscando se descarbonizar e depende principalmente de gás natural, mais facilmente substituído. Esse potencial dependerá da competitividade do biometano frente ao GN.
Papel e Celulose	4.110 ktep - 9,9% a partir de gás natural e 3% de óleo diesel e óleo combustível	Médio potencial. O setor consome majoritariamente biomassa, mas possui potencial de consumo de biometano devido à possibilidade de substituição do gás natural, óleo combustível e GLP em caldeiras e fornos.
Cimento	629 ktep - 60% a partir de coque de petróleo	Baixo potencial pela dificuldade de adaptação dos fornos para a queima em escala comercial de biometano e pelo baixo custo do coque de petróleo. Roadmap de descarbonização do setor não inclui uso de biometano.

Fonte: Preparado pelos autores, com base nos dados da (SEMIL, 2023b).

2.1.1. Setores industriais no consumo de biometano

INDÚSTRIA DE ALIMENTOS E BEBIDAS

O setor de alimentos e bebidas é o maior consumidor industrial de energia no estado de São Paulo. Em 2022, o setor representou 47% do consumo total de energia do setor industrial. O consumo desse setor é composto principalmente por bagaço de cana e eletricidade, que representam, respectivamente, 73% e 12%. O restante do consumo é distribuído entre gás natural (5%), óleo diesel (5%), lenha (4%) e GLP (1%) (SEMIL, 2023b). Se todos os combustíveis fósseis fossem substituídos pelo biometano, o consumo máximo do setor seria próximo de 3,3 milhões Nm³/dia. Nesse sentido, o setor de alimentos e bebidas se destaca como o que possui a maior demanda potencial teórica de biometano.

Em 2023, São Paulo foi o principal Estado na indústria alimentícia, representando 24% do faturamento total do setor. Foi levantado aproximadamente 6,5 mil empresas espalhadas pelo Estado, com diversas especializações (ABIA, 2023). Esta indústria do Estado se destaca na produção de açúcar, óleos vegetais, laticínios, carnes e bebidas alcoólicas e não alcoólicas (INVESTSP, 2024).

A grande diversidade de subsetores e processos produtivos dificulta a análise de cada um deles para avaliar o potencial de substituição de biometano. Contudo, é viável realizar aproximações para o setor, dado que, de forma geral, os combustíveis fósseis são utilizados como fonte de calor em fornos e caldeiras. Nesses casos, é provável que o biogás ou o biometano possam ser utilizados em substituição ao gás natural, ao óleo diesel ou ao GLP.

Isso se torna evidente em alguns projetos de consumo de biogás ou biometano que estão sendo implementados pela indústria. Recentemente, por exemplo, a PepsiCo iniciou um projeto em sua fábrica localizada em Itu para a utilização de biometano oriundo de aterros, com o objetivo de substituir 100% da demanda de gás para cozimento, fritadeiras, fornos e caldeiras de água da fábrica, além de atender sua frota de caminhões, que atualmente é movida a gás natural (PEPSICO BRASIL, 2024). Outro exemplo é a Ambev, que passou a utilizar biometano proveniente de aterros para a geração de vapor em caldeiras em sua fábrica localizada em Cachoeiras de Macacu, no Rio de Janeiro, permitindo a redução das emissões da fábrica (AMBEV, 2023).

Por outro lado, essa demanda potencial por biogás ou biometano não garantirá necessariamente a criação de um mercado para esses energéticos. Algumas empresas do setor passaram a produzir biogás a partir dos efluentes de seus processos. Esse foi o caso da Unilever, que implementou um biodigestor para a produção de biogás a partir do tratamento dos resíduos orgânicos da fábrica localizada em Pouso Alegre, Minas Gerais. Com essa unidade, é possível atender todo o consumo térmico da planta fabril, substituindo o consumo de GLP (UNILEVER, 2023). A Ambev também possui plantas de reaproveitamento do biogás produzido em suas estações de tratamento de efluentes, com duas plantas para a geração de eletricidade e 16 plantas para a geração de vapor (AMBEV, 2023).

Assim, a indústria de alimentos e bebidas poderá se tornar um demandante importante de biogás e biome-

tano. O setor apresenta um alto consumo de combustíveis fósseis, e diversas empresas já estabeleceram metas de descarbonização, como é o caso de Ambev, Unilever, Heineken, Danone, PepsiCo, Coca-Cola, entre outras. Essa demanda, contudo, não necessariamente gerará um mercado, dado o potencial de produção de biogás a partir dos efluentes da própria produção.

INDÚSTRIA CERÂMICA

A fabricação de cerâmicas consome majoritariamente gás natural (68,5% do total de insumos energéticos), seguido por lenha (15,3%) e eletricidade (14,2%). Outras fontes energéticas de menor relevância são o óleo diesel (1,0%), GLP (0,8%) e outras primárias (0,2%) (SEMIL, 2023b).

Em 2022, o setor produziu 927 milhões m² de revestimentos cerâmicos nacionalmente (ANFACER, 2024), sendo 65% (488,1 milhões m²) produzidos no estado de São Paulo (UDOP, 2023). O grande motor dessa indústria é o Polo Industrial de Santa Gertrudes, responsável por cerca de 90% da produção estadual (439,3 milhões de m²). Esse polo é formado pelos municípios de Limeira, Cordeirópolis, Santa Gertrudes, Rio Claro, Ipeúna, Piracicaba e Itacemópolis, totalizando 26 indústrias cerâmicas associadas, em uma região interligada à rede de gasodutos (ALESP, 2023). O restante da produção paulista está localizado na região de Mogi-Guaçu e Grande São Paulo (CONSTANTINO et al., 2006).

O processo de produção de revestimentos cerâmicos envolve diversas etapas que resultam em consumo de energia. Inicialmente, as matérias-primas (rochas argilosas, carbonatos etc.) são preparadas até a formação de uma massa, utilizando duas vias principais: via úmida e via seca. A massa produzida passa por um processo para alcançar sua forma final e um processo de remoção de umidade para evitar a geração de defeitos na peça. A secagem é feita de forma lenta e gradual, em secadores intermitentes ou contínuos, a temperaturas variáveis entre 50 °C e 150 °C, seja em forno ou em pátio.

Ao final, há a operação de queima, também conhecida por sinterização, na qual os produtos adquirem suas propriedades finais. Após a secagem, as peças são submetidas a um tratamento térmico a temperaturas elevadas, que, para a maioria dos produtos, situa-se entre 800 °C e 1700 °C, em fornos contínuos ou intermitentes. Até três queimas podem ser adicionadas ao processo para a esmaltação do produto final, dependendo da qualidade do acabamento decorativo.

A energia térmica, proveniente do gás natural e da lenha, é utilizada no forno, no secador e no atomizador. O forno é o maior consumidor, enquanto o secador é o menor, pois, em muitos casos, há reaproveitamento do calor dos fornos nos secadores. Quando essa energia recuperada não é suficiente para realizar a secagem, utiliza-se o energético diretamente para fornecer o calor necessário. O óleo diesel e o GLP têm como finalidade fornecer a força motriz, sendo utilizados em motores para o deslocamento de carregadores, o funcionamento de máquinas e o deslocamento de empilhadeiras (EPE; MME, 2018).

A oportunidade para a introdução do biometano está nas fases de queima e secagem, que atualmente utilizam gás natural, na qual a transição para o biometano pode ser feita de forma direta. As indústrias cerâmicas de Santa Gertrudes são atendidas pelo gasoduto Bolívia-Brasil, operado pela TBG (TBG, 2024). Recentemente, algumas indústrias cerâmicas da região assinaram um convênio com produtores de cana-

-de-açúcar para viabilizar o fornecimento de 50 mil m³/dia de biometano a dez fábricas do polo de Santa Gertrudes (VALOR, 2023). Além do acesso à rede de gasodutos, a região possui uma forte atividade sucroenergética, com pelo menos 30 usinas em um raio de 100 quilômetros.

Além disso, a associação que representa o setor no estado de São Paulo tem a meta de alcançar 50% de consumo de biometano até 2030 (VALOR, 2023). Atualmente, as unidades de produção de cerâmica no Estado consomem 2,4 milhões de m³/dia de gás natural (SEMIL, 2023b), o que representa 30% a 35% dos custos de produção (VALOR, 2023). Dessa forma, o biometano poderia substituir no mínimo 50% (conforme a meta da associação setorial) e até 100% do gás natural utilizado na secagem e queima das placas cerâmicas, totalizando entre 1,2 e 2,4 milhões de Nm³/dia.

INDÚSTRIA QUÍMICA

A indústria química foi responsável por 5,6% do consumo energético total do estado de São Paulo em 2022. Seu consumo apresentou uma composição destacada por gás natural (44,6%), eletricidade (44,2%) e GLP (6,2%). Outros insumos de menor relevância são óleo diesel (2,1%), lenha (1,5%), óleo combustível (1,2%), e gás de refinaria (0,2%) (SEMIL, 2023b). Em São Paulo, existem 545 unidades fabris, que representam 55% das fábricas instaladas no Brasil (ABIQUIM, 2022).

A demanda energética desse setor está distribuída entre as diversas atividades produtivas que o compõem, incluindo a fabricação de fertilizantes, cloro, produtos petroquímicos básicos, resinas e elastômeros, defensivos agrícolas, fibras, produtos de limpeza e perfumaria, tintas, produtos farmoquímicos e farmacêuticos, entre outros (ABIQUIM, 2006). As atividades produtivas que apresentam maior intensidade de emissões são a produção de fertilizantes e a petroquímica.

Dentro da produção de fertilizantes, a etapa de maior consumo energético é a produção de amônia. A amônia é gerada por meio de um processo conhecido com *Haber-Bosch*, no qual o hidrogênio reage com nitrogênio retirado do ar para formar a amônia. Esse hidrogênio é comumente produzido a partir do gás natural em um processo conhecido como reforma a vapor do metano (MCTI, 2017a).

No estado de São Paulo, a empresa Yara possui uma planta de produção de amônia localizada no porto de Cubatão. Essa planta consome cerca de 0,7 milhões de m³/dia de gás natural para produzir amônia para uso industrial ou fertilizantes. A empresa firmou um contrato com a Raízen para, em 2024, substituir cerca de 3% do atual consumo de gás natural por biometano, produzindo, assim, uma amônia renovável (NOVA-CANA, 2023). Conforme entrevista com um representante da empresa, a Yara pretende comercializar essa amônia com clientes que valorizem o atributo ambiental que ela oferece.

Além do setor de fertilizantes, o setor petroquímico também é um grande consumidor de energia. Esse setor pode ser subdividido em produtos de primeira, segunda e terceira geração. Os produtos de primeira geração incluem petroquímicos básicos, olefinas e aromáticos, geralmente provenientes do gás natural ou da nafta. Os produtos de segunda geração, ou intermediários, são produzidos a partir dos produtos de primeira geração e servem como matéria-prima para a fabricação dos produtos de terceira geração, como plásticos e borrachas (E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2022).

O consumo de combustíveis fósseis na indústria petroquímica está relacionado principalmente à necessidade de calor nos processos produtivos. Esse calor é essencial para as reações químicas, as etapas de purificação e a polimerização. No caso dos produtos de primeira geração, os combustíveis fósseis, especialmente o gás natural, também são utilizados como matéria-prima.

Assim, o biometano poderia desempenhar um papel importante na indústria química, atuando tanto como matéria-prima quanto como fonte de energia. Ele poderia ser utilizado como insumo principal na produção de amônia ou petroquímicos de primeira geração, além de servir como fonte de calor para os processos produtivos. Outros processos dentro da indústria química, além dos mencionados, também podem consumir biometano, mesmo que em menor escala. Considerando o consumo de combustíveis fósseis de 2022, a demanda potencial teórica de biometano desse setor seria próxima de 1,9 milhões de Nm³/dia.

INDÚSTRIA DE AÇO E FERRO GUSA

O setor de aço e ferro gusa representou 2,9% do consumo energético do estado de São Paulo em 2022. O consumo desse setor concentra-se principalmente no uso de gás natural (87%), seguido de eletricidade (7%) e carvão vegetal (5%). Há também um consumo menor de óleo diesel (1%) e GLP (1%). O potencial de substituição para biometano nesse setor é estimado em 1,6 milhões de Nm³/dia, em um cenário hipotético de substituição total de gás natural, óleo diesel e GLP.

O estado de São Paulo produz cerca de 7% do aço bruto nacional (31,9 milhões de toneladas) e aproximadamente 10,5% da produção de laminados e semiacabados (31,4 milhões de toneladas). Contudo, como não há produção de ferro gusa, não há um consumo relevante de carvão mineral para esse setor no Estado.

A produção de aço em São Paulo é concentrada em seis plantas: Arcelor Mittal Aços Longos Latam (Piracicaba), Gerdau Aços Especiais (Mogi das Cruzes), Gerdau Aços Especiais (Pindamonhangaba), Gerdau Aços Longos (Araçariguama), Usiminas (Cubatão), Villares Metals (Sumaré). Essas plantas incluem usinas integradas, semi-integradas ou não integradas, que realizam somente uma fase do processo, como de laminação.

As usinas integradas são caracterizadas pela produção de aço a partir do minério de ferro, seguindo todas as etapas necessárias. Nesse processo, o minério de ferro é utilizado como base para a produção de ferro gusa nos altos-fornos da própria usina, utilizando carvão mineral ou vegetal como combustível e agente redutor. O ferro gusa, por sua vez, serve como a principal matéria-prima nos fornos a oxigênio (BOF – Basic Oxygen Furnace), onde pode ser combinado com sucata e outras matérias-primas para produzir o aço. O baixo consumo de carvão mineral no Estado pode ser explicado pelo fato de que a usina integrada Usiminas estava em 2022 com a produção de aço bruto paralisada.

As usinas semi-integradas, por outro lado, se caracterizam pela produção de aço que começa com o ferro secundário. Nesses estabelecimentos, a sucata de aço, o ferro gusa e/ou o ferro-esponja são as matérias-primas chave, eliminando a necessidade de realizar o processo de redução do minério de ferro nos altos-fornos (BORGES, 2016). No processo dessas usinas, a aciaria geralmente funde as matérias-primas em um forno elétrico a arco (INSTITUTO AÇO BRASIL, 2019).

O relatório da EPE “Caracterização do Uso da Energia no Setor Siderúrgico Brasileiro” (EPE, 2009) indica que, em usinas semi-integradas, o gás natural representa a segunda maior fonte energética, com um consumo de 2,9 GJ por tonelada de aço, atrás apenas da energia elétrica, que consome 3,1 GJ por tonelada de aço. Os processos que demandam gás natural nessas usinas incluem a laminação (1,2 GJ/ton)*, o sistema energético e outros processos (1 GJ/ton) e aciaria elétrica (0,7 GJ/ton). Nas etapas de laminação e aciaria, o gás natural é utilizado para aquecimento direto. O óleo diesel, por sua vez, é utilizado principalmente em processos de transporte interno, como em empilhadeiras e caminhões.

INDÚSTRIA DE VIDRO

A indústria de vidro apresenta uma menor participação no consumo de combustíveis fósseis no estado de São Paulo em comparação aos setores mencionados anteriormente. No entanto, é considerado um setor de alta intensidade energética. Os combustíveis desempenham um papel relevante no consumo de insumos dessa indústria e no custo de produção do material final. O principal combustível consumido é o gás natural, com um consumo ligeiramente superior a 1 milhão de m³ por dia. Também há um consumo reduzido de óleo diesel, que gira em torno de 1,9 milhão de litros por ano, além do GLP.

O consumo de gás natural ocorre principalmente no forno de fusão. Nessa etapa, a mistura de diversos minerais, composta principalmente por areia, barrilha e calcário, é fundida e transformada em vidro. Esse processo exige altas temperaturas, variando entre 1.350 °C e 1.600 °C, o que resulta em um alto consumo energético. Durante esse processo, o consumo de gás deve ser constante, e é essencial garantir que não haja alterações em sua qualidade.

Algumas empresas do setor já estão desenvolvendo projetos para o consumo de biometano. A Cebrace começou a utilizar biometano (cerca de 25 mil m³/dia) em sua unidade em Jacareí, substituindo parcialmente o consumo de gás natural da unidade. O objetivo da Cebrace é expandir o uso de biometano para as demais unidades da empresa, no contexto da meta de reduzir em 33% suas emissões de escopo 1 e 2 até 2030 (ABI-VIDRO, 2024). A Wheaton também está implementando um projeto para utilização de biometano (cerca de 8 mil m³/dia) como substituto do gás natural no processo produtivo. A empresa firmou uma parceria com a ZEG Biogás para substituir 10% do gás natural por biometano, com planos de que o biometano substitua até 30% do gás natural utilizado no processo produtivo da Wheaton (CANAL ENERGIA, 2021).

O setor de vidro apresenta um potencial significativo para o uso de biometano, mas ainda enfrenta diversas barreiras. A competitividade do biometano em relação ao gás natural é o maior desafio, uma vez que o preço do combustível tem grande influência no custo de produção do vidro. Como o mercado da indústria de vidro brasileira é predominantemente doméstico, há uma baixa valorização do atributo ambiental de um vidro de baixo carbono. Dessa forma, o investimento na redução das emissões do processo provavelmente não teria o retorno financeiro necessário. Além da competitividade, há também o desafio de garantir uma oferta constante de biometano sem variações na qualidade, devido ao perfil de produção contínua do vidro.

Apesar dos desafios, o interesse pelo biometano é evidenciado pelos projetos que estão sendo executados por empresas relevantes do setor. O biometano representa uma solução tecnicamente viável para a redu-

* Uma segunda fonte, também da EPE, no entanto, coloca um consumo consideravelmente menor de gás natural sobre a rubrica “Outros” (0,067 GJ/ton),

ção de emissões no processo produtivo, especialmente em unidades fabris de grande escala, considerando que a aplicação de fornos elétricos ainda é mais comum em menores escalas. Além do processo produtivo, também poderia haver espaço para o uso do biometano na frota dedicada ao transporte dos produtos e em empilhadeiras.

INDÚSTRIA DE PAPEL E CELULOSE

O setor papel e celulose foi responsável por 8,8% do consumo total de energia no estado de São Paulo em 2022. A composição de consumo energético é marcada pelo alto uso de biomassa, destacando-se principalmente a lixívia (39,3%), a lenha (25,4%) e a eletricidade (19,2%). O uso de combustíveis fósseis concentra-se no gás natural (9,9%), com frações menores de óleo diesel (1,2%) e óleo combustível (1,8%). Outros tipos de energia incluem bagaço de cana (0,4%), GLP (0,2%) e “outras primárias” (2,5%).

Segundo os dados da pesquisa Relação Anual de Informações Sociais (RAIS) (MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO, 2022) de 2022, o estado de São Paulo concentra 16% das usinas de produção de celulose do país, ficando atrás do Paraná (22,6%) e do Mato Grosso do Sul (17,7%). Por outro lado, o Estado abriga a maior parte das fábricas de papel e papelão (25%), embalagens (40%) e artefatos de papel (32%), como mostrado na Tabela 15.

Enquanto a produção de papel é mais dispersa, com 76 estabelecimentos registrados, o setor de celulose é mais concentrado, contando com apenas 10 fábricas. Usinas integradas, que produzem celulose e papel, foram listadas sob a categoria “Fabricação de Papel e Papelão”.

Tabela 15. Quantidade de usinas de fabricação de papel e celulose em SP.

Região de SP	Fabricação de Celulose	Fabricação de Papel e Papelão	Fabricação de Embalagens	Fabricação de Artefatos de Papel	Total
Aracatuba	0	1	45	9	55
Barretos	0	0	2	3	5
Bauru	1	1	41	20	63
Campinas	0	24	215	157	396
Central	0	1	23	8	32
Franca	0	0	30	10	40
Marília	0	0	14	8	22
Presidente Prudente	0	1	5	5	11
Registro	0	0	1	0	1
Ribeirão Preto	2	5	23	23	53
São José dos Campos	2	4	21	23	50
Santos	0	0	2	5	7
São Paulo	5	34	409	370	818
São José do Rio Preto	0	1	49	23	73
Sorocaba	0	4	40	39	83
Total	10	76	920	703	1.709

Fonte: (MTE, 2024).

A análise das usinas específicas de fabricação de papel e celulose com mais de 500 funcionários revelou a seguinte distribuição das principais empresas no Estado, conforme mostrado na Tabela 16.

Tabela 16. Principais empresas de fabricação de papel e celulose de São Paulo.

Capacidade instalada (kton/ano)			
Empresa	Município	Celulose	Papel
Suzano	Jacareí	1.100	
	Limeira	690	400
	Suzano	620	550
Bracell	Lençóis	250	
Sylvamo	Luiz Antônio	415	360
	Mogi Guaçu	400	435
Klabin	Angatuba		128
	Piracicaba		100
Fernandez	Amparo		110
Ahlstrom- Munksjö	Caieiras		72

Fonte: Preparado pelos autores.

A polpa de celulose, também conhecida como pasta de celulose ou celulose industrial, é obtida da madeira de árvores coníferas e folhosas, como o pínus e o eucalipto, e, em menor proporção, de plantas herbáceas com alta quantidade de celulose no talo, como a cana-de-açúcar. A polpa é formada por fibras de celulose em meio aquoso, que podem ser virgens ou recicladas.

A transformação da madeira em fibras pode seguir um processo químico, mecânico ou térmico. O processo mais comum é chamado de “celulose de sulfato” ou kraft, no qual um licor de cozimento contendo hidróxido de sódio (soda cáustica) e sulfeto de sódio separa as fibras de celulose, geralmente ligadas pela lignina. O processo kraft representa cerca de 70% da fabricação mundial de celulose, resultando em papéis de escrever, imprimir e para usos sanitários. Na produção de celulose, utiliza-se energia elétrica para os motores dos acionamentos mecânicos e energia térmica nas caldeiras e calcinadores, consumida nas etapas de cozimento, branqueamento, evaporação do licor negro e nos processos de secagem.

O consumo de eletricidade é considerado significativo para a produção de papel (EPE, 2022). A lixívia, também conhecida como licor negro, além de ser a principal fonte de energia, é importante para a cogeração e para a autoprodução de eletricidade. Além da autoprodução, esse segmento se destaca como um grande exportador de energia elétrica renovável.

O potencial de substituição pelo biometano abrange 32% dos insumos energéticos do setor. Em caldeiras e fornos, é possível substituir 1,1 milhões de Nm³/dia de gás natural e 0,2 milhões de Nm³/dia de óleo combustível e GLP. Não há informações sobre a destinação do óleo diesel utilizado no setor (EPE; MME, 2018). Além do transporte (principalmente do insumo florestal para a fábrica), o combustível pode ser utilizado em motores de unidades geradoras de pequeno porte. Dessas duas formas, outros 0,1 milhões de Nm³/dia poderiam ser convertidos para biometano.

2.1.2. Pesquisa nas indústrias

Foi realizada uma pesquisa com 216 respondentes das indústrias do estado de São Paulo com o objetivo de avaliar o potencial consumo de biometano no setor industrial. A coleta de dados buscou mapear os tipos de energéticos que estão sendo utilizados atualmente nos processos produtivos e logísticos das indústrias e avaliar a disposição das empresas em substituir ou complementar seus energéticos atuais pelo biometano, considerando seus benefícios.

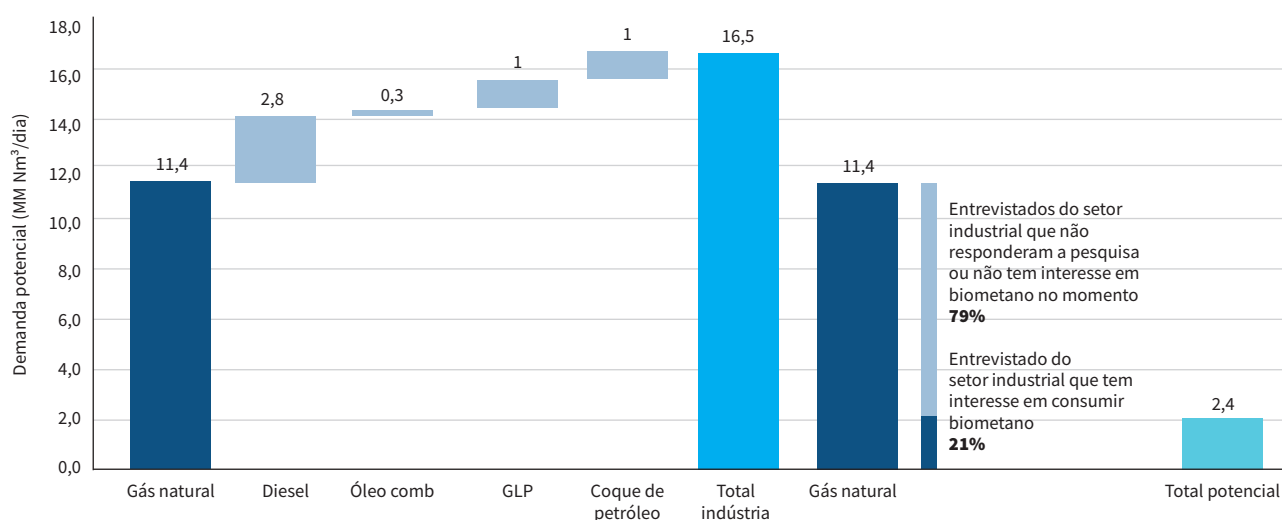
A pesquisa revelou que as indústrias de São Paulo consideraram a possibilidade de utilizar biometano em diferentes proporções como alternativa aos energéticos atualmente utilizados em seus processos. Para o gás natural, a média apontada foi de uma substituição de 60% pelo biometano. Para o óleo diesel, a média de substituição foi de 90%, enquanto para o GLP foi de 72,9%, e para a biomassa, 90%.

Entre as indústrias participantes da pesquisa, metade consideraria adotar o biometano apenas se seu custo fosse igual ao do gás natural. Um aumento de até 5% no custo seria aceitável para 9,8% delas, enquanto apenas 2,0% aceitariam um aumento de até 10%. Nenhuma empresa aceitaria um aumento de 15%, e apenas 1,0% considerariam um aumento superior a 15%. Ressalta-se que 37,3% das indústrias não responderam a essa questão.

A pesquisa avaliou a disposição das indústrias de São Paulo em adotar o biometano como substituto do gás natural, caso a oferta de biometano no mercado cativo fosse viabilizada pela concessionária de gás natural. Os resultados mostraram que 10,8% das empresas estariam dispostas a substituir até 25% do seu consumo total por biometano, 6,9% aceitariam substituir de 26% a 50%, 2,9% adotariam entre 51% e 75% do consumo total, e 12,7% das empresas estariam dispostas a substituir de 76% a 100% do consumo de gás natural por biometano. Por outro lado, 27,5% das indústrias não têm interesse em adotar o biometano, e 39,2% não responderam à pergunta.

Aplicando essas taxas de disposição e interesse das indústrias em substituir o consumo de gás natural por biometano sobre o consumo de 11,4 milhões de Nm³/dia de gás natural calculado anteriormente, obtém-se uma demanda mais provável de biometano pelas indústrias de São Paulo de 2,4 milhões Nm³/dia, conforme mostrado na Figura 15.

Figura 15. Potencial demanda de biometano no setor industrial no curto prazo.



Fonte: Preparado pelos autores.

A pesquisa indicou também que os principais fatores que influenciariam a decisão das indústrias de São Paulo em comprar ou não biometano são, para 23,5% das empresas, o custo em comparação ao gás natural; para 16,7%, os benefícios ambientais do biometano; e para 17,6% a disponibilidade e continuidade do fornecimento. Outros fatores relevantes incluem incentivos fiscais ou subsídios governamentais (8,8%), o impacto positivo na imagem corporativa pela adoção de fontes renováveis (9,8%), o atendimento a compromissos de sustentabilidade assumidos pelo grupo empresarial (9,8%) e a redução da pegada de carbono para atender a mercados específicos (4,9%). Além disso, 8,8% das respostas mencionaram outros fatores.

Os principais desafios identificados pelas indústrias de São Paulo para a transição ao uso de biometano incluem a viabilidade econômica da transição e os custos associados (28,4%), a adequação da infraestrutura em relação ao tempo e ao custo (26,5%) e desafios técnicos relacionados à adequação ou troca dos ativos (25,5%). Outros obstáculos incluem a segurança regulatória (12,7%), o desconhecimento dos benefícios do uso do biogás/biometano (21,6%), e a falta de mão de obra qualificada para operação e manutenção dos novos ativos (7,8%). Apenas 2,9% das indústrias afirmaram não enfrentar nenhuma dificuldade, enquanto 4,9% mencionaram outros desafios e 1,0% destacaram a dificuldade de valorar o atributo ambiental do biometano ou no produto final. Ressalta-se que esta questão foi aberta para mais de uma escolha, por isso, a soma dos percentuais foi maior do que 100%.

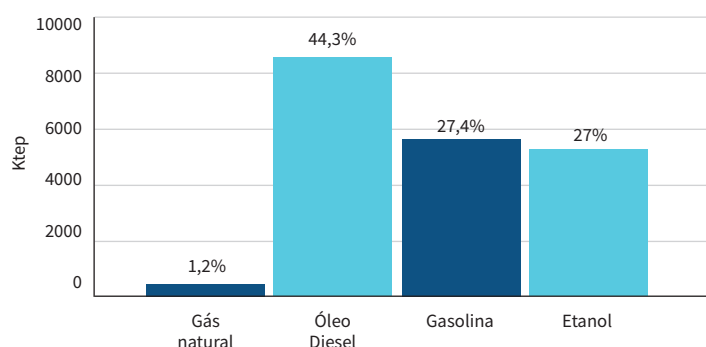
Por fim, as principais necessidades de infraestrutura identificadas para a transição ao uso de biometano pelas indústrias que participaram da pesquisa, incluem a troca de maquinários (35,3%), a infraestrutura de gasoduto (25,5%) e a infraestrutura de estocagem (21,6%). Além disso, 17,6% das indústrias mencionaram a necessidade de infraestrutura de fornecimento por caminhão, como o Gás Natural Comprimido (GNC), enquanto 15,7% destacaram a necessidade de infraestrutura de logística. Apenas 2,9% das empresas já contam com a infraestrutura necessária para a transição, e 4,9% mencionaram outras necessidades. Esta questão também permitiu mais de uma escolha, por isso, a soma dos percentuais foi maior do que 100%.

2.2. Potencial de demanda no transporte

O setor de transporte em São Paulo tem uma demanda energética expressiva, especialmente no transporte rodoviário, que representa 88% do consumo do setor (SEMIL, 2023b). Com uma frota de veículos extensa e dependente de combustíveis fósseis, como diesel e gasolina, o transporte rodoviário é um grande consumidor de energia e um alvo evidente para a transição para o biometano. Veículos pesados, como ônibus e caminhões, são candidatos promissores para a conversão ao biometano, que já possui aplicações comerciais em outras partes do Brasil e no mundo.

O consumo energético do transporte rodoviário do estado de São Paulo representa 26% do consumo nacional e é composto majoritariamente de óleo diesel, gasolina e álcool. A Figura 16 ilustra os diferentes combustíveis usados no transporte rodoviário do estado de São Paulo, onde observa-se que o uso de gás natural no setor ainda é limitado. Além disso, apenas cerca de 0,3 milhões de veículos leves utilizam essa fonte de energia (MTR, 2023).

Figura 16. Consumo de energia no transporte.



Fonte: Preparado pelos autores, com base nos dados da (SEMIL, 2023b).

A demanda por biometano no setor rodoviário pode se manifestar como uma substituição tanto ao uso atual de gás natural quanto ao diesel em veículos pesados, como ônibus e caminhões. Atualmente, empresas como a Scania e a IVECO já apresentam modelos comerciais de caminhões movidos a gás natural, e empresas como a MWM já permitem a conversão de motores de caminhões existentes a diesel para operação a gás natural e biometano. Além disso, o uso de biometano em veículos leves pode se tornar uma opção viável, a partir do uso de kits que são atualmente utilizados para abastecer veículos com gás natural veicular.

2.2.1. Análise do custo total de propriedade dos veículos

Para cada segmento de transporte, foi realizada uma análise de competitividade dos diferentes combustíveis a partir da análise do Custo Total de Propriedade (TCO – *total cost of ownership*), que permite estabelecer os subsegmentos de transporte mais competitivos para a substituição e integração do consumo de biometano no setor, visando a posterior análise da demanda potencial. A análise do TCO dos veículos foi feita com base nas equações listadas a seguir.

$$TCO \left(\frac{R\$}{km} \right) = CAPEX \left(\frac{R\$}{km} \right) + OPEX \left(\frac{R\$}{km} \right) + \text{Custo Combustível} \left(\frac{R\$}{km} \right)$$

$$CAPEX \left(\frac{R\$}{km} \right) = \frac{CAPEX(R\$)}{\gamma} \times \frac{\alpha}{1-(1+\alpha)^{-\beta}}$$

ONDE

γ =utilização (km/ano) $\times\beta$ (anos)

α =taxa de desconto (%)

β =tempo de vida útil (anos)

$$\text{Custo Combustível} \left(\frac{R\$}{km} \right) = \text{Consumo Combustível} \times \text{Preço combustível}$$

Da Tabela 17 à Tabela 20 são apresentadas as premissas utilizadas para essa análise de cada segmento de veículo.

Tabela 17. Premissas adotadas para carros leves de média e alta quilometragem.

	Dados	Unidade	Gasolina	GNV	Biometano	Etanol	Elétrico	Referências	
Carros leves de média quilometragem	Capex	R\$/km	0,65	0,67	0,67	0,65	1,29	FIPE (2024) [*]	
	Vida útil	Anos	4						INFOMONEY (2024)
	Utilização	km/ano	15.030						MCTI (2014)
	Opex	R\$/km	0,42	0,29	0,29	0,42	0,34	AUTOMATIVE NOW (2024)	
	Consumo de combustível	-	0,09 L/km	0,1 m3/km	0,1 m3/km	0,07 L/km	0,2 kWh/km	SERGAS (2024)	
Carros leves de alta quilometragem	Capex	R\$/km	0,27	0,28	0,28	0,27	0,54	FIPE (2024) [*]	
	Vida útil	Anos	4						INFOMONEY (2024)
	Utilização	km/ano	36.000						MCTI (2014)
	Opex	R\$/km	0,20	0,15	0,15	0,20	0,16	AUTOMATIVE NOW (2024)	
	Consumo de combustível	-	0,09 L/km	0,1 m3/km	0,1 m3/km	0,07 L/km	0,2 kWh/km	SERGAS (2024)	

^{*} Para o CAPEX de veículos leves a GNV, foi considerado um custo adicional de R\$ 3650 para adaptação para uso de kit gás.
Fonte: Preparado pelos autores.

Tabela 18. Premissas adotadas para ônibus urbanos e rodoviários.

	Dados	Unidade	Diesel	GNV	Biometano	Elétrico	Referências		
Ônibus Urbanos	Capex	R\$/km	0,23	0,27	0,27	0,41	FIPE (2024)		
	Vida útil	Anos	8						TRC (2024)
	Utilização	km/ano	56.916						MCTI (2014)
	Opex	R\$/km	0,14	0,15	0,15	0,11		TRC (2024)	
	Consumo de combustível	-	0,5 L/km	0,6 m3/km	0,6 m3/km	1,23 kWh/km		MMA (2013); OLIVEIRA et al. (2005); ZEBRA (2022); DIÁRIO DO TRANSPORTE (2024); EPE (2024a)	
Ônibus rodoviários	Capex	R\$/km	0,24	0,28	0,28	0,43	FIPE (2024) ^{**}		
	Vida útil	Anos	6						TRC (2024)
	Utilização	km/ano	95.257						MCTI (2014)
	Opex	R\$/km	0,14	0,15	0,15	0,11		TRC (2024)	
	Consumo de combustível	-	0,3 L/km	0,4 m3/km	0,4 m3/km	0,8 kWh/km		MMA (2013); OLIVEIRA et al. (2005); ZEBRA (2022); DIÁRIO DO TRANSPORTE (2024); EPE (2024a)	

^{**} Para o CAPEX de veículos pesados (ônibus e caminhões) considerou-se um aumento de 13.5% do CAPEX conforme conversas com a Scania.
Fonte: Preparado pelos autores.

Tabela 19. Premissas adotadas para veículos pesados.

	Dados	Unidade	Diesel	GNV	Biometano	Elétrico	Referências	
Caminhões Leves	Capex	R\$/km	0,23	0,26	0,26	0,36	FIPE (2024)	
	Vida útil	Anos	6					CARGOX (2024)
	Utilização	km/ano	55.387					MCTI (2014)
	Opex	R\$/km	0,39	0,44	0,44	0,32	O TEMPO (2024)	
	Consumo de combustível	-	0,18 L/km	0,24 m3/km	0,24 m3/km	0,48 kWh/km	MCTI (2014); JAC MOTORS (2024)	
Caminhões médios	Capex	R\$/km	0,14	0,16	0,16	0,24	FIPE (2024)	
	Vida útil	Anos	8					CARGOX (2024)
	Utilização	km/ano	82.056					MCTI (2014); INTERNATIONAL BENCHMARKING (2021)
	Opex	R\$/km	0,28	0,31	0,31	0,23	O TEMPO (2024)	
	Consumo de combustível	-	0,22 L/km	0,30 m3/km	0,30 m3/km	0,59 kWh/km	MCTI (2014); JAC MOTORS (2024)	
Caminhões semipesados	Capex	R\$/km	0,17	0,20	0,20	-	FIPE (2024)	
	Vida útil	Anos	8				-	CARGOX (2024)
	Utilização	km/ano	98.487				-	MCTI (2014)
	Opex	R\$/km	0,24	0,26	0,26	-	O TEMPO (2024)	
	Consumo de combustível	-	0,29 L/km	0,39 m3/km	0,39 m3/km	-	MCTI (2014); JAC MOTORS (2024)	
Caminhões pesados	Capex	R\$/km	0,24	0,28	0,28	-	FIPE (2024)	
	Vida útil	Anos	8				-	CARGOX (2024)
	Utilização	km/ano	102.132				-	MCTI (2014)
	Opex	R\$/km	0,23	0,26	0,26	-	O TEMPO (2024)***	
	Consumo de combustível	-	0,5 L/km	0,7 m3/km	0,7 m3/km	-	MCTI (2014); JAC MOTORS (2024)	

*** Para caminhões pesados, foram utilizadas as relações fornecidas pela Scania para consumo de combustível (2 km/L diesel e 1,5 km/m3 de gás)
Fonte: Preparado pelos autores.

Tabela 20. Premissas adotadas para os valores dos combustíveis.

Combustível	Valores	Referência
Gasolina (R\$/L)	5,61	PETROBRAS (2024)
Diesel (R\$/L)	5,99	PETROBRAS (2024)
GNV (R\$/m3)	3,0	ARSESP (2024)
GNV Frota (R\$/m3)	2,8	ARSESP (2024)
Varição do valor do biometano (R\$/m3)	2,8 – 5,3	Valor calculado na potencial oferta
Etanol (R\$/L)	2,7	PETROBRAS (2024)
Elétrico (R\$/KWh)	0,4	Estudo Interno PSR

Fonte: Preparado pelos autores

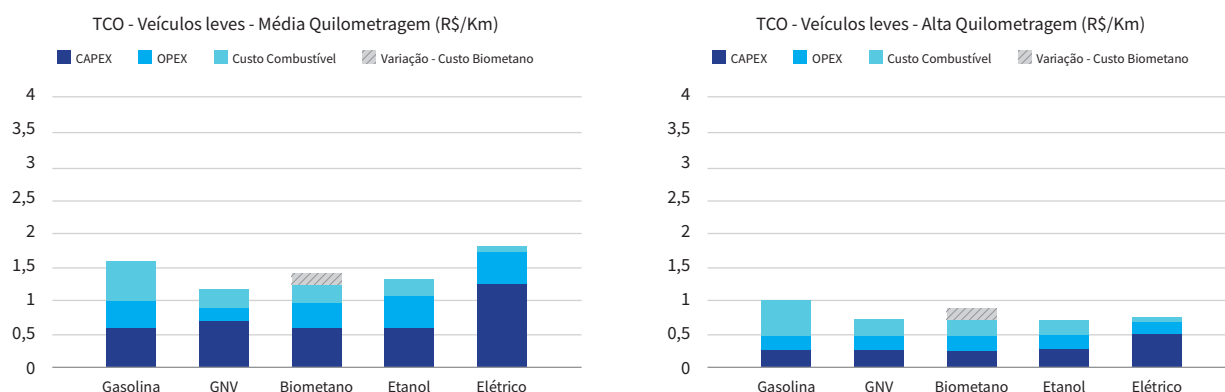
CUSTO TOTAL DE PROPRIEDADE DOS VEÍCULOS LEVES

A análise do TCO de veículos leves, presente na Figura 17, mostra que os veículos movidos à GNV e a biometano são competitivos frente ao uso de gasolina, tanto para uma utilização média quanto para uma utilização alta. É possível perceber também que frente à gasolina, o etanol também seria mais competitivo, podendo inclusive ser mais competitivo frente ao gás natural ou ao biometano, para veículos de alta quilometragem. Essa competitividade é uma das razões para o estado de São Paulo ter uma menor participação de veículos movidos a GNV frente ao estado do Rio de Janeiro (1,7 milhões de veículos a GNV), por exemplo (MTR, 2023).

A competitividade dos veículos elétricos a preços atuais ainda é baixa em relação a outros combustíveis, exceto em situações de alta quilometragem em que o elétrico se torna mais competitivo que o veículo a combustão movido a gasolina. No entanto, espera-se que, devido a inovações tecnológicas e ao aumento da produção local, os custos dos veículos elétricos diminuam, impulsionando sua adoção e contribuindo para a descarbonização do setor, junto ao etanol e ao biometano.

Observa-se que o biometano enfrenta desafios para se inserir no segmento de veículos leves, especialmente em relação ao etanol, que é mais competitivo em termos de preço. A adoção do biometano em veículos de alta quilometragem é improvável devido à sensibilidade a preços. Para veículos de média quilometragem, desvantagens do kit gás, como perda de potência e espaço, podem limitar a aceitação do biometano. Portanto, a demanda por biometano para veículos leves deve ser baixa, a menos que haja uma mistura de biometano na rede de gás, permitindo que veículos que já utilizam GNV consumam uma fração de biometano.

Figura 17. Custo total de propriedade de carros de média e alta quilometragem (R\$/km).



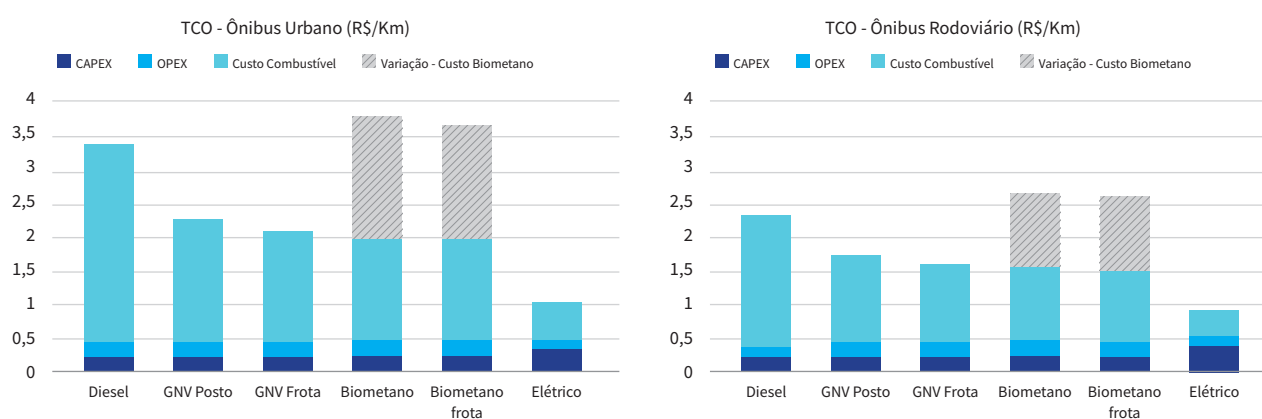
Fonte: Preparado pelos autores.

CUSTO TOTAL DE PROPRIEDADE DOS ÔNIBUS

Em 2023, a frota de ônibus do estado de São Paulo era de 303 mil veículos, representando 26% da frota nacional (MTR, 2023). Os ônibus movidos a GNV ainda estão em fase de teste no Brasil, com apenas 18 licenciamentos desde 2005. Iniciativas como a demonstração de um microônibus a GNV em Jacareí e um ônibus movido a gás em Ponta Grossa mostram a viabilidade do uso de GNV, com redução de emissões e custos operacionais.

A análise do TCO, presente na Figura 18, indica que, apesar do menor custo do veículo a GNV e/ou biometano comparado ao diesel, ônibus elétricos são ainda mais econômicos por quilômetro, seja para ônibus urbanos ou rodoviários. No caso de ônibus rodoviários, a adoção de combustíveis alternativos ao diesel ainda enfrenta desafios relacionados à falta de infraestrutura de abastecimento. Os ônibus elétricos apresentam ainda limitação com relação a sua autonomia, dado que atualmente a média de autonomia varia entre 200 e 250 km, comparado aos 450 km dos ônibus convencionais (ESTADÃO, 2023). Contudo, essa barreira poderá ser reduzida no médio prazo, dado que algumas empresas estão trabalhando no desenvolvimento de ônibus com uma autonomia ampliada, como é o caso da BYD que anunciou um ônibus capaz de percorrer até 400 km entre recargas da bateria (MOBILIDADE ESTADÃO, 2020).

Figura 18. Custo total de propriedade de ônibus rodoviários e urbanos (R\$/km).



Fonte: Preparado pelos autores.

CUSTO TOTAL DE PROPRIEDADE DOS VEÍCULOS PESADOS

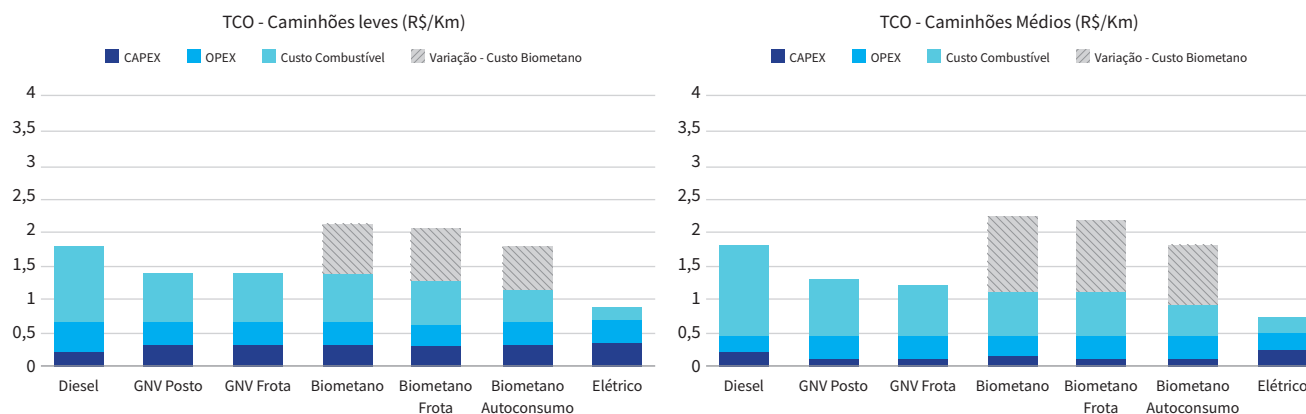
A frota total de caminhões no estado de São Paulo é de 1,74 milhões de veículos, representando 23% da frota total de caminhões do país (MTR, 2023). Embora a participação de caminhões movidos a GNV seja atualmente baixa, com um acumulado de 505 veículos licenciados desde 2018, empresas, como a Scania e IVECO, estão lançando novos modelos com potências cada vez maiores (ANFAVEA, 2023).

A troca de combustíveis fósseis por biometano no setor de transportes pesados apresenta um enorme potencial devido aos altos custos desses veículos com combustíveis e à busca das empresas pela redução de emissões.

Um exemplo desse movimento é a iniciativa da PepsiCo, que está implementando um projeto de biometano em Itu, São Paulo, onde será estabelecido um posto de abastecimento para 50 caminhões movidos a gás de sua própria frota. Com a transição do gás fóssil para o biometano, a expectativa é reduzir cerca de 1,9 mil toneladas por ano das emissões de gases de efeito estufa (GEE) na frota. Outro exemplo é a L'Oréal, que optou por migrar o abastecimento de sua frota de caminhões, anteriormente movida a gás natural, para biometano, em parceria com a fornecedora Gás Verde. Além disso, a Gás Verde e a L'Oréal uniram esforços para inaugurar o primeiro posto de abastecimento de biometano na América Latina, próximo ao Centro de Distribuição Gaia, no Rio de Janeiro, o segundo maior da L'Oréal na região.

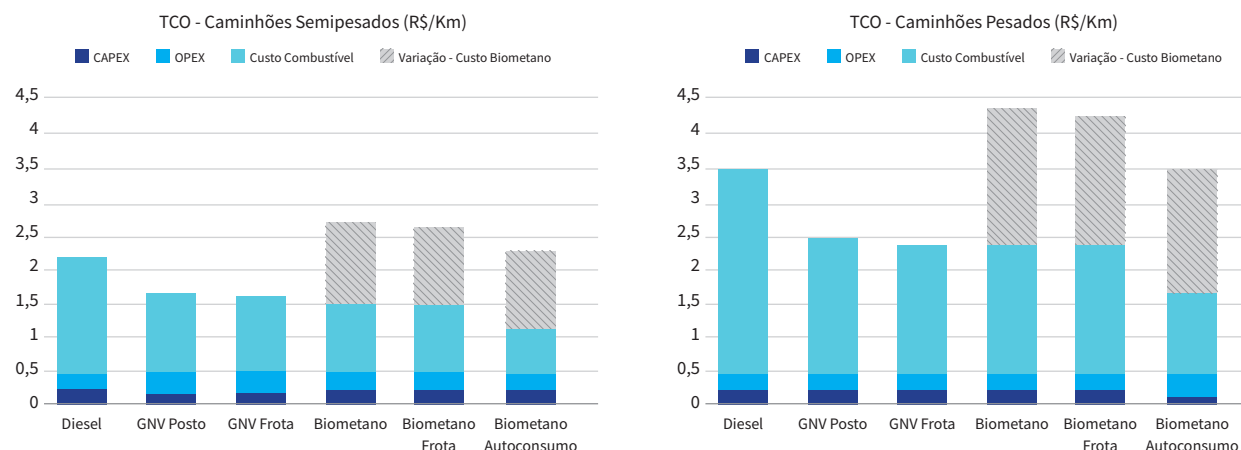
A viabilidade da utilização de biometano em caminhões está vinculada ao tamanho dos caminhões, os quais são classificados entre leves, médio, semipesados e pesados. A Figura 19 e a Figura 20 ilustram os custos totais de propriedade para cada categoria.

Figura 19. Custo total de propriedade de caminhões leves e médios (R\$/km).



Fonte: Preparado pelos autores.

Figura 20. Custo total de propriedade de caminhões pesados e semipesados (R\$/km).



Fonte: Preparado pelos autores.

Para caminhões semipesados e pesados, a viabilidade dos veículos elétricos é limitada devido a uma série de desafios técnicos e econômicos significativos. Enquanto os caminhões leves e médios são adequados para a eletrificação, especialmente em ambientes urbanos e rotas mais curtas, a aplicação dessa tecnologia em caminhões semipesados e pesados enfrenta obstáculos substanciais.

A principal preocupação é a capacidade das baterias. Os caminhões pesados exigem baterias maiores para fornecer energia suficiente para longas distâncias, cargas pesadas e terrenos variados. As baterias de íon-lítio, que são as mais comuns em veículos elétricos, ainda não possuem a densidade de energia necessária para competir com os combustíveis tradicionais em termos de autonomia e capacidade de carga.

O tempo de recarga das baterias é uma outra barreira significativa. Dado que os caminhões pesados de-

pendem de cronogramas de entrega rigorosos e eficiência operacional, os tempos prolongados de recarga podem resultar em períodos de inatividade indesejados, afetando a produtividade e a lucratividade das empresas de transporte.

Em contrapartida, a tecnologia de gás natural e biometano surge como uma alternativa mais viável para caminhões semipesados e pesados. Esses combustíveis oferecem uma densidade energética comparável à do diesel, garantindo uma autonomia suficiente para longas distâncias. Com foco somente nesse segmento, o consumo potencial de biometano no transporte cairia de 42 milhões de Nm³/dia para próximo de 15,5 milhões de Nm³/dia.

2.2.2. Substituição do diesel em usinas sucroenergéticas

Um grande potencial de curto prazo para o uso do biometano está no autoconsumo de plantas produtoras de biometano. Esse consumo traria diversos benefícios, como uma maior viabilidade econômica frente ao diesel, a limitada necessidade de expansão de infraestrutura de gasodutos, a autossuficiência energética da planta e o fato de o consumo acompanhar a sazonalidade da produção.

A partir de dados disponibilizados pela União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA), a indústria sucroenergética do estado de São Paulo consome em média 1,5 bilhões de litros de diesel por safra. A título de comparação, o consumo total de óleo diesel no estado de São Paulo em 2022 foi de 13 bilhões de litros; portanto, a indústria sucroenergética representa 11,5% do consumo (SEMIL 2023b). O consumo de diesel é relevante para essa indústria pois é usado em caminhões para transporte da cana e dos produtos finais, tratores para preparação do solo e em operações agrícolas como plantio, motobombas para irrigação e colheitadeiras para colheita de cana.

Caso todo o diesel fosse substituído por biometano, isso representaria uma demanda de aproximadamente 4,1 milhões de Nm³/dia. No entanto, devido à limitada disponibilidade de maquinários adequados para uso com biometano, as indústrias sucroenergéticas estão consumindo bem abaixo do seu potencial.

Atualmente, segundo informações da Cocal, os maquinários movidos a biometano disponíveis no mercado incluem tratores, motobombas e caminhões com até 440 cv (COCAL, 2023). Contudo, notícias recentes da Scania indicam a iminente entrada de caminhões de 460 cv movidos a biometano no mercado.

Em conversas com empresas e dados disponibilizados, verificou-se que a Cocal substituiu apenas 3% de seu consumo de diesel por biometano, a Adecoagro informou que substituiu 15%, e a GEO informou que substituiu 20%. A MWM, empresa que produz motores e equipamentos a biometano, afirmou que 20% seria uma taxa muito otimista, fugindo do padrão do mercado. Por isso, no curto prazo, nos próximos 5 a 6 anos, é esperado que 15% do diesel seja substituído por biometano.

Assim, considerando as limitações técnicas e que apenas 15% dos 1,5 bilhões de litros de diesel poderiam ser substituídos por biometano, obtém-se um consumo de 225 MMm³/ano de biometano. Dividindo igualmente esse valor pelo número de dias do ano, estimamos que o potencial de consumo de biometano no curto prazo pela indústria sucroenergética seria de aproximadamente 615 mil Nm³/dia.

2.2.3. Programa de biometano no transporte pesado

Pela análise de TCO, o biometano poderá ser competitivo em relação ao diesel para caminhões pesados e semipesados. Contudo, ainda é necessário estabelecer uma infraestrutura para abastecimento desses veículos. Uma solução interessante seria o estabelecimento de corredores sustentáveis estrategicamente selecionados, para abarcar a maior quantidade de veículos com o menor custo de infraestrutura. Essa solução, que já foi implementada em outros países, como Itália, Espanha e Estados Unidos, vem sendo discutida no Brasil como uma forma de reduzir as emissões associadas ao transporte rodoviário.

O setor de transporte brasileiro já conta com uma parcela significativa de combustíveis renováveis, como o etanol e o biodiesel. No entanto, o etanol ainda é limitado a veículos leves e a participação do biodiesel na mistura com o diesel ainda é baixa, sendo atualmente de 14%, com aumento recentemente aprovado pela Lei Nº 14.993/2024 (Lei do Combustível do Futuro) de 1% ao ano até chegar a 20% em 2030. Essas questões evidenciam a necessidade de desenvolver combustíveis alternativos que poderiam reduzir a emissão de poluentes para veículos pesados, como o biometano e o gás natural.

A transição para o uso de gás natural e biometano no transporte de cargas traria benefícios não só ambientais, mas também econômicos. A substituição do diesel por biometano reduziria a importação do combustível fóssil, além de permitir a descentralização da demanda de combustíveis gasosos, que hoje é mais concentrada em regiões com acesso à infraestrutura existente de distribuição de gás. Essa descentralização ajudaria a viabilizar a expansão da infraestrutura de distribuição de gás, dado que já haveria demanda pelo combustível.

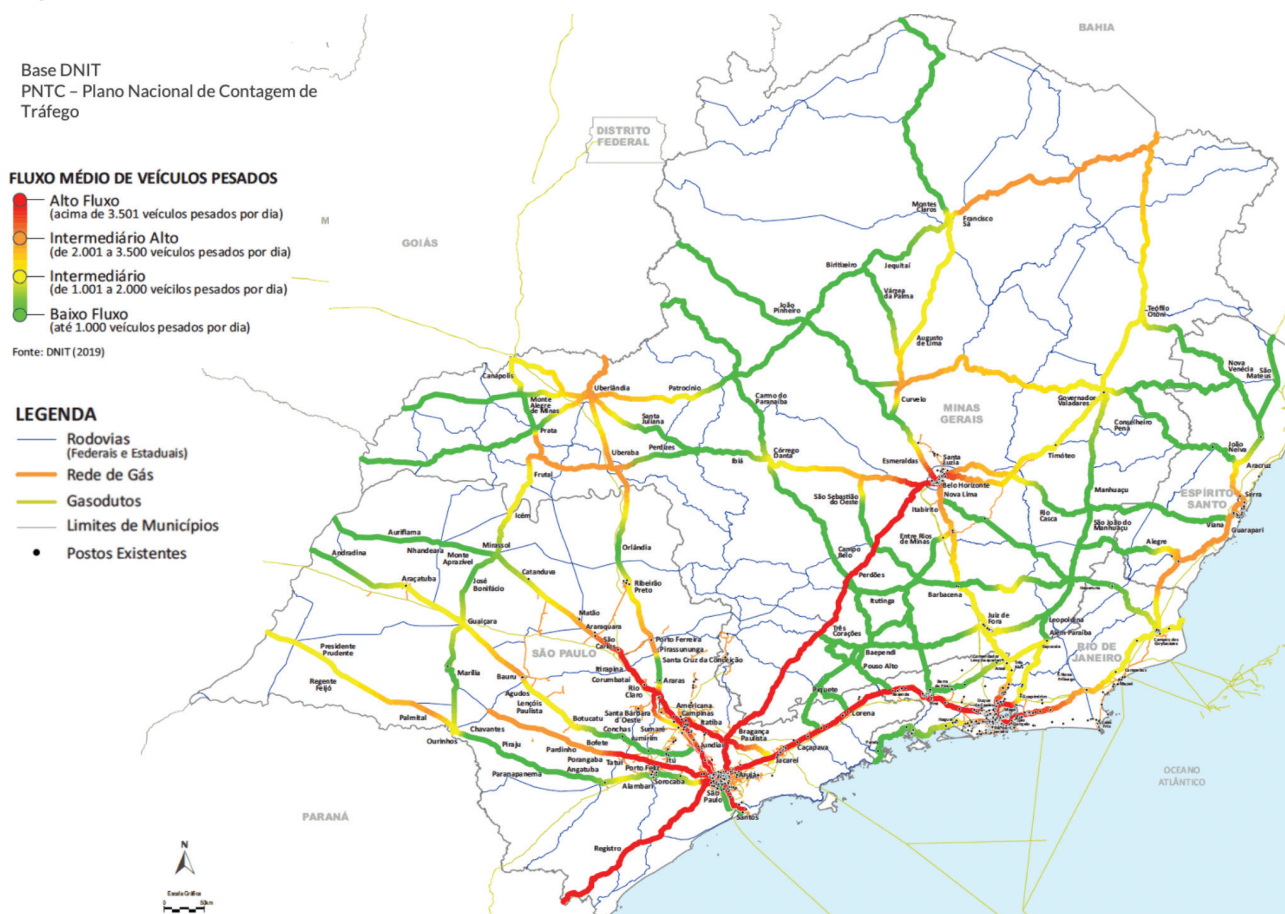
O biometano, assim como o gás natural, poderá ser disponibilizado em postos localizados em rodovias, em postos próprios do produtor para autoconsumo ou em postos privados para frotas de grandes empresas. A principal motivação para esse consumo pode incluir incentivos fiscais e não fiscais, redução de custos em relação ao diesel, melhoria da nota de CBIO e benefícios ambientais associados ao uso de um combustível mais limpo.

O desenvolvimento de um programa de corredores sustentáveis para veículos pesados no estado de São Paulo envolveria várias etapas, incluindo: definição do escopo, identificação das principais infraestruturas de abastecimento necessária, escolha de estratégia de expansão e cálculo de investimentos para implementação do programa. A implementação ocorreria em fases, começando com biometano e gás natural e, futuramente, incluindo eletrificação e hidrogênio. O mapeamento dos stakeholders é essencial, com concessionárias de gás e rodovias, empresas de logística, postos de abastecimento, sindicatos e a Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) desempenhando papéis-chave. A colaboração entre estados vizinhos e financiadores também é crucial para o sucesso da iniciativa.

A operacionalização do programa inclui o mapeamento das infraestruturas existentes e estratégias de expansão, priorizando rodovias com alta circulação de veículos pesados. O projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) 33 da Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP) identificou 151 postos de GNV no Sudeste e propôs a adaptação desses postos em três "ondas" (ARSESP, 2021). Esses postos interligam rotas logísticas importantes como Rio de Janeiro – São Paulo, São Paulo – Curitiba, Ribeirão Preto – Santos, Rio de Janeiro – Belo Horizonte e São Paulo – Vitória.

A alta circulação de veículos pesados nesses eixos é evidenciada pelo mapa de fluxo rodoviário, presente na Figura 21, destacando a georreferenciação das melhores posições das infraestruturas de abastecimento, a partir de dados do Departamento Nacional de Infraestrutura de Transporte (DNIT) e do Plano Nacional de Contagem de Tráfego (PNCT).

Figura 21. Mapa dos fluxos rodoviários.



Fonte: Consulgas, 2021.

A identificação das principais rotas utilizadas por veículos pesados nas rodovias do Sudeste possibilita determinar locais estratégicos com postos já existentes para abastecimento de GNV, que poderiam fornecer gás natural e biometano, além de indicar locais para a instalação de novos postos de abastecimento.

CENÁRIOS DE IMPLEMENTAÇÃO DE UM PROGRAMA DE CORREDORES SUSTENTÁVEIS

A análise de um programa de corredores sustentáveis no Estado de São Paulo requer a discussão de cenários para possibilitar uma avaliação quantitativa de custos e benefícios. Para calcular os impactos desse programa, as principais variáveis a serem consideradas incluem: a quantidade de novos veículos pesados vendidos, a rodagem anual desses veículos, a taxa de inserção do biometano nessa frota, a quantidade de novos caminhões e equipamentos agrícolas adotados por empresas que possuem plantas de biometano, a infraestrutura de abastecimento existente e os investimentos necessários na adaptação desses postos.

Nesse estudo, foram criados três cenários de incentivo à demanda: “base”, “moderado” e “acelerado”. O cenário base considerou a manutenção dos incentivos e da infraestrutura atual no estado de São Paulo e, portanto, a manutenção da taxa de inserção anual de caminhões a gás que já está ocorrendo no Estado. Enquanto isso, os cenários moderado e acelerado admitiram que uma inserção maior de caminhões a gás poderia ser possível com a adoção de alguns incentivos e por investimentos em infraestrutura de abastecimento.

Para a avaliação dos impactos, considerou-se como premissa um horizonte de 2025 até 2030. Para cada um dos cenários definidos, foi calculado o impacto que as medidas propostas teriam sobre a demanda de biometano e de gás natural, além dos investimentos no setor. Esses cálculos utilizaram como base um conjunto de premissas, definidas a partir das características atuais do transporte pesado no Estado, além de referências internacionais de programas de corredores sustentáveis já implementados, e de conversas com especialistas.

A primeira premissa adotada foi a limitação do escopo do programa de incentivo a caminhões semipesados e pesados, com base nas análises de TCO. As vendas anuais de veículos dessas duas categorias foram a base para o cálculo da inserção de veículos a gás. A referência utilizada para essa premissa foi o último dado divulgado pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB), que é de 2022, ano no qual foram vendidos 13.343 caminhões pesados e 6.848 caminhões semipesados (CETESB, 2022). Foi assumido que esse crescimento se manteria pelo horizonte do estudo, de modo que o programa de incentivo à demanda somente incentivaria a compra de veículos a gás em vez de veículos a diesel, sem motivar uma renovação mais acelerada da frota.

As vendas de veículos pesados e semipesados e as taxas de inserção de veículos a gás adotadas em cada cenário serviram como base para o cálculo de consumo de combustíveis dos veículos. Para isso, assumiram-se as características técnicas dos veículos fabricados pela Scania, uma vez que apresentam opções a diesel e a gás. Foram adotados os parâmetros do modelo Scania linha P com motor de 340 cv para representar os caminhões semipesados, e o Scania linha R com motor de 410 cv para representar os caminhões pesados*. Além das características técnicas dos veículos, foram adotados como premissa o preço de venda dos combustíveis utilizados e os parâmetros de rodagem média e consumo específico de combustível dos veículos, provenientes das premissas utilizadas na análise do TCO para caminhões semipesados e pesados.

Para cada cenário também foram adotadas premissas de investimento em infraestrutura de abastecimento. Utilizou-se como base o mapeamento da infraestrutura de abastecimento existente e os investimentos necessários realizados dentro do P&D 33 da ARSESP. Contudo, esse P&D analisou todos os estados da região Sudeste, por isso, apesar de terem sido mapeados 39 postos no P&D, que estão em rodovias que passam pelo Estado de São Paulo, foram considerados apenas os postos presentes em municípios de São Paulo.

No cenário base, assumiu-se uma participação de 0,7% dos veículos a gás nas vendas de caminhões pesados e semipesados. Não foi considerado nenhum incentivo fiscal ou investimento em infraestrutura que pudesse estimular o crescimento de veículos a gás, por isso, a taxa de 0,7% representa exatamente o percentual de caminhões novos a gás, vendidos em 2022, sobre o valor total.

Adotou-se também uma taxa de inserção de biometano nesses veículos de 8,5%. A taxa de consumo de biometano sobre os veículos a gás foi obtida a partir de relatório da Transport & Environment que calculou

* É importante ressaltar que o programa de incentivo à demanda não se limita a esses modelos de caminhões. Eles foram somente considerados como base para facilitar os cálculos realizados.

a participação do biometano no consumo total de gás no transporte rodoviário europeu (TRANSPORT & ENVIRONMENT, 2018). Em relação à adoção do biometano em substituição ao diesel em plantas sucroenergéticas, adotou-se uma taxa de 9% sobre a demanda atual de diesel desse setor cuja substituição por biometano já é tecnicamente viável, considerando os equipamentos e veículos disponível no mercado. Esse valor foi obtido considerando o percentual representativo do consumo de diesel nas usinas sucroenergéticas do Estado que já possuem plantas de biogás ou biometano em operação ou em implementação.

No cenário moderado, em virtude de incentivos moderados, estimou-se que o percentual de caminhões a gás em novos licenciamentos alcançaria 3%, sendo que, desses, haverá a inserção de 8,5% de biometano no consumo total de gás, mantendo-se a taxa de inserção do cenário base. A taxa de adoção de biometano em substituição ao diesel em plantas sucroenergéticas foi estimada em 30%, considerando a primeira onda de investimentos presente na análise de polos, que será detalhada a posteriori.

No cenário acelerado, estimou-se que o percentual de novos veículos vendidos a gás aumentaria de 3% para 5%. Como não foram adotadas mudanças no incentivo ao biometano entre o cenário base e o cenário acelerado, manteve-se a taxa de inserção de biometano de 8,5%. A taxa de adoção de biometano em substituição ao diesel em plantas sucroenergéticas foi estimada em 60%, considerando a primeira e a segunda onda de investimentos presente na análise de polos.

Por fim, uma sensibilidade foi criada com base no cenário acelerado, considerando a possibilidade de um cenário acelerado com mais incentivos, como medidas de política pública que favoreçam a competitividade de biometano. O cenário acelerado com mais incentivos analisado foi baseado em uma proposta para o Estado de São Paulo, resultando em: 1% nos três primeiros anos, 2% no quarto ano e 3% no quinto ano. Estes valores correspondem a aproximadamente 135 mil m³ por dia no primeiro ano até 420 mil m³ por dia no último ano. Os incentivos adicionais seriam somente para consumidores de GNV, garantindo que haja uma participação do biometano no gás natural e, portanto, a sustentabilidade dos corredores. Esses valores representariam de 20% a 60% do consumo atual de GNV do estado de São Paulo. Portanto, para o cenário acelerado com mais incentivos, foram adotados esses níveis de participação do biometano no GNV consumido pelos caminhões.

A Tabela 21 apresenta os resultados obtidos na avaliação dos impactos em cada cenário no horizonte de tempo projetado de 2025 a 2030.

Tabela 21. Quadro resumo dos impactos analisados por cenários.

Impactos analisados	Unidades	Cenário base	Cenário moderado	Cenário acelerado	Cenário acelerado com mais incentivos
Novos caminhões a gás nos corredores	Nº de caminhões	848	3.634	6.057	6.057
Novos equipamentos agrícolas e caminhões do autoconsumo	Nº de equipamentos e caminhões	726	2.421	4.843	4.843
Demanda de gás natural	Milhões m ³ /dia	0,12	0,53	0,88	0,39
Demanda de biometano	Milhões Nm ³ /dia	0,07	0,23	0,45	0,95
Investimentos necessários em equipamentos e caminhões	Milhões R\$	1.574	6.143	10.941	10.941
Investimentos necessários em infraestrutura de abastecimento	Milhões R\$	-	5,40	13,90	13,90

Fonte: Preparado pelos autores.

Em relação à adoção de caminhões a gás do programa, o número de caminhões novos vendidos a gás varia de 848 no cenário base, 3.634 no cenário moderado, 6.057 no cenário acelerado. Além disso, a adoção de caminhões e equipamentos agrícolas no autoconsumo varia de 726 no cenário base a 4.843 no cenário acelerado. A demanda de gás natural aumenta de 0,12 MMm³/dia no cenário base para 0,88 MMm³/dia no cenário acelerado. Da mesma forma, a demanda de biometano cresce de 0,07 MMm³/dia no cenário base para 0,95 MMm³/dia no cenário acelerado com mais incentivos.

Os investimentos necessários em caminhões a gás e a biometano e equipamentos agrícolas a biometano aumentam de R\$ 1.574 milhões no cenário base para R\$ 10.941 milhões no cenário acelerado. Os investimentos necessários em infraestrutura de abastecimento são nulos no cenário base, pois não são considerados novos postos de abastecimento. No cenário moderado, calcula-se um investimento de R\$ 5,4 milhões em adaptações de infraestrutura de abastecimento, enquanto no cenário acelerado o investimento é de R\$ 13,9 milhões para a construção de novas infraestruturas de abastecimento e adaptações necessárias.

2.3. Viabilidade de novos mercados

Além do grande potencial de uso direto do biometano para a substituição de combustíveis fósseis, o biometano pode ainda ser utilizado como matéria-prima para a produção de combustíveis avançados, incluindo hidrogênio, combustíveis de aviação sustentáveis (SAF – Sustainable Aviation Fuels), diesel verde e metanol.

HIDROGÊNIO

Nos últimos anos, houve um notável aumento no interesse pelo hidrogênio (H₂) de baixa emissão de carbono. Esse interesse está relacionado ao objetivo de viabilizar o uso do H₂ na redução das emissões em setores considerados desafiadores em termos de descarbonização (hard-to-abate), como o transporte de longa distância, a geração de calor em altas temperaturas e as indústrias siderúrgica e de fertilizantes.

Existem diversos métodos possíveis para a produção de H₂ com baixa emissão de carbono. O método de produção de H₂ a partir de biometano é o mesmo adotado para a produção de hidrogênio cinza (reforma a vapor do metano), sem a necessidade de adaptações adicionais, resultando na produção de CO₂ biogênico como subproduto. Portanto, o biometano poderá desempenhar um papel importante no futuro mercado potencial de H₂ de baixo carbono no Brasil, permitindo o uso das instalações existentes para a produção de hidrogênio fóssil.

SAF – COMBUSTÍVEIS SUSTENTÁVEIS DE AVIAÇÃO

O SAF pode ser produzido a partir de uma variedade de matérias-primas, como óleo de cozinha usado, resíduos municipais, resíduos agrícolas, resíduos florestais, culturas energéticas, entre outros. As matérias-primas utilizadas geralmente absorvem CO₂ da atmosfera durante sua produção, proporcionando, assim, uma redução líquida nas emissões de CO₂ em comparação aos combustíveis fósseis, cujo valor depende da rota e da matéria-prima utilizada.

Existem várias rotas de produção SAF, incluindo hidroprocessamento, pirólise, gaseificação e fermentação. O biometano pode ser utilizado na rota Fischer-Tropsch (FT), na qual é transformado em gás de síntese por meio de reforma catalítica. Em seguida, o gás é introduzido em um reator de Fischer-Tropsch, onde ocorrem reações catalíticas de polimerização que convertem o gás em hidrocarbonetos longos. Esse processo possui potencial para reduzir de 85% a 94% as emissões de GEE frente ao uso de querosene de aviação (MCKINSEY & COMPANY, 2020).

Apesar do consumo considerável de combustíveis de aviação, o Brasil ainda não ingressou no mercado de SAF. Diferentemente dos países europeus, que estão mais avançados na produção de SAF, o Brasil possui matéria-prima em abundância, mas ainda carece da infraestrutura e dos incentivos necessários para a produção em grande escala.

DIESEL VERDE

O diesel verde é obtido pelo mesmo processo de produção do SAF. No caso da utilização do biogás/biometano, a síntese de Fischer-Tropsch garante uma participação de 25% a 60% de diesel verde na composição do combustível líquido gerado (MCKINSEY & COMPANY, 2021). O diesel verde oferece maior flexibilidade de uso em motores a diesel, em comparação ao biodiesel, por ser um combustível drop-in. Devido a essa característica, não são necessárias modificações em equipamentos e infraestrutura. Além disso, o diesel verde proporciona uma redução significativa nas emissões de GEE em relação ao diesel fóssil, de aproximadamente 87% (cerca de 30 gCO₂/MJ) (ICCT, 2021).

Por ser um combustível drop-in, o diesel verde também pode ser adicionado em qualquer porcentagem ao diesel comercializado, o que facilita sua implementação em larga escala e assim permite a exploração de uma variedade maior de matérias-primas para sua produção. No entanto, desafios relacionados a custos e regulamentações podem atrasar a implementação em larga escala do diesel verde no Brasil, especialmente no uso da rota FT, que ainda não tem projetos comerciais previstos no curto prazo.

METANOL

A produção de metanol a partir do biometano segue uma rota tecnológica muito similar à dos combustíveis avançados mencionados anteriormente, sendo necessária a produção de gás de síntese como produto intermediário, por meio da reforma do biometano. O processo subsequente de conversão do gás de síntese em biometano é uma tecnologia catalítica já disponível no mercado.

No Brasil, o crescimento do consumo de metanol nos últimos anos deve-se principalmente ao aumento da participação obrigatória do biodiesel na mistura com o diesel, o qual é produzido pela rota metílica no processo de transesterificação (EPE, 2019). Embora o metanol renovável ainda enfrente desafios relacionados a custos e escalabilidade, o aumento da demanda por biodiesel e a expansão da indústria de transporte criam oportunidades para o desenvolvimento desse mercado no Brasil.

2.4. Considerações sobre a demanda por biometano

O capítulo destacou a análise detalhada do potencial demanda por biometano no estado de São Paulo, considerando setores estratégicos como transporte e indústria. As análises mostraram que a substituição de combustíveis fósseis, especialmente diesel e gás natural, por biometano é uma alternativa promissora, mas enfrenta desafios significativos.

No setor de transporte, que responde por grande parte do consumo energético, o biometano apresenta-se como uma solução viável, principalmente para caminhões pesados e semipesados. A análise de competitividade dos combustíveis demonstrou que o biometano pode ser mais econômico e sustentável, especialmente no longo prazo, devido ao seu menor impacto ambiental em comparação com o diesel. No entanto, sua adoção em larga escala depende de uma infraestrutura mais robusta para abastecimento e da competitividade de preços frente aos combustíveis fósseis, além de incentivos fiscais para acelerar essa transição. A criação de corredores sustentáveis e o incentivo aos caminhões a gás são estratégias que podem viabilizar o aumento da demanda de biometano no transporte rodoviário.

Na indústria, que também consome volumes elevados de energia, o biometano poderia substituir o gás natural de maneira mais direta devido à compatibilidade técnica, com maior potencial nos setores de alimentos e bebidas, cerâmica, química, aço, papel e celulose. Algumas empresas já demonstraram interesse na transição, como é o caso da Ambev e da PepsiCo, que implementaram projetos para utilizar biometano em suas operações, substituindo o gás natural em caldeiras e fornos. Contudo, a transição não se limita apenas à substituição técnica; o preço do biometano e a competitividade frente aos combustíveis fósseis ainda são barreiras que precisam ser superadas. Além disso, a localização das indústrias em relação às fontes de produção de biometano também influencia a viabilidade econômica de sua adoção.

* A referida lei não foi considerada para o cálculo da demanda potencial neste estudo.

No contexto da indústria do estado de São Paulo, as indústrias de alimentos e bebidas, tem o maior potencial teórico de substituição por biometano. No entanto, desafios como o foco no mercado doméstico, o grande número de empresas pequenas e a possibilidade de produção de biogás a partir de seus próprios resíduos podem reduzir o potencial de essa demanda gerar um mercado de biometano. Setores como o de cerâmica, de química e de aço podem apresentar uma maior viabilidade técnica para o uso de biometano, dado que seus processos já consomem gás natural, facilitando a transição para o biometano.

Novas políticas como a Lei Nº 14.994/2024, oriunda do Projeto Combustível do Futuro, recentemente aprovada, tendem a impulsionar a demanda por biometano no mercado uma vez que garantem uma reserva de mercado para o combustível ao estabelecer metas de compra de biometano ou de certificados de origem de biometano pelo produtor ou importador de gás natural. Também é possível esperar impactos positivos no mercado de biometano pelas políticas que estabelecem incentivos e metas para a produção de SAF e Diesel Verde, que também podem ser produzidos a partir do biometano.

Dessa forma, embora a demanda potencial por biometano seja significativa, sua implementação enfrenta desafios técnicos, econômicos e logísticos. Estratégias de curto e médio prazo, como a criação de corredores sustentáveis, a definição de medidas de incentivo e o uso em setores com maior facilidade de adaptação, podem ser essenciais para viabilizar o crescimento da utilização de biometano no estado de São Paulo.





3

POTENCIAL DE **DESCARBONIZAÇÃO** **DO BIOMETANO**

POTENCIAL DE DESCARBONIZAÇÃO DO BIOMETANO

Desde 1972, com a promoção da primeira conferência sobre meio ambiente em Estocolmo pela Organização das Nações Unidas (ONU), a assinatura do Protocolo de Kyoto em 1997 e mais recentemente em 2015 com o Acordo de Paris, na 21ª Conferência das Partes das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP), a pauta sobre a necessidade da redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE), tem se tornado cada vez mais latente.

O Acordo de Paris desencadeou o desenvolvimento de uma série de instrumentos regulatórios, econômicos e políticos, bem como a definição de metas nacionais, as Contribuições Nacionalmente Determinadas (Nationally Determined Contributions - NDC), especialmente relacionadas à mitigação de GEE. Até 2023, apenas 17 dos 120 países avaliados pelo Índice de Transição Energética (ETI) foram capazes de incorporar metas de emissões líquidas zero até 2050 em suas legislações, abrangendo todas as emissões de GEE (WEF, 2023).

A evolução do mercado de descarbonização, aliada à crescente pressão internacional por rotas menos intensivas em emissões e à meta de neutralidade até 2050, alinhada ao compromisso global de limitar o aquecimento global a 1,5°C (CHICHORRO et al., 2017) (Acordo de Paris, 2015) fez também com que instituições e empresas buscassem reduzir e/ou compensar suas emissões (MCTI, 2017b).

Além das empresas, países têm buscado cumprir suas metas de redução de emissões por meio de políticas específicas, como o RenovaBio no Brasil, por exemplo, que incentiva a produção e o uso de biocombustíveis, reconhecendo seu potencial para reduzir significativamente emissões de GEE. Os países também têm avançado na regulação dos mercados de carbono nacionais.

Os principais mecanismos para que empresas e governos alcancem seus objetivos de descarbonização incluem as seguintes estratégias:

- **Reduzir:** buscar a otimização holística de emissões, considerando áreas relacionadas à eficiência energética, à digitalização e às melhores práticas de operação e manutenção.
- **Substituir:** substituição de combustíveis ou matérias-primas de origem fóssil por fontes renováveis ou menos carbono-intensivas. Por exemplo, mudar o fornecimento de eletricidade para uma fonte renovável ou considerar a utilização de matérias-primas renováveis e biológicas. Nesse caso, o biometano diretamente pode substituir os combustíveis e matérias-primas de origem fóssil diretamente ou, comprovando por meio de certificados de origem.
- **Compensar:** considera a compra de ativos, por exemplo, créditos de carbono, para atingir as metas de descarbonização.
- **Capturar:** emprega tecnologias de captura de carbono para reduzir substancialmente ou eliminar emissões de GEE.

Nesse contexto, surgem os ativos ambientais, os quais para o Brasil no setor de biogás e biometano tem como principais:

CRÉDITOS DE CARBONO

A compra de créditos de carbono funciona como a compensação da emissão por um agente, a partir de outro que deixou de emitir. Cada crédito de carbono corresponde a uma tonelada de carbono que deixou de ser emitida para a atmosfera. A unidade de medida geralmente é expressa em toneladas de CO₂ equivalente, o que possibilita a comparação entre diferentes gases em termos de impacto no aquecimento global.

Esses créditos podem ser produzidos por uma organização que comprove a redução de emissões e, assim, pode ser comercializado com organizações que busquem reduzir suas emissões. Para serem contabilizados, demandam a comprovação da redução ou ausência de emissões de GEE de determinado produto ou serviço. Para isso, em geral, são contratadas consultorias ou certificadoras para validar a redução ou ausência de emissões. A negociação de créditos de carbono, em geral prescinde da emissão dos créditos.

CERTIFICADOS DE GÁS RENOVÁVEL

Os certificados de origem de energia renovável são emitidos para garantir que a energia consumida provém de fontes renováveis, ou seja, contribuem na redução das emissões. Os certificados são instrumentos para garantir a origem e realizar o rastreamento e a contabilidade de atributos não-energéticos referentes a uma unidade de energia (energia elétrica ou combustível).

Nesse âmbito de certificação de energia e produtos em geral, é importante que se analise a cadeia de custódia, ou seja, processo pelo qual matérias-primas, produtos intermediários, produtos finais e as informações referentes a eles, são transferidas, monitoradas e controladas à medida que avançam em cada etapa da cadeia de abastecimento. Produtos orgânicos, madeira certificada, energia elétrica, combustíveis, e vários outros produtos passam por processo de certificação de origem por exigência do mercado.

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. A aquisição de certificados pode viabilizar a alegação, para fins de inventários de emissões corporativos, de que uma energia consumida tem origem renovável – com fator de emissão reduzido. Metas reguladas também podem ser verificadas via certificados de origem, como recentemente estabelecido pela Lei Nº 14.993/2024, oriunda do Projeto de Lei Combustível do Futuro (EPE, 2024b).

A credibilidade e aceitação de um certificado no mercado dependem: (i) do alinhamento aos objetivos dos usuários e demais partes interessadas (para orientar a escolha pelo certificado); (ii) da robustez e da independência do sistema de certificação; (iii) e da clareza e da transparência da mensagem transmitida pelo certificado. Além disso, a aceitação depende das regras das organizações responsáveis pelos padrões para reportar emissões e/ou das regulação de políticas públicas como da Lei Combustível do Futuro.

No caso do biometano, a certificação pode ser uma maneira de comprovar a origem do combustível, seja na venda conjunta do atributo e da molécula* ou por meio de sistema *Book & Claim*** , em que o atributo renovável é vendido separadamente do atributo energético.

* Como é a opção da certificação usada pelo Grupo Urca.

** Book&Claim será o sistema analisado nesse estudo por facilitar a comercialização do atributo renovável do biometano para os casos em que produtores e consumidores interessados estão distantes.

A partir da pesquisa realizada no âmbito desse estudo, os certificados mais aderentes à realidade do biometano são a certificação *International Sustainability & Carbon Certification (ISCC)*, a *Roundtable on Sustainable Biomaterials (RSB)* e a certificação GAS-REC. As estimativas realizadas no estudo foram feitas com base no GAS-REC do Instituto Totum por ser o único que já foi comercializado no âmbito do mercado de biogás e biometano no Brasil, segundo informações disponíveis no mercado.

CBIOS - CRÉDITO DE DESCARBONIZAÇÃO DO RENOVABIO

Internacionalmente existem incentivos públicos direcionados para fontes energéticas renováveis. Dois exemplos a serem citados são mecanismos norte-americanos, onde o primeiro é o Renewable Fuel Standard Program (RFS), uma política nacional que exige que um certo volume de combustível renovável seja usado para substituir ou reduzir a quantidade de combustível fóssil no combustível para transporte, óleo para aquecimento doméstico ou combustível para aviação. Outro exemplo é o California's Low Carbon Fuels Standard (LCFS), que foi concebido para incentivar a utilização de combustíveis de transporte mais limpos e com baixo teor de carbono na Califórnia. O programa visa incentivar a produção desses combustíveis e diminuir a dependência do petróleo no setor dos transportes e baseia-se no princípio da análise de ciclo de vida, em que cada combustível possui uma intensidade de carbono, com diferentes impactos na emissão de GEE.

No Brasil, o principal mecanismo de política pública de incentivo à produção de energia renovável é a Política Nacional de Biocombustíveis - Renovabio, que foi criada pela Lei Nº 13.576/2017, visando ampliar a produção e o uso de biocombustíveis (etanol, biodiesel, biometano e bioquerosene) na matriz energética brasileira e contribuir para o cumprimento dos compromissos determinados pelo Brasil no âmbito do Acordo de Paris. É uma política que busca assegurar a previsibilidade para o mercado de combustíveis, induzindo ganhos de eficiência energética e de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa na produção, comercialização e uso de biocombustíveis (ANP, 2024d).

Um dos principais instrumentos do RenovaBio é o CBIO, um certificado denominado "Crédito de Descarbonização", que é um ativo ambiental, emitido por produtores e importadores de biocombustíveis, com negociação permitida desde dezembro de 2019 na Bolsa de Valores B3. Cada CBIO corresponde a 1 tonelada de CO₂equivalente (CO₂eq) que deixa de ser emitida para a atmosfera e é o resultado da multiplicação da nota de eficiência energético-ambiental (NEEA) – atribuída ao produtor ou importador de biocombustível, durante o processo de certificação – pelo volume de biocombustível comercializado, que atende aos critérios de elegibilidade do programa (ANP, 2024a).

Além do CBIO, esta política trouxe outros dois eixos estratégicos: definição das metas de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa (GEE) e a certificação da produção de biocombustíveis.

Os dados de mercado para o CBIO mostram uma tendência de crescimento robusto, impulsionada pelo compromisso do Brasil com a descarbonização e a crescente demanda por biocombustíveis. A valorização dos CBIOs, evidenciada pelos preços elevados, reflete essa demanda crescente e a busca pela conformidade regulatória. A criação de um mercado regulado de carbono no Brasil também poderá influenciar o mercado de CBIOs, com as lideranças atentas à harmonização desses mercados.

3.1. Potencial de descarbonização

O primeiro passo nesse capítulo foi entender qual o potencial de descarbonização que o estado de São Paulo teria caso a potencial oferta de biometano fosse atendida.

Para os cálculos de descarbonização, foram utilizados valores de potencial de aquecimento global (GWP) do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), que são publicados nos Relatórios de Avaliação (AR) periodicamente. Na tabela 22 constam estes valores do AR5 e AR6.

Tabela 22. Potencial de aquecimento global AR5 e AR6.

	CO ₂ fóssil	CO ₂ não fóssil	CH ₄ fóssil	CH ₄ não fóssil	N ₂ O
AR5	1	0	28	28	265
AR6	1	0	29,8	27,2	273

Fonte: Preparado pelos autores.

O AR6 traz uma metodologia avançada e diferenciada em relação às versões anteriores, notadamente ao separar as emissões de metano (CH₄) fóssil das emissões não fósseis* (IPCC, 2021). Essa distinção é de extrema importância, pois permite uma avaliação mais acurada das fontes de emissão de metano, diferenciando entre aquelas oriundas de atividades humanas, como a extração de combustíveis fósseis, e as provenientes de processos biológicos naturais e agropecuários.

De forma geral, a ferramenta de cálculo de emissões de GEE do Programa Brasileiro GHG Protocol, versão 2024.0.2 (FGV,2024) foi utilizada para obtenção dos fatores de emissão de cada gás gerado a partir da queima do combustível, e a partir desses fatores foi possível calcular as emissões equivalentes de carbono pela equação abaixo.

$$E_{eq\text{ combustível}} = eCH_{4\text{ não fóssil}} \times GWP_{CH_4\text{ não fóssil}} + eCH_{4\text{ fóssil}} \times GWP_{CH_4\text{ fóssil}} + eN_2O \times GWP_{N_2O} + eCO_2 \times GWP_{CO_2}$$

ONDE

- $E_{eq\text{ combustível}}$ = Emissões equivalentes do combustível
- $eCH_{4\text{ não fóssil}}$ = Emissões de metano de origem biogênica em t/volume
- $eCH_{4\text{ fóssil}}$ = Emissões de metano de origem fóssil em t/volume
- eN_2O = Emissões de óxido nitroso em t/volume
- eCO_2 = Emissões de dióxido de carbono em t/volume
- $GWP_{CH_4\text{ não fóssil}}$ = GWP de metano de origem biogênica em unidade adimensional
- $GWP_{CH_4\text{ fóssil}}$ = GWP de metano de origem fóssil em unidade adimensional
- GWP_{N_2O} = GWP de óxido nitroso em unidade adimensional
- GWP_{CO_2} = GWP do dióxido de carbono em unidade adimensional

Para a estimativa das emissões associadas à utilização de diesel, considerou-se o diesel atualmente comercializado no Brasil, o qual contém uma mistura de 14% de biodiesel** (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA,

* IPCC, AR6 WGI Report, 2023.

** Ministério de Minas e Energia, 2024.

2024). Esse percentual de 14% foi ajustado na ferramenta de cálculo de emissões de GEE do Programa Brasileiro GHG Protocol (FGV, 2024). As demais variáveis aplicadas na Equação 1 são apresentados na Tabela 23. Sendo assim, o resultado para o fator de emissão do diesel foi de 0,002277 t CO₂eq/l de diesel.

Tabela 23. Valores utilizados para o cálculo das emissões equivalentes de carbono do diesel

Variável	Fator de emissão	Unidade	Fonte
eCH_4 não fóssil	0,00000004642	t CH ₄ não fóssil /l diesel	Ferramenta GHG Protocol
eCH_4 fóssil	0,00000011914	t CH ₄ fóssil /l diesel	
eN_2O	0,00000012192	t N ₂ O /l diesel	
eCO_2	0,00223858000	t CO ₂ /l diesel	
GWP CH ₄ não fóssil	27,2	Adimensional	Sexto Relatório de Avaliação (AR6) do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC)
GWP CH ₄ fóssil	29,8		
GWP N ₂ O	273		
GWP CO ₂ fóssil	1		

Fonte: Preparado pelos autores.

Para a estimativa das emissões associadas à utilização de gás natural, considerou-se o combustível com Poder Calorífico Inferior (PCI) de 39 MJ/m³, atualmente comercializado nas regiões nordeste, centro-oeste, sudeste e sul do Brasil* (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024). Os valores considerados nas variáveis da equação estão apresentados na Tabela 24. Assim, o resultado para o fator de emissão do gás natural foi de 0,002130 t CO₂eq/Nm³ de GN.

Tabela 24. Valores utilizados para o cálculo das emissões equivalentes de carbono do gás natural

Variável	Fator de emissão	Unidade	Fonte
eCH_4 não fóssil	0	t CH ₄ não fóssil /Nm ³ GN	Ferramenta GHG Protocol
eCH_4 fóssil	0,00000339	t CH ₄ fóssil /Nm ³ GN	
eN_2O	0,00000011	t N ₂ O /Nm ³ GN	
eCO_2	0,00199900	t CO ₂ /Nm ³ GN	
GWP CH ₄ não fóssil	27,2	Adimensional	Sexto Relatório de Avaliação (AR6) do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC)
GWP CH ₄ fóssil	29,8		
GWP N ₂ O	273		
GWP CO ₂ fóssil	1		

Fonte: Preparado pelos autores.

Para o cálculo do fator de emissão do biometano, considerou-se o biometano regulado** pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis composição conforme Resoluções Normativas ANP 886/2022 (ANP, 2022) e 906/2022 (ANP, 2022) que considera as características do gás biometano intercambiáveis ao gás natural.

* PCI do gás natural de 39 MJ/m³ e PCI do diesel de 35,5 MJ/l.

** Por ser intercambiável com o gás natural, este foi utilizado como referência para o cálculo das emissões do biometano, e foi considerado que todo o dióxido de carbono (CO₂) gerado na queima é de origem biogênica.

Pela intercambialidade com o biometano, tomou-se como referência os mesmos resultados da queima do gás natural, conforme a ferramenta do GHG Protocol. A diferenciação se deu no CO₂ e no CH₄ gerados. Por serem de origem biogênica foram aplicados fatores diferentes na Equação 1 (fator de CO₂ = 0 e GWP do CH₄ = 27,2), conforme Tabela 25. Assim, o resultado para o fator de emissão do biometano é de 0,000122 t CO₂eq/Nm³ de biometano.

Tabela 25. Valores utilizados para o cálculo das emissões equivalentes de carbono do biometano.

Variável	Fator de emissão	Unidade	Fonte
eCH_4 não fóssil	0,000003390	t CH ₄ não fóssil /Nm ³ biometano	Ferramenta GHG Protocol
eCH_4 fóssil	0	t CH ₄ fóssil /Nm ³ biometano	
eN_2O	0,000000111	t N ₂ O /Nm ³ biometano	
eCO_2	0	t CO ₂ /Nm ³ biometano	
GWP CH ₄ não fóssil	27,2	-	Sexto Relatório de Avaliação (AR6) do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC)
GWP CH ₄ fóssil	29,8		
GWP N ₂ O	273		
GWP CO ₂ fóssil	1		

Fonte: Preparado pelos autores.

Com base nos valores obtidos, foi calculado o potencial de descarbonização do estado de São Paulo por meio das emissões evitadas com o aproveitamento energético do biometano*. Esse cálculo considerou o potencial alavancador de curto prazo do biometano, utilizando duas diferentes abordagens: a abordagem do “resíduo à roda” e a abordagem do “tanque à roda”.

Para a estimativa do potencial de descarbonização com o uso energético do biogás como biometano na abordagem “resíduo à roda” (fronteira expandida de Avaliação de Ciclo de Vida - ACV), utilizou-se como referência a metodologia completa, os parâmetros detalhados em cada etapa do ACV e os fatores de emissão da publicação Biogás no Brasil: Potencial descarbonização a curto prazo (INSTITUTO 17, 2022a) e da publicação Aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos no Brasil: Potencial descarbonização por arranjo tecnológico (INSTITUTO 17, 2022b), que consideram a fronteira expandida desde a saída dos resíduos do ponto de produção até o consumo e destinação dos produtos gerados no tratamento dos resíduos. O referido estudo calculou a pegada de carbono (kg CO₂eq) para o tratamento convencional** de 1 tonelada de resíduo, sendo esse o cenário base, e a diferença com o uso do sistema de biodigestão e uso energético do biometano.

Considerando a metodologia de fronteira expandida, o potencial de descarbonização a partir do biometano do estado de São Paulo é de 24,5 milhões de tCO₂eq/ano. Ou seja, se todo o potencial de oferta de biometano no Estado de curto prazo for alcançado, esse montante de mais de 24 milhões de tCO₂eq deixará de ser emitido anualmente. Isso representa 16% da meta assumida pelo estado de São Paulo na campanha *Race to Zero** (NICFI; THE CLIMATE GROUP; SIMA, 2021).

* Potencial oferta de biometano a curto prazo do Capítulo 1.

** Cenário base de aterro sanitário: RSU disposto em aterro sanitário sem a captação do biogás. Cenário base de sucroenergética: vinhaça em lagoa e disposição no solo.

Os resultados da avaliação de impacto ambiental da produção de biometano em aterro sanitário e em usinas sucroenergéticas foram utilizados para estimar o potencial de descarbonização de São Paulo. A Tabela 26 apresenta o resumo dos parâmetros utilizados para estimar a descarbonização pelo uso de resíduos na produção e uso energético do biogás como biometano.

Tabela 26. Emissões evitadas do uso do biometano em relação ao cenário base.

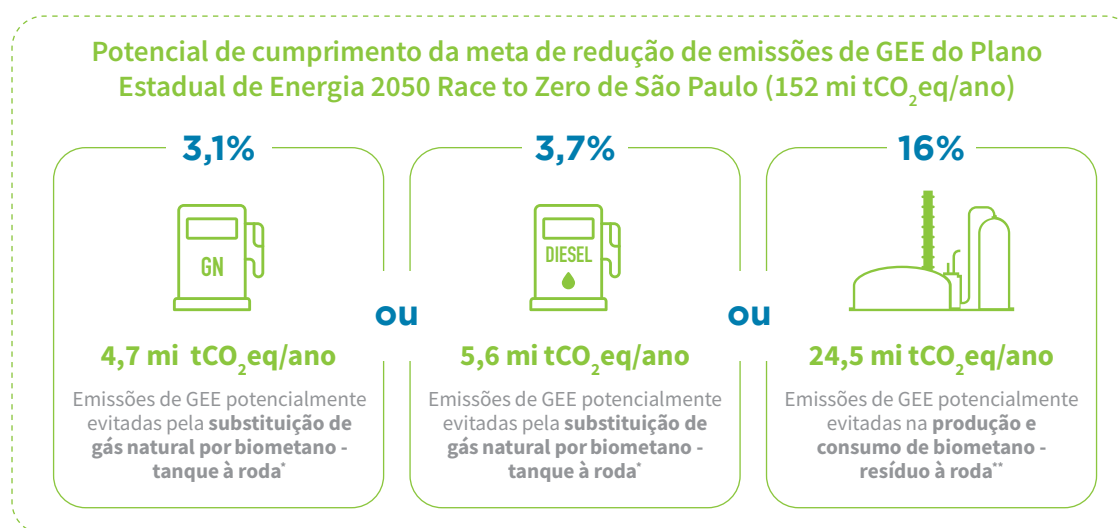
Setor/Rota	Emissões evitadas (kgCO ₂ eq/t de resíduo)
Saneamento – Aterro sanitário (RSU bruto)	1.247,54
Sucroenergético – Vinhaça e torta de filtro [†]	46,46

*Para transformar m³ de vinhaça em toneladas, foi necessário utilizar a densidade de 1,143 g/mL. O mesmo parâmetro de emissões evitadas foi utilizado para a rota de vinhaça.
 Fonte: (INSTITUTO 17, 2022b, 2022a).

Para obter os resultados de descarbonização, multiplicou-se os valores da Tabela 26 e o volume de resíduos gerados em cada setor, conforme estudo do potencial oferta de biometano a curto prazo para o estado de São Paulo.

Para a abordagem que considera apenas as emissões evitadas com queima do biometano, em substituição ao diesel, a estimativa do potencial de descarbonização é de 5,6 milhões tCO₂eq/ano. Isso representa 3,7% da meta assumida pelo Estado ao *Race to Zero*. Considerando a substituição do gás natural pelo biometano, o potencial é de 4,7 milhões tCO₂eq/ano evitadas, correspondendo a 3,1% daquela meta, conforme resumido na Figura 22.

Figura 22. Descarbonização pelo potencial alavancador de biometano - Diferentes fronteiras e métodos para estimativa.



* Parâmetros relacionados ao fator de emissão de queima (roda) obtidos na adaptação da ferramenta GHG. Fonte: FGV, 2024.

** Parâmetros gerados por ACV pelo I17/BEP para fronteira expandida (do resíduo à roda).

Fonte: Adaptado de NICFI, The Climate Group, SIMA (2021) e Instituto 17 (2022a, 2022b).

[†] Redução de emissões de GEE de 152 milhões tCO₂eq até 2050.

3.2. Potencial de ativos ambientais

Com os números de descarbonização, é possível estimar o potencial de geração de ativos ambientais, considerando o potencial alavancador a curto prazo do biometano no Estado de São Paulo a partir de resíduos gerados pela indústria sucroenergética (vinhaça e torta de filtro) e resíduos sólidos urbanos destinados a aterros sanitários. Tal qual a potencial oferta de biometano a curto prazo, o potencial total de geração de ativos se refere à soma do Potencial futuro e o Potencial já realizado.

Como o biometano é o foco deste estudo, os seguintes ativos ambientais foram analisados:

- Créditos de carbono: incentivam projetos que evitam ou capturam emissões de GEE por meio da possibilidade de comercializar créditos gerados;
- GAS-REC: certificado de gás renovável;
- CBIOS: certificado para cumprimento da política Renovabio.

Nesse sentido, é importante analisar que esses ativos podem ser gerados em diferentes etapas da cadeia produtiva do biometano. A seguir, são descritos os ativos ambientais que podem ser gerados a partir do biometano e as considerações feitas para a estimativa de potencial de geração de ativos.

3.2.1. Metodologia

ESTIMATIVA DE CRÉDITO DE CARBONO

Os projetos de biogás e biometano podem gerar créditos de carbono por meio da destruição ou oxidação do metano emitido em lagoas de tratamento de efluentes e em aterros sanitários. No geral, os projetos em aterros sanitários comercializam créditos de carbono no mercado voluntário internacional, apesar de os preços não serem tão atrativos como créditos de florestas e outros.

Além da instabilidade do mercado voluntário internacional, ainda há o desafio de comprovar adicionalidade nos novos projetos de biogás, já que muitos vem se viabilizando independentemente do crédito de carbono. Sendo assim, até que não haja regulamentação do Mercado de Carbono Nacional e definição de como serão considerados os créditos gerados por projetos de captação e queima de biogás de aterros e lagoas e pela substituição de combustíveis fósseis, considera-se mais adequado não considerar a venda desses créditos nos estudos de viabilidade econômica de todos os projetos de biogás e biometano.

Nesse estudo, o potencial de geração de créditos de carbono pelo biometano foi estimado apenas para os projetos de biogás de aterros sanitários, pela metodologia relacionada às emissões evitadas pela oxidação de metano emitido pelo aterro.

No caso das usinas sucroenergéticas, segundo informações coletadas nas próprias usinas e com especialistas, atualmente não há projetos gerando créditos de carbono a partir da destruição/oxidação de metano

de lagoas de tratamento de vinhaça ou pelo tratamento de torta de filtro, devido a fatores como: demanda pelo mercado, baixa adicionalidade e pouco retorno.

Foram consultados os sistemas do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC) e da certificadora Verra e encontraram-se em sua maioria projetos registrados relacionados a aterros sanitários. Os poucos projetos encontrados para sistemas de tratamento de resíduos da indústria sucroenergética datam de 2013, indicando que atualmente os projetos não estão sendo considerados para geração de créditos de carbono. Por esta razão, o estudo focou na estimativa do potencial de geração de créditos apenas para os aterros sanitários.

Os parâmetros utilizados na estimativa de geração de créditos de carbono e os custos estimados no processo (FGV EESP), são apresentados na Figura 23.

Figura 23. Parâmetros e custos estimados referentes ao processo de geração de créditos de carbono no Brasil



Fonte: adaptado de FGV EESP e BCB, 2024.

Para os cálculos de estimativa de potencial de geração de ativos, foi adotado o valor de U\$ 6,00 por tonelada de CO₂ equivalente, considerando a taxa de câmbio de R\$5,20*. Essa escolha foi embasada em conversas com empresas do setor que indicaram terem realizados operações de venda nesse valor.

Além disso, o cálculo do potencial de geração de créditos de carbono a partir do biogás produzido por RSU dispostos em aterros sanitários é baseada na metodologia proposta pelo IPCC (IPCC, 2006). É fundamental destacar que essa metodologia, do IPCC, estima apenas o potencial relacionado aos resíduos dispostos no período em análise*.

Devido ao principal fator de emissão ser do metano (CH₄), para a estimativa de potencial de geração de

*Cotação do dólar, no dia 22 de abril de 2024, de R\$5,2043 (BCB, 2024).

**Neste projeto considerou-se que um aterro recebesse resíduos por 20 anos. Para encontrar um fator médio de produção de biogás por tonelada de resíduos em aterros, realizou-se a curva de produção de biogás e analisou-se o período de 26 anos (ambos os dados, referente ao período considerado para obter o fator do volume de metano produzido por cada tonelada de resíduos, são definições de projeto realizadas junto aos especialistas do setor e com a validação da ABREMA).

créditos de carbono considerou-se a porcentagem de CH₄ contido no gás e o fator de conversão dado por:

$$FC = V_{CH_4}/GWP$$

ONDE

FC= Fator de conversão

V_{CH₄}= Volume do metano (m³/ton)

GWP= Potencial de aquecimento global (AR5)

Logo,

$$\text{Quantidade de créditos de carbono gerados} = \frac{V_{biometano} \times \%CH_4}{FC}$$

ONDE

V_{biometano} = Volume de biometano

%CH₄ = Porcentagem de CH₄ no biometano

Para estimativa dos créditos de carbono, os parâmetros utilizados estão descritos na Tabela 27.

Tabela 27. Parâmetros considerados nas estimativas de potencial de geração de créditos de carbono.

Parâmetro	Setor - Aterro Sanitário
Fator médio de conversão estimado para SP - Resíduos/gás metano (m ³ /ton)	22,51
GWP do CH ₄ *	28
Densidade do biometano (t/m ³)*	0,000716
Volume de CH ₄ (m ³ /ton)*	1.396,65
Fator de CH ₄ para tCO ₂ eq (m ³ /ton)	49,88

*Considerado conforme AR5
Fonte: BCB, 2024; IPCC, 2014.

METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DE CERTIFICADOS DE GÁS RENOVÁVEL - GÁS-REC

Como apresentado anteriormente, os certificados de energia renovável são instrumentos de mercado que representam os direitos aos atributos ambientais das fontes renováveis. Servem como garantia de rastreabilidade na produção e consumo e podem ser emitidos durante toda a vida útil do projeto. Neste estudo, para todas as análises, foi considerando o GAS-REC¹ operacionalizado pelo Instituto Totum, mas há outras instituições desenvolvendo certificados semelhantes no Brasil.

Para gerar certificados GAS-REC, a instalação deve produzir biogás ou biometano, sendo que no caso de biometano o produto deve atender às Resoluções ANP no 886/2022 e no 906/2022, aplicável conforme substrato utilizado.

A parcela de biogás ou biometano queimado em flare não é elegível para emissão de certificados. Esses certificados podem ser comercializados separadamente do gás físico. Além disso, o gás pode ser injetado

¹Atualmente o certificado que está mais avançado no Brasil, quanto a sua implementação é o GAS-REC gerenciado pelo Instituto Totum em parceria com organizações internacionais.

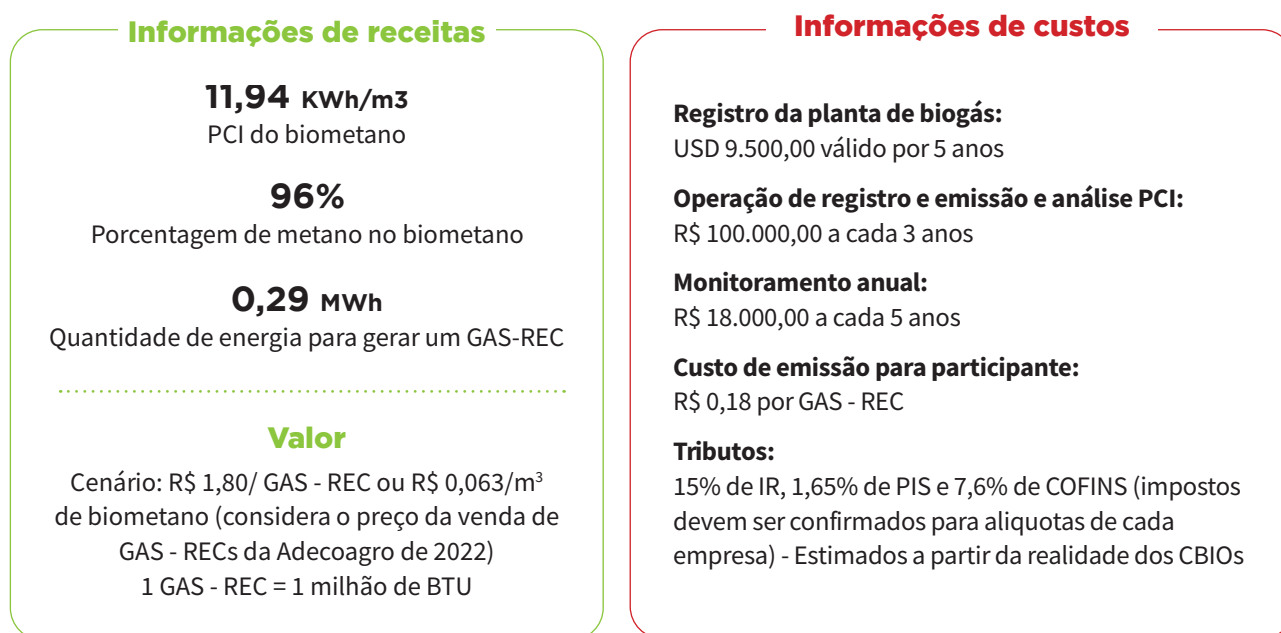
em uma área de concessão diferente da do consumo ou transportado por meio de caminhões de GNC ou GNL mantendo ainda a elegibilidade para o certificado.

O GAS-REC é emitido com base na unidade energética* (1 milhão de BTU ou 0,29 MWh) de biogás ou biometano produzido, e não tem data de validade. O registro da usina produtora deve ser renovado a cada 5 anos.

Não há publicações sobre o histórico de preços de venda desses certificados, mas é de conhecimento público que já houve duas transações. Uma delas foi a aquisição pela METSO de 25 mil certificados vendidos pela ADECOAGRO no valor de R\$ 1,80 em 2022 e a outra pela Heineken que adquiriu 520 mil certificados vendidos pela GNR Fortaleza em 2023, porém sem publicação do valor negociado (ONLINE, 2022; VALOR ECONÔMICO, 2022).

Para os cálculos de estimativas apresentadas neste projeto foi considerado o valor de R\$ 1,80, por ser o único publicado até o momento. Além disso, os parâmetros utilizados na estimativa de geração de GAS-REC e os custos envolvidos no processo são apresentados na Figura 24 e Tabela 28.

Figura 24. Parâmetros e custos envolvidos no processo de geração de GAS-REC no Brasil.



Fonte: Adaptado de INSTITUTO TOTUM, 2024.

Tabela 28. Informações sobre o rendimento do GAS-Rec.

Rendimento de certificados ou GAS-REC por volume de biometano	Valor bruto do certificado ou GAS-REC	Valor bruto do certificado ou GAS-REC descontado de tributos e custos	Valor líquido do certificado ou GAS-REC por volume de biometano (considerado na análise de sensibilidade)	Descrição
0,0351 GAS-REC/m³	R\$ 1,80/GAS-REC	R\$ 1,182/GAS-REC	R\$ 0,04/m³	Valor da venda de GAS-REC realizada pela Adecoagro em 2022

Fonte: Preparado pelos autores.

* O poder calorífico do gás é definido através de análise laboratorial.

** Para outras informações, acesse: Informe Técnico nº 02/SBQ v.4

Para realizar a conversão de unidades que trouxesse como resultado a conversão de um volume de gás em energia, considerou-se o PCI e a densidade do biometano sugerida no Informe Técnico nº 02/SBQ v.4”.

Por fim tendo um volume em MJ/m³, foi necessário converter a energia para a unidade de kWh.

$$\text{Quantidade de energia no biometano (kWh)} = \left(\frac{PCI \times d \times E}{1000} \right) \times V_{\text{biometano}}$$

PCI: Poder calorífico inferior do biometano (MJ/kg)

d: densidade do biometano (kg/m³)

E: Energia equivalente de 1 MJ (kWh)

V_{biometano}: Volume do biometano Nm³/ano

Tendo a quantidade de energia no biometano e sabendo que 1 GAS-REC é equivalente a 0,29 kWh, é possível então saber quantos GAS-REC serão obtidos a partir de um certo volume de biometano.

Os parâmetros utilizados para o cálculo do potencial de geração de GAS-REC pelo biometano no Estado de São Paulo, estão descritos na Tabela 29.

Tabela 29. Parâmetros considerados nas estimativas de potencial de geração de CBIOS.

Setor	PCI (MJ/kg)	d (kg/m ³)	Equivalência de 1 MJ (kWh)
Sucroenergético	48,25	0,76	0,2778
Aterro Sanitário	48,25	0,76	0,2778

Fonte: ANP, 2020; INSTITUTO TOTUM, 2024.

Associações e empresas vêm articulando para que certificados de gás renovável sejam aceitos em reportes de emissão, como o GHG Protocol, e espera-se que essa mudança ocorra até 2025. Enquanto isto não acontece, a negociação ocorre totalmente por motivação própria das empresas, ou seja, é um mercado voluntário que apresenta certa instabilidade e tem pouca perspectiva de geração de receitas no curto prazo.

METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DE CBIOS - RENOVABIO

Atualmente 323 produtores de biocombustíveis possuem certificação para emissão de CBIOS no Brasil, dos quais 4 são produtores de biometano, conforme dados apresentados na Tabela 30.

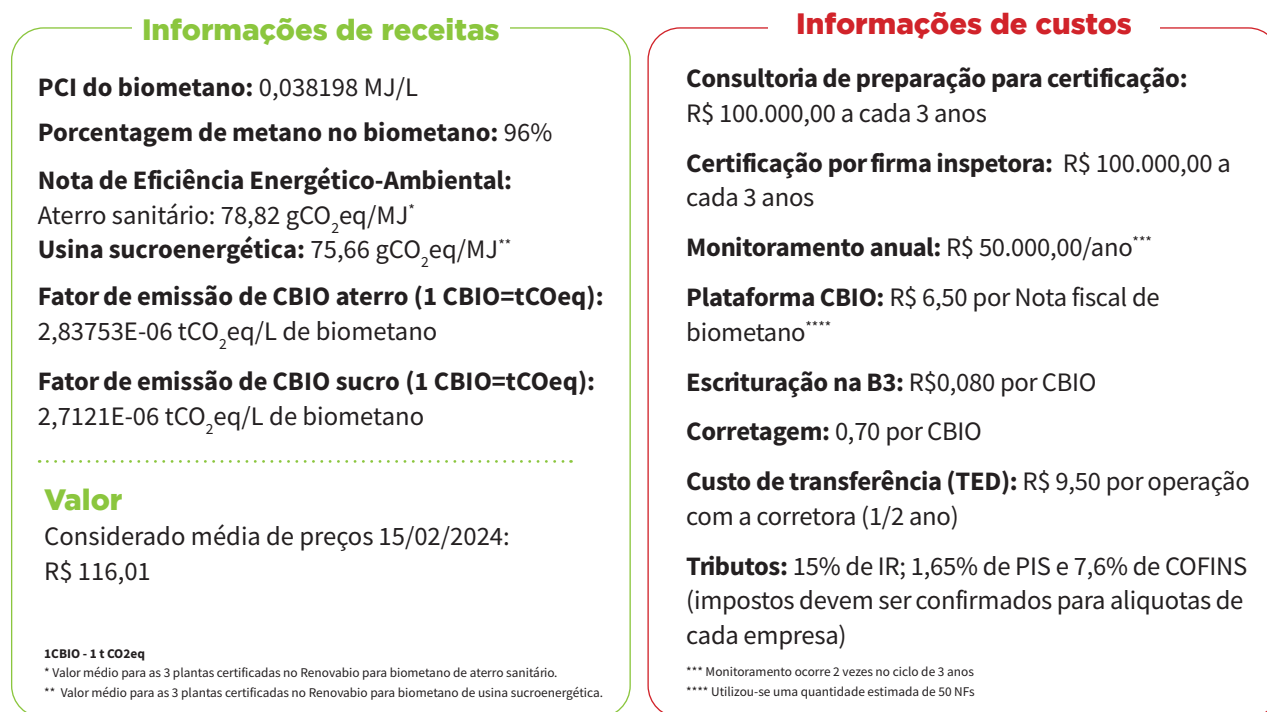
Tabela 30. Notas de eficiência de produtores de biometano com certificação de CBIOS.

Planta de biometano	Setor	Nota de Eficiência Energética-Ambiental (NEEA) por planta (gCO ₂ eq/MJ)	Nota de Eficiência Energética-Ambiental (NEEA) por setor (gCO ₂ eq/MJ)
Gás Verde S/A - Rio de Janeiro: registro aprovado em abril de 2021	Sucroenergético	76,73	78,82
GNR Dois Arcos Valorização de Biogás LTDA - Rio de Janeiro: registro aprovado em agosto de 2021	Sucroenergético	78,97	
GNR Fortaleza - Ceará: registro aprovado em abril de 2023	Sucroenergético	80,77	
Cocal Energia S.A. - São Paulo: aprovada em maio de 2023	Aterro Sanitário	75,66	75,66
MÉDIA		78,03	

Fonte: ANP, 2024c.

Os parâmetros envolvidos na estimativa de potencial de geração de CBIOS e dos custos são apresentados na Figura 25.

Figura 25. Parâmetros utilizados para estimativa do potencial de geração de CBIOS de biometano.



Fonte: ANP e B3, 2023, 2024.

Além do valor médio de CBIOS, apresenta-se na Tabela 31 outros valores que foram utilizados na análise de sensibilidade do estudo de viabilidade.

Tabela 31. Informações sobre o rendimento dos CBIOS.

Rendimento de certificados ou CBIO por volume de biometano	Valor bruto do certificado ou CBIO	Valor bruto do certificado ou CBIO descontado de tributos e custos	Valor líquido do certificado ou CBIO por volume de biometano (considerado na análise de sensibilidade)	Descrição
0,0027 CBIO/m ³	R\$ 34,48/CBIO	R\$ 24,612/CBIO	R\$ 0,07/Nm ³	Menor valor médio pago
	R\$ 116,01/CBIO	R\$ 86,371/CBIO	R\$ 0,23/Nm ³	Média de preços 15/02/2023 a 15/02/2024
	R\$ 148,06/CBIO	R\$ 110,466/CBIO	R\$ 0,30/Nm ³	Valor máximo do CBIO alcançado no ano de 2023

Notas: Tributos: 15% de IR; 1,65% de PIS e 7,6% de COFINS; Estimativa de custos para CBIOS: Custos médios gerais de certificação R\$ 0,007 por CBIO, Corretagem: R\$ 0,70 por CBIO, Escrituração na B3: R\$ 0,80 por CBIO;

Fonte: Preparado pelos autores.

^{*} Para outras informações, acesse: O Renovabio

^{**} Para outras informações, acesse: Informe Técnico nº 02/SBQ v.4

A metodologia de cálculo simplificada, apresentada é baseada na Política RenovaBio* criada pela Lei nº 13.576 de 26 de dezembro de 2017.

Para fins de estimativa de potencial de geração de Créditos de Descarbonização (CBIOS) a partir da comercialização de biometano, foi utilizada a fórmula base do Informe Técnico nº 02/SBQ v.4**, conforme descrito a seguir:

$$f = NEEA * \frac{f_{elegível}}{100} * \rho * PCI * 10^{-6}$$

Sendo:

- f*: fator para emissão do CBIO (gCO₂eq/m³)
- NEEA*: Nota de Eficiência Energético-Ambiental (gCO₂eq/MJ)
- f_{elegível}*: Fração do biocombustível elegível (%)
- ρ*: massa específica do biocombustível (t/m³)
- PCI*: Poder calorífico inferior do biocombustível (MJ/kg)

Para o desenvolvimento deste estudo, foram consideradas algumas premissas para esses parâmetros da equação:

- *NEEA*: Para RSU (aterro sanitário), foi utilizado a média de *NEEA* de 3 projetos de biometano de RSU já registrados no Renovabio. Para o setor sucroenergético foi considerado o *NEEA* da planta de biometano de uma usina sucroenergética registrada no Renovabio.
- *f_{elegível}*, *ρ* e *PCI*: Considerado valor conforme indicado na tabela do Informe Técnico nº 02/SBQ para biometano.

Sendo assim, os parâmetros utilizados para o cálculo do potencial de geração de CBIOS pelo biometano no estado de São Paulo, estão descritos na Tabela 32.

Tabela 32. Parâmetros considerados nas estimativas de potencial de geração de CBIOS.

Setor	NEEA (gCO ₂ ,eq/MJ)	<i>f_{elegível}</i> (%)	<i>ρ</i> (kg/m ³)	PCI (MJ/kg)	Densidade do biometano (kg/m ³)	Valor do CBIO (R\$)	Equivalência de 1 MJ (kWh)
Sucroenergético	75,66	100%	0,00076	48,25	0,76	R\$116,01	0,2778
Aterro Sanitário	78,82	100%	0,00076	48,25	0,76	R\$116,01	0,2778

Fonte: ANP, 2020; CETIP, 2024.

A partir desses parâmetros, utilizaram-se dados de potencial alavancador de curto prazo de produção de biometano no estado de São Paulo para realizar a estimativa de potencial de geração de CBIOS.

3.2.2. Análise de ativos ambientais relacionados a biometano

A partir das metodologias detalhadas anteriormente, aplicando-se o resultado de potencial oferta a curto prazo de biometano do Estado de São Paulo, de 2,3 bilhões de Nm³/ano, foram estimados os potenciais de geração de ativos ambientais pelo biometano em: 6,5 milhões de CBIOS/ano, 82 milhões de GAS-REC/ano, e 5,9 milhões de créditos de carbono em tCO₂eq/ano (sendo esse último apenas para aterros sanitários). O resumo, referente ao setor sucroenergético e de aterros sanitários desses potenciais, está apresentado na Tabela 33.

A ausência de regulamentação pode gerar incertezas significativas, impactando diretamente o valor do ativo e o potencial de arrecadação de receita provenientes de certificados e créditos de carbono. Especialistas indicam que atualmente o mercado está pouco aquecido e que a comercialização de créditos de carbono de aterros não está ocorrendo de maneira relevante.

Tabela 33. Resumo do potencial a curto prazo de ativos ambientais do Estado.

Tipo de potencial	Origem do substrato	Resíduo/ Rota	Quantidade de plantas	Potencial de biometano (bi Nm ³ /ano)	Potencial de geração de CBIOS (CBIOS/ano)	Potencial de geração de GAS-REC (GAS-REC/ano)**	Créditos de Carbono (Créditos de Carbono/ano)*
POTENCIAL FUTURO (plantas sem projetos declarados)	RESÍDUOS DA INDÚSTRIA SUCROENERGÉTICA	Vinhaça	136	1,35	3.741.634	47.372.821	-
		Vinhaça e Torta de Filtro		1,85	5.119.187	64.814.009	-
	RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS	Aterro sanitário	23	0,07	199.615	8.749.580	1.291.164
	TOTAL			159	1,91	5.318.802	73.563.589
POTENCIAL JÁ REALIZADO (Plantas em operação ou em implantação)***	RESÍDUOS DA INDÚSTRIA SUCROENERGÉTICA	Vinhaça	7	0,13	352.194	4.459.124	-
		Vinhaça e Torta de Filtro		0,18	488.663	6.186.954	-
	RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS	Aterro sanitário	15	0,25	714.224	2.356.201	4.619.783
	TOTAL			22	0,42	1.202.887	8.543.155
POTENCIAL TOTAL (FUTURO + REALIZADO)	RESÍDUOS DA INDÚSTRIA SUCROENERGÉTICA	Vinhaça	143	1,48	4.093.828	51.831.945	-
		Vinhaça e Torta de Filtro		2,02	5.607.850	71.000.963	-
	RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS	Aterro sanitário	38	0,32	913.839	11.105.781	5.910.947
	TOTAL			181	2,34	6.521.689	82.106.744

*1 crédito de carbono é equivalente a 1 tCO₂eq. Estimativa considera apenas potencial de créditos de aterros sanitários, ou seja, cerca de 13% do potencial total de biometano do estado de São Paulo. ** Dados estimados com metodologia de potencial. *** Há diferentes interpretações sobre a possibilidade de sobreposição entre ativos ambientais, portanto é imprescindível a análise da existência de dupla-contagem específica e cada projeto. Fonte: Preparado pelos autores.

No âmbito da comercialização dos ativos ambientais do biometano, conforme já citado anteriormente, há a possibilidade de venda agregada e desagregada de atributo ambiental e atributo energético (comumente chamado no mercado de “molécula”). Isso abre possibilidades importantes para a geração de receita para produtores de biometano, já que há compradores interessados no atributo ambiental (a aquisição de um energético renovável) mas que estão distantes da oferta física do biometano.

É importante que a comercialização agregada ou desagregada dos atributos seja realizada com metodologias transparentes e reconhecidas internacionalmente para que o atributo ambiental adquirido tenha reconhecimento para redução de emissões no comércio com outros países. Além disso, é essencial que o rastreamento da cadeia de custódia do atributo seja feito por órgãos certificadores com transparência para garantir que não haja reporte duplo de emissões evitadas, o que caracterizaria “greenwashing”.

Ao contrário do setor de energia elétrica, o Brasil não possui um sistema nacional interligado de gás. Alguns protocolos internacionais podem exigir que o certificado seja gerado na mesma área de concessão onde o gás é consumido. Como até o momento não há regulamentação clara sobre esse assunto, trata-se de um tópico fundamental para a atuação do governo, visando garantir que o sistema de gás brasileiro seja reconhecido internacionalmente como unificado. Tal definição evitará restrições de comercialização dos certificados apenas dentro da mesma área de concessão de gás.

Em relação à geração de mais de um tipo de ativo ambiental pelo biometano produzido em uma planta, há diferentes interpretações sobre a possibilidade de sobreposição entre os tais ativos (a chamada dupla-contagem). A operadora de créditos de carbono Global Carbon Council (GCC), por exemplo, impede que usinas de produção de energia, que buscam o registro em sua plataforma, tenham qualquer outro tipo de registro, inclusive para emissão de Certificados de Energia Renovável. Já o mercado da Califórnia, que permite a comercialização de mais de um tipo de ativo ambiental, é comumente citado como exemplo que corrobora com a interpretação do baixo risco de dupla-contagem.

A compra de CBIOS é compulsória para atendimento a metas estabelecidas para importadores e comercializadores de combustíveis que atuam em território nacional. Até o momento não foram publicadas informações a respeito do uso de CBIOS em reportes internacionais de redução de emissões por esses compradores. Especialistas destacam que isso tende a reduzir significativamente o risco de dupla-contagem entre CBIOS, geração de créditos de carbono e certificados. De toda forma, é crucial levar em consideração este aspecto ao avaliar o mercado de ativos ambientais em desenvolvimento e estar atento às definições internacionais para melhorar a previsão de receitas geradas pelos atributos ambientais do biometano. Enquanto não há uma definição clara, cabe aos compradores, no mercado voluntário, definir pela aquisição de ativos de plantas que geram um ou mais tipos de ativos ambientais de um mesmo volume de biometano.

3.2.3. Considerações sobre os ativos ambientais do biometano

No que se refere à agenda climática, é notável a importância do desenvolvimento do potencial alavancador de curto prazo de geração de ativos ambientais do biometano para a contribuição ao atingimento de metas estaduais de descarbonização.

Observa-se que são diversas as oportunidades que os ativos podem gerar para o mercado de biometano. No entanto, vale destacar a dinâmica complexa, influenciada por fatores regulatórios, sazonais e de oferta e demanda a que esse mercado está sujeito. A volatilidade dos preços e as mudanças regulatórias representam riscos significativos que devem ser cuidadosamente avaliados por empresas e órgãos reguladores. Logo, as receitas estimadas nesse estudo devem ser utilizadas apenas como referências estratégicas, e demandam de confirmações caso a caso.

A seguir são elencadas as principais considerações referentes aos ativos ambientais.

- O atual cenário do mercado de carbono voluntário internacional apresenta instabilidade, o que diminui a atratividade dos créditos de carbono. Com a regulamentação do mercado de carbono e definições mais claras das regras, projetos de biometano podem se tornar mais valorizados. No entanto, ainda existem debates sobre a adicionalidade e risco de dupla contagem. Atualmente, o setor de aterros sanitários gera créditos pela queima do biogás e substituição de combustível ou energia elétrica, mas o valor desses créditos é baixo. As usinas sucroenergéticas no Brasil não estão gerando créditos de carbono a partir da queima de biogás do tratamento de efluentes, enquanto fora do país, projetos semelhantes datam apenas de 2013.
- Com o mercado de carbono e de outros atributos ambientais em desenvolvimento mundialmente, torna-se imprescindível uma avaliação cuidadosa dos resultados de potencial de geração de ativos ambientais. A geração de receitas com esses ativos será dependente de diversos aspectos de mercado que serão melhor definidos nos próximos anos e podem impactar aumentando ou reduzindo as expectativas de ganhos com os ativos do biometano.
- Quanto aos CBIOs, pode-se observar uma tendência de crescimento impulsionada pela conformidade regulatória, pelo compromisso do Brasil com a descarbonização e pela crescente demanda por biocombustíveis. Até o momento já foram definidas metas até 2032 e encontrou-se referências ao início do planejamento e discussão pelo CNPE de metas até 2033. A criação do mercado regulado de carbono no Brasil pode influenciar o mercado de CBIOs. No entanto, a complexidade do mercado e a sua sensibilidade a diversos fatores ressaltam a importância da diversificação do portfólio de ativos ambientais como uma estratégia de mitigação de riscos.

- O mercado de GAS-REC ainda enfrenta desafios significativos, com uma perspectiva instável e incerta quanto à geração de receita. A aceitação desses certificados em relatórios de emissões e a potencial utilização como offset representam oportunidades que devem ser monitoradas. Sendo assim, para haver uma valorização efetiva do atributo ambiental do biometano e geração de receitas com os ativos ambientais relacionados, é essencial que o GAS-REC e qualquer certificado de origem, como, por exemplo, o que foi recentemente aprovado pela Lei nº 14.993/2024, Lei Combustível do Futuro, seja reconhecido internacionalmente e aceito em relatórios de emissões (como *GHG Protocol*) como prova de substituição de combustíveis fósseis.

Diante desse panorama, é essencial que as empresas e os órgãos reguladores acompanhem de perto a evolução do mercado, e que estejam atentos às regulamentações em desenvolvimento e adotem uma abordagem cautelosa na avaliação e gestão dos riscos associados aos ativos ambientais. Além disso, a transparência e a clareza das metodologias de avaliação, bem como a busca por mecanismos que aumentem a liquidez desses ativos, são fundamentais para promover um ambiente de negócios sustentável e resiliente no setor de biogás e biometano.

O governo do estado de São Paulo desempenha um papel crucial ao articular com o governo federal e organizações internacionais para alinhar políticas e regulamentações que promovam o desenvolvimento do mercado de biometano. Esta articulação pode ocorrer por meio da participação ativa em fóruns internacionais e organizações relevantes, permitindo o acesso a informações atualizadas sobre tendências globais e melhores práticas. Além disso, o governo estadual pode advogar junto aos órgãos reguladores, tanto federais quanto internacionais, para promover interesses específicos relacionados ao biometano, contribuindo para a criação de um ambiente regulatório favorável ao crescimento sustentável deste mercado.





4

LOGÍSTICA E POLOS DE OFERTA DE BIOMETANO

LOGÍSTICA E POLOS DE OFERTA DE BIOMETANO

4.1. Conceitos de logística de gás

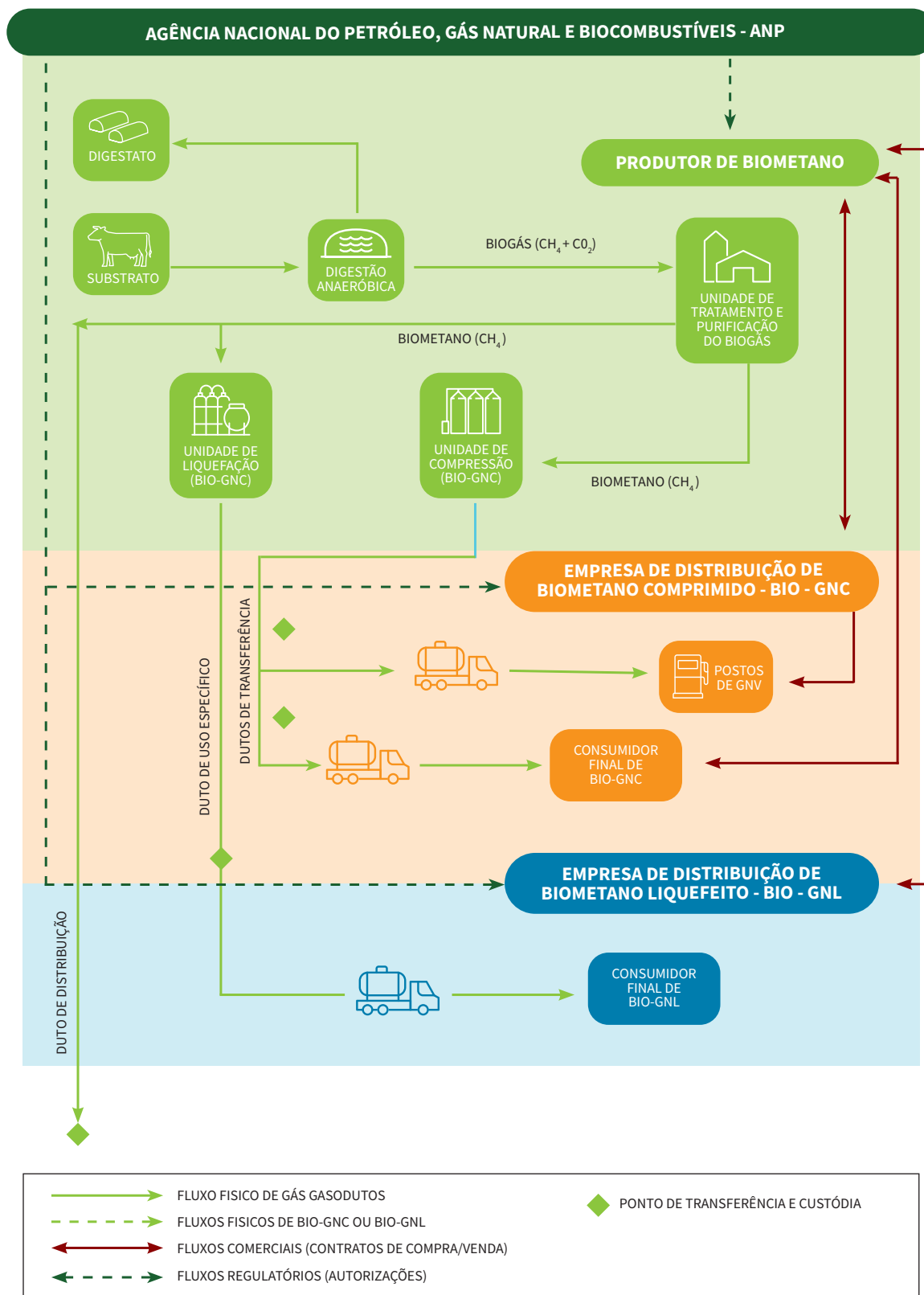
Conforme definido pela ANP, o biometano é um combustível gasoso constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do biogás, mistura gasosa oriunda da decomposição da matéria orgânica. As resoluções da ANP e a “Nova Lei do Gás” (Lei nº 14.134/2021, art. 3º, § 2º) e seu decreto regulamentador (Decreto nº 10.712/2021, art. 4º) estabelecem que o biometano está sujeito a tratamento regulatório equivalente ao gás natural, contanto que cumpra as especificações estabelecidas pela ANP. Nesse sentido, para esse estudo definiu-se que o termo gás será utilizado para se referir ao Gás Natural (GN) e biometano.

Com isso, o biometano se torna intercambiável com o GN em todas as suas aplicações e passível de ser transportado juntamente com o GN nos gasodutos (de escoamento, de transporte e de distribuição) ou na forma de biometano comprimido (Bio-GNC) por meio de caminhão-tanque (modal rodoviário) ou na forma de gás liquefeito, denominado biometano liquefeito (Bio-GNL). Assim, o acesso do biometano a mercados localizados próximos a infraestrutura de gás natural, pode ser viabilizado a partir do compartilhamento da infraestrutura existente, possibilitando a expansão integrada e complementar dos dois combustíveis.

Nesse estudo são analisadas as seguintes alternativas atuais de modais para o transporte de biometano: (i) modal dutoviário - gasodutos, (ii) modal rodoviário - Gás Natural Comprimido (GNC) e (iii) modal rodoviário - Gás Natural Liquefeito (GNL). Cada modalidade de logística possui suas próprias características, capacidades, custos e requisitos, e a escolha do modal mais adequado dependerá de fatores como: distância a ser percorrida; volume de gás a ser movido; localização das fontes de produção e dos centros de consumo; etc.

Na Figura 26 são apresentados os fluxos físicos, comerciais e regulatórios para os diferentes modais de logística de gás natural e de biometano. Conforme observado, a distribuição por dutos de transporte e por caminhões são regulados pela ANP, que dispõe sobre as regras de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) ou Bio-GNL a granel e de gás natural comprimido (GNC) ou Bio-GNC, no país.

Figura 26. Fluxos físicos, comerciais e regulatórios que envolvem a produção e distribuição do biometano no Brasil.



Fonte: MME, 2020.

Na Tabela 34 são apresentados em detalhe as características dos três modais principais de logística do gás no Estado de São Paulo.

Tabela 34. Características dos modais de logística de gás natural e biometano no estado de São Paulo.

	Descrição	Normas e legislações
Gasoduto (modal dutoviário)	Gasoduto é o modal mais utilizado, atualmente, para transporte e distribuição de gás. Composto por uma rede de tubulações que operam em diferentes pressões e possuem diferentes diâmetros. Constitui um monopólio natural. Transporte é regulado pela ANP e distribuição é regulada pelos governos estaduais.	Transporte: Primeiro Lei nº 9.478/1997 e a mais recente, é a Lei nº 14.134/2021 (conhecida como a nova Lei do Gás Natural) e o Decreto nº 10.712/2021, que a regulamentou. Para além das leis existem diversas Resoluções, Portarias da ANP e Normas Técnicas da ABNT (ANP, 2024a). Distribuição: A ARSESP possui diversas deliberações que tratam sobre as condições de distribuição de gás, tabelas tarifárias para as concessionárias, as quais são atualizadas anualmente. Exemplos: Deliberação da ARSESP nº 1.105/2020, Deliberação ARSESP nº 1.485/2023.
Transporte de biometano como gás comprimido (BioGNC) - Modal rodoviário	A distribuição de GNC a granel abrange desde a aquisição, recebimento e compressão do gás natural, contemplando também as etapas de armazenamento, distribuição, comercialização e controle de qualidade do GNC. O GNC é transportado por meio de skids, que variam de capacidade. Algumas empresas distribuidoras de GNC, autorizadas pela ANP, que atuam no Estado de São Paulo são: <ul style="list-style-type: none"> • CDGN Logística S.A. • GNV Aroeiras Ltda • NEOgás do Brasil Gás Natural Comprimido S.A. • Companhia de Transporte de Gás S.A. - CTG • GNC Matão – Compressão de Gás Natural Ltda • Companhia Distribuidora de Gás Natural S.A. - CDGN • CTG - Companhia de Transporte de Gás S.A. 	Na Resolução ANP nº 41/2007 são estabelecidos os requisitos para o exercício da atividade de distribuição de GNC a granel – estipulados no art. 4º e a execução de projeto para uso próprio e projeto estruturante – definidos no art. 6º. Esta resolução ANP nº 41/2007 está sendo revisada em uma consulta pública que está por ser concluída desde 2023 e pode demandar alterações nos normativos atuais. Essa revisão reacende a disputa sobre as fronteiras entre as regulações federal e estaduais, que podem trazer alterações nos normativos atuais.
Transporte de biometano como gás liquefeito (BioGNL) - Modal rodoviário	A distribuição de GNL engloba o recebimento, armazenamento, transvasamento, controle de qualidade, transporte, entrega aos consumidores finais e às instalações de liquefação e regaseificação (ANP, 2024b). O GNL é transportado em caminhões-tanque. As empresas distribuidoras de GNL, autorizadas pela ANP, são: <ul style="list-style-type: none"> • ENEVA - Azulão Geração de Energia S.A. • GasLocal - GNL Gemini Com. Log. Gás Ltda • Nfe Power Distribuidora De Gás Natural LTDA • White Martins S.A. Até o momento, não há projetos de redes locais abastecidos por GNL registrados junto à ARSESP.	A Portaria ANP nº 118/2000 dispõe sobre a atividade de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel, bem como as atividades de construção, ampliação e operação de centrais de distribuição de GNL. A Resolução ANP nº 52/2015 regulamenta a construção, ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, incluindo no formato de gás natural liquefeito (GNL), assim como biocombustíveis e demais produtos (ANP, 2024b).

Fonte: Preparado pelos autores.

Licenças e autorizações	Custo
<p>Para novos trechos do gasoduto de distribuição e implantação das Estações de Controle de Pressão, é necessária:</p> <ul style="list-style-type: none"> • a emissão de licenças junto aos órgãos ambientais (CETESB) • elaboração de estudos técnicos pela concessionária; • emissão o Decreto de Utilidade Pública – DUP (ARSESP) e parecer favorável da Procuradoria Geral do Estado • emissão de um decreto pelo Governador, para que a área seja declarada de utilidade pública. 	<p>Para compor o arranjo de custos com a logística de utilização de dutos para movimentação de gás, seja transporte (TUST) ou distribuição (TUSD), são considerados os valores de tarifas (tarifas-teto vigentes) publicadas recentemente (jul/2024), pelas Deliberações da ARSESP, para o Estado de São Paulo, por área de concessão das distribuidoras. Essas deliberações incluem as tarifas de transporte (que estão dentro do valor total do preço de suprimento à distribuidora, isto é, é ofertado pelo supridor um valor único, que é a soma da molécula mais transporte) e as tarifas da distribuição.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Naturgy - Deliberação ARSESP N° 1.522, 28/05/2024 • Comgás - Deliberação ARSESP N° 1.528, 05/06/2024 • Necta Gas - Deliberação ARSESP N° 1.527, 06/06/2024
<p>Para operação de uma unidade de compressão de GNC, é necessário o cumprimento da Resolução ANP N° 52/2015 e Resolução ANP N° 41/07 (MME, 2024). A autorização para construção e operação das unidades de compressão de GNC, é concedida em duas etapas (Resolução ANP N° 41/07), a saber:</p> <ul style="list-style-type: none"> • autorização de construção (requisitos estipulados no § 1º do Art. 5º) e; • autorização de operação (requisitos estipulados no § 2º do Art. 5º). 	<p>Segundo dados da Argus Media, que realizou um levantamento dos custos para logística de gás em GNC em São Paulo em fevereiro de 2024, os valores de frete de GNC podem variar entre R\$ 0,756/m³ a R\$ 2,008/m³ (ARGUS, 2024). Os dados da publicação da ARGUS, corroboram com os levantamentos feitos pelo estudo, com especialistas que indicaram que os valores de distribuição por GNC podem variar entre R\$ 0,32/m³ até 60km de distância e R\$ 1,25 para até 230km.</p>
<p>As principais licenças, atualmente, estão ligadas à importação de gás natural, logo as principais normas que regem o setor são a Portaria ANP n° 118/2000 e a Resolução ANP n° 52/2015. Contudo, os projetos de Rede Local submetidos para análise e autorização da ARSESP deverão apresentar as informações definidas na Deliberação da ARSESP n° 1.055/2020. Além disso, para o cálculo dos custos com os serviços contratados para a liquefação, transporte e regaseificação, para atender as redes locais, estão limitados aos percentuais definidos na Deliberação ARSESP n° 1.055/2020</p>	<p>Segundo dados da Argus Media, que realizou um levantamento dos custos para logística de gás em GNL para o estado de São Paulo em fevereiro de 2024, os valores de frete de GNL podem variar entre R\$ 0,143/m³ a R\$ 0,630/m³.</p>

Com relação às características técnicas do transporte pelos diferentes modais, na Tabela 35, segundo Zamalloa (2004), se observa uma variação na densidade energética por unidade de volume a ser transportada pelo tipo de modal, assim como há uma perda no momento de conversão e movimentação desse gás. No gasoduto o conteúdo energético (8%) é menor que GNC (20%) e GNL (50%). Por outro lado, o GNL apresenta uma perda maior na conversão do gás e na sua movimentação (10% a 12%), em comparação ao GNC (5% a 7%) e ao gasoduto (2% a 3%).

Tabela 35. Características dos sistemas de transporte e distribuição de gás.

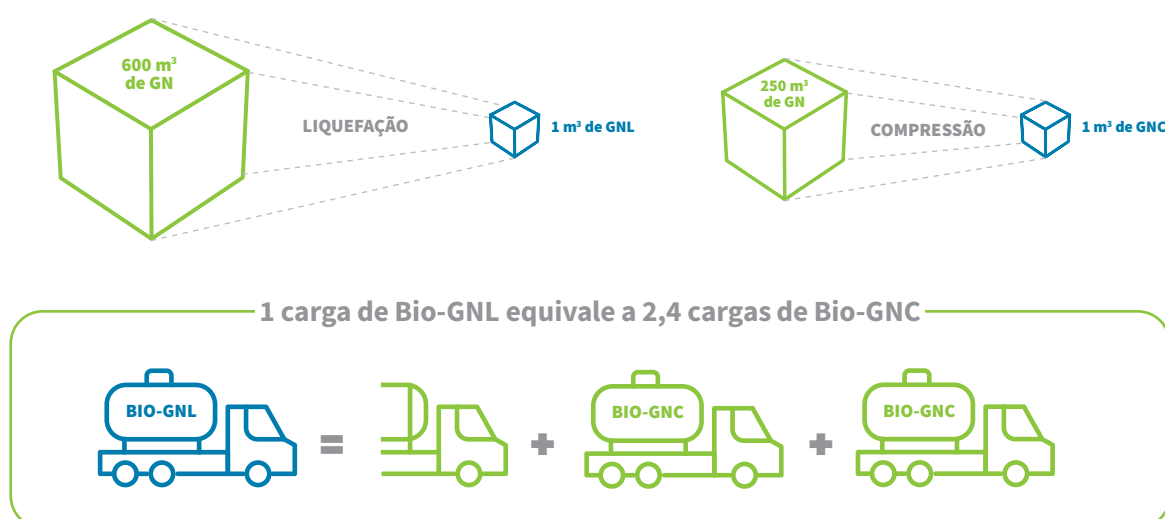
Sistema de transporte	Conteúdo de Energético relativo ao óleo (% por unidade de volume)	Consumo em transporte e/ou conversão	Volume de transporte	Distância de transporte
Gasoduto (80 bar)	8%	2% - 3%	Pequeno-> Grande	Média
GNL (Gás Natural Liquefeito)	50%	10% - 15%	Médio -> Grande	Média -> Grande
GNC (Gás Natural Comprimido)	20%	5% - 7%	Pequeno-> Médio	Pequena

Fonte: ZAMALLOA, 2004.

Essas condições se devem ao fato de o modal dutoviário não envolver uma redução significativa no volume do gás, diferentemente do modal rodoviário, comumente utilizados para logística de GNC e GNL. A compactação do gás promove um aumento da sua densidade energética e permite uma logística mais eficiente em larga escala.

A Figura 27 representa a relação de equivalência dos volumes de gás natural, GNC e GNL à medida que variáveis como pressão e temperatura são alteradas. Nas Condições Normais de Temperatura e Pressão (CNTP) o gás em seu estado gasoso ocupa aproximadamente 200 vezes mais espaço que sua versão comprimida (GNC) e cerca de 600 vezes mais que sua versão liquefeita (GNL). De acordo com a (ARGUS, 2024), a capacidade máxima das carretas de GNC é de 6.800 m³ de gás, enquanto a capacidade máxima das carretas de GNL é de 34.400 m³.

Figura 27. Relação de equivalência do volume de gás natural nas condições normais de temperatura e pressão (CNTP) comparativamente aos volumes de GNC e GNL.



Fonte: MCTI, 2020.

Já o custo dos diferentes modais depende das características específicas de cada projeto, como por exemplo: volume e composição do gás, distância até o ponto de entrega, requisitos de armazenamento e infraestrutura, se houver, localização geográfica, necessidade de tratamento, compressão, entre outros.

Na Figura 28, observa-se que o custo e o tipo de modal mais adequado varia conforme a distância e a capacidade. De acordo com EPE (2022), o modal dutoviário se apresenta como o modal mais viável dependendo da distância, considerando uma capacidade mínima de cerca de 1 milhão de Nm³/dia para gasodutos com 100 km (EPE, 2022). Enquanto a alternativa de GNL torna-se mais viável que o GNC para capacidades maiores, a partir de 750 km, em regiões onde os gasodutos de transporte ainda não encontram viabilidade.

Figura 28. Comparação de utilização de modais.

	10	100	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	Km
0,10	GAS	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNL	GNL
0,50	GAS	GNC	GNC	GNC	GNC	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	
1,00	GAS	GAS	GNC	GNC	GNC	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	
2,00	GAS	GAS	GAS	GNC	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	
3,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	
4,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	
5,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	
6,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL	
7,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	
8,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL
10,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	
20,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	

milhão de Nm³/dia

Notas: os códigos apresentados nas células coloridas indicam qual alternativa teve o menor custo para a Capacidade em MMm³/d mostrada na primeira coluna, e Distância em km mostrada na primeira linha; "GNC" refere-se ao gás natural comprimido, "GNL" ao gás natural liquefeito, e "GAS" ao transporte via gasodutos. Fonte: EPE, 2020.

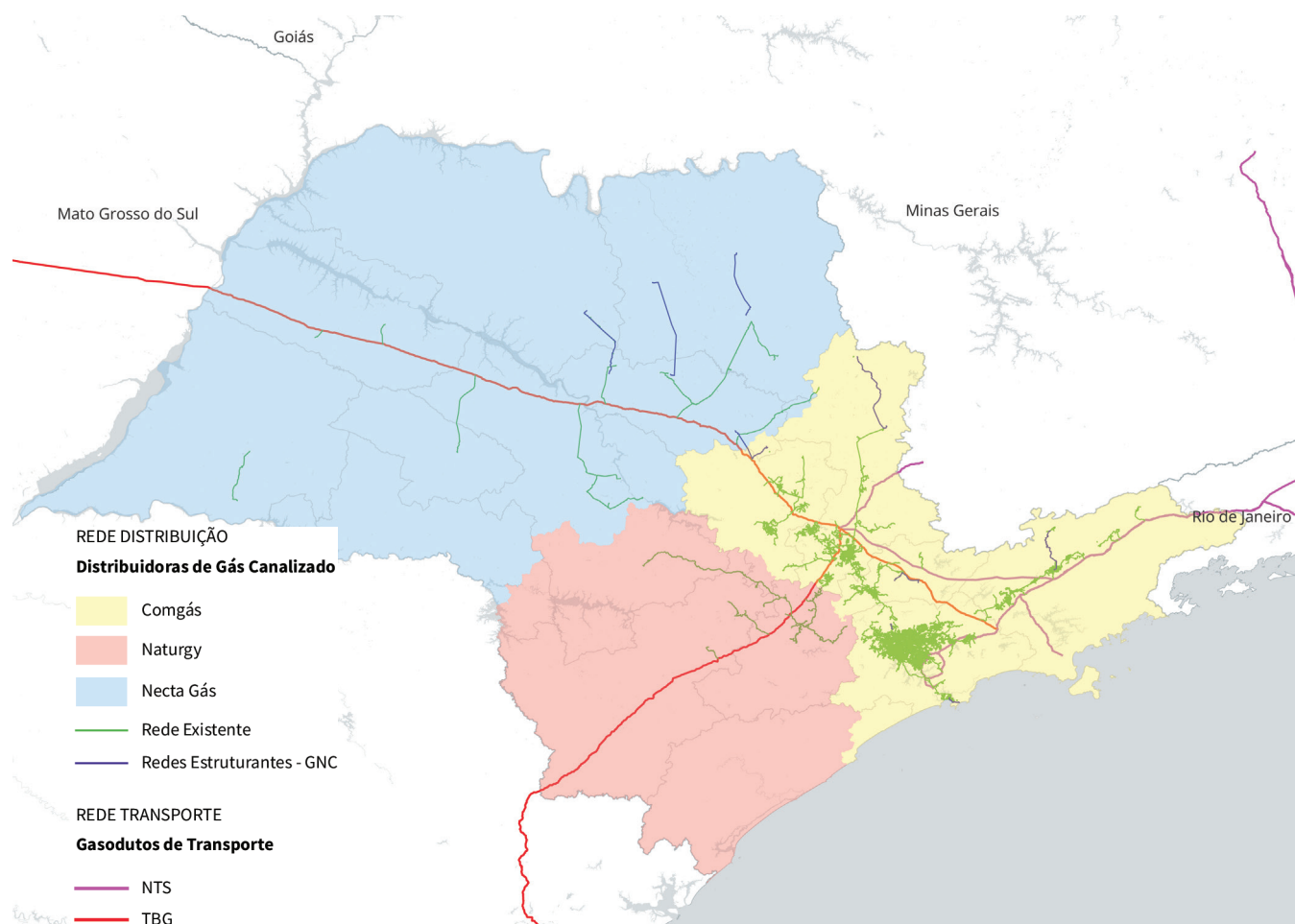
Contudo, no caso do biometano, o volume de produção ainda está abaixo de 0,10 milhão de Nm³/dia. Por esta razão, sempre é necessário aprofundar a análise para o transporte de volumes no contexto da oferta e demanda do biometano, especificamente.

De forma geral, em relação ao custo com os diferentes modais, os investimentos em infraestrutura de gasoduto se beneficiam da economia de escala e assim, se apresentam como uma alternativa versátil para os diferentes volumes e distâncias de distribuição. Por outro lado, o GNC e GNL alcançam localidades em que não há redes de gasodutos, em especial no GNL (SHATON; HERVIK; HJELLE, 2020), pode se utilizar para distância ainda maiores que 2.000 km. Logo, a escolha do modal para distribuição do gás natural ou biometano precisa ser avaliada sobre os diversos aspectos: técnico, econômico e ambiental, antes de se definir taxativamente qual a melhor alternativa de modal, além de considerar a possibilidade de um arranjo com um mix dos modais.

4.2. Infraestrutura logística de gás no estado de São Paulo

A infraestrutura existente e consolidada de gasodutos de transporte e distribuição no estado de São Paulo, assim como de redes estruturantes, aquelas que utilizam o modal rodoviário com GNC ou GNL em trechos que ainda não existe gasoduto, é apresentada na Figura 29.

Figura 29. Gasodutos de transporte e distribuição e redes estruturantes no Estado de São Paulo.



Fonte: Preparado pelos autores.

Os gasodutos de transporte presentes no território do Estado de São Paulo são das empresas TBG e NTS. Esses gasodutos são regulados pela ANP, ou seja, no âmbito federal. No caso da TBG, a empresa possui 6 estações de compressão de gás natural para transporte no Estado (ECOMP Mirandópolis, ECOMP Penápolis, ECOMP Iacanga, ECOMP São Carlos, ECOMP Paulínia e ECOMP Capão Bonito) e 23 pontos de entrega que fazem a redução da pressão do gás natural para entrega às companhias distribuidoras locais, para a Petrobras e para a GásLocal, empresa que comercializa o gás natural na forma de GNL. Existe ainda um hub, ou seja, um ponto central de interconexão de gasodutos, responsável por ramificar entregas de gás natural para diversas regiões, que está localizado em Paulínia (TGB, 2024). No caso da NTS, são 3 estações de compressão (ECO Taubaté, ECO Vale do Paraíba e ECO Guararema) e 24 pontos de entrega (NTS, 2024).

Já a distribuição do gás canalizado é realizada em três áreas de concessão no estado de São Paulo, sendo operadas por três diferentes empresas: Comgás, Naturgy e Necta Gas. A concessão e a regulação da infraestrutura de distribuição são de âmbito estadual, ou seja, a regulação é feita pela ARSESP. A Tabela 36 apresenta as principais características, extensão da malha e número de usuários, de cada área de concessão do estado de São Paulo.

Tabela 36. Informações sobre a infraestrutura de gás natural no Estado de São Paulo.

Concessionária de distribuição	Região do Estado	Municípios concedidos	Municípios atendidos	Extensão da malha (km)	Número de usuários	Consumo médio diário (m ³ /dia)
Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS)	Leste	177	94	19.443	2.472.374	14,13 milhões
Gás Natural São Paulo Sul S/A (Naturgy)	Sul	93	26	1.906	100.005	0,83 milhões
Necta Gás Natural S/A	Noroeste	375	40	1.274	41.507	1,13 milhões

Área Leste: Integrada pelas regiões administrativas da Grande São Paulo, São José dos Campos, Santos e Campinas é atendida pela Concessionária. Área Sul: Integrada pelas regiões administrativas de Sorocaba e Registro é atendida pela Concessionária. Área Noroeste: Integrada pelas regiões administrativas de Ribeirão Preto, Bauru, São José do Rio Preto, Araçatuba, Presidente Prudente, Marília, Central, Barretos e Franca é atendida pela Concessionária.

Fonte: ARSESP, 2024.

No caso do modal rodoviário de GNC, existem nove redes locais de distribuição de gás por GNC em São Paulo, sendo seis da Comgás e três da Necta (ARSESP, 2024d). Não há registros de utilização do modal rodoviário de GNL para as atuais concessionárias do estado de São Paulo. Na Figura 30 é apresentada a malha existente de GNC no estado de São Paulo. Os traçados são baseados nas Deliberações da ARSESP em conjunto com o mapeamento das rodovias existentes, conforme Tabela 37.

Tabela 37. Listagem das redes estruturantes existentes no estado de São Paulo.

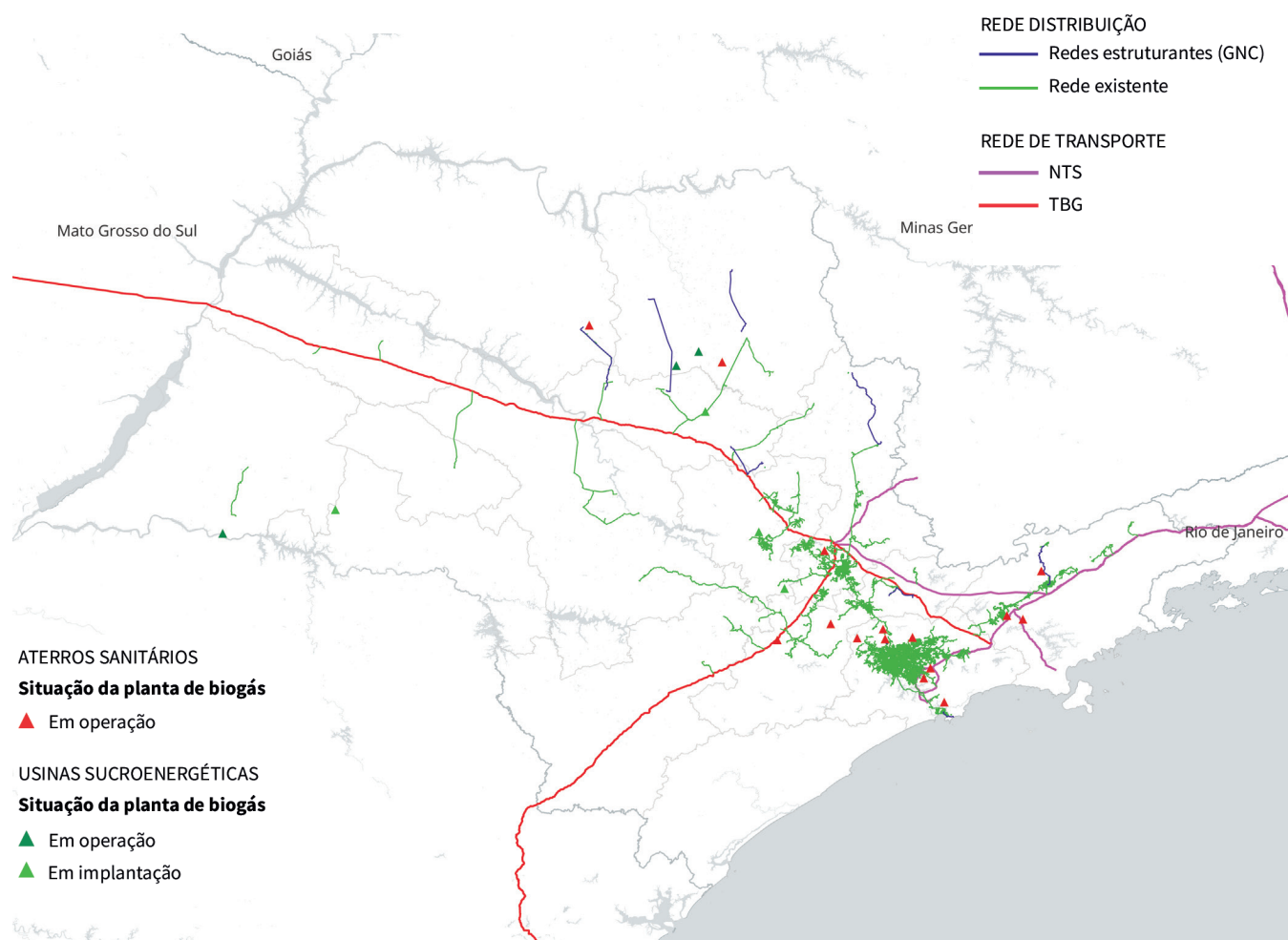
Rede local ou estruturante de GNC	Deliberação ARSESP	Interligação entre os municípios
1	543/2014	São Carlos e Analândia
2	590/2015	Taubaté a Campos do Jordão
3	631/2016	Santos a Guarujá
4	709/2017	Atibaia a Jarinu
5	710/2017	Aterro Bandeirantes a Jaraguá (SP)
6	750/2017	São João da Boa Vista e Mococa
7	735/2017	Matão a Bebedouro
8	921/2019	Ribeirão Preto a Orlândia
9	656/2016	Itápolis a Catanduva

Fonte: Adaptado de ARSESP, 2024.

Ao se analisar a oferta de biometano no estado de São Paulo, nota-se que existem diversas áreas com potenciais, umas mais próximas da rede dutoviária e outras mais distantes, que demandam atualmente do uso dos modais rodoviários. Por meio de uma análise geoespacial é possível avaliar a proximidade dos modais logísticos aos principais locais com oferta existente de biometano, como representado pela Figura 30, e oferta potencial de curto prazo biometano, como na Figura 31.

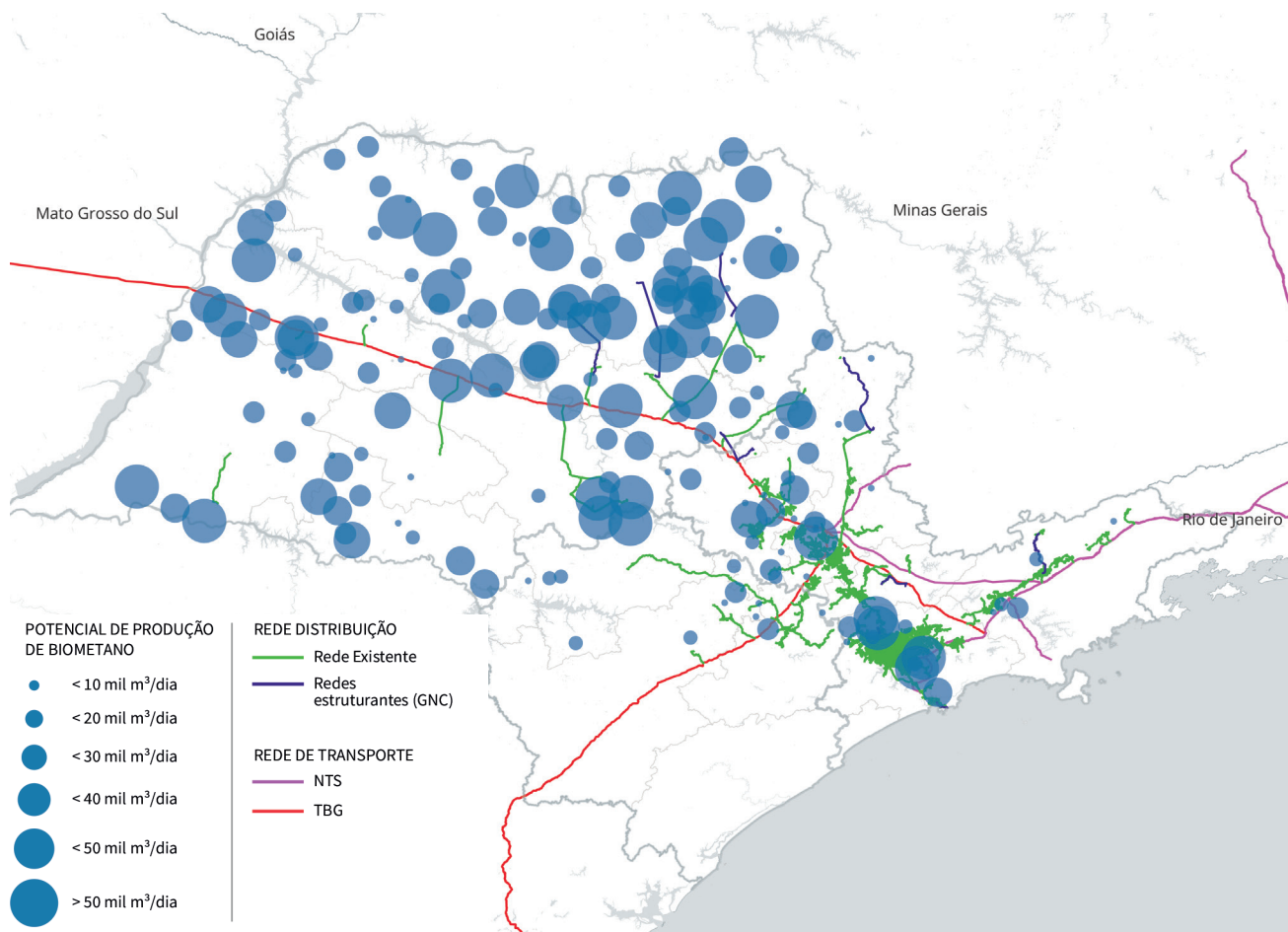
Pela Figura 30, observa-se que as plantas em operação com aproveitamento energético estão predominantemente localizadas na área de concessão da Comgás, que apresenta uma rede de distribuição muito capilarizada, que estão muito próximas das plantas existentes de biogás e biometano. Por outro lado, quando se observa as plantas com potencial de produção de biogás e biometano (Figura 31), nota-se uma concentração significativa na área de concessão da Necta, onde a concentração do potencial é mais espaçada e, em grande parte, distante de gasodutos e redes estruturantes ou isoladas.

Figura 30. Infraestrutura de gasodutos de transporte e distribuição e redes estruturantes no Estado de São Paulo.



Fonte: Preparado pelos autores.

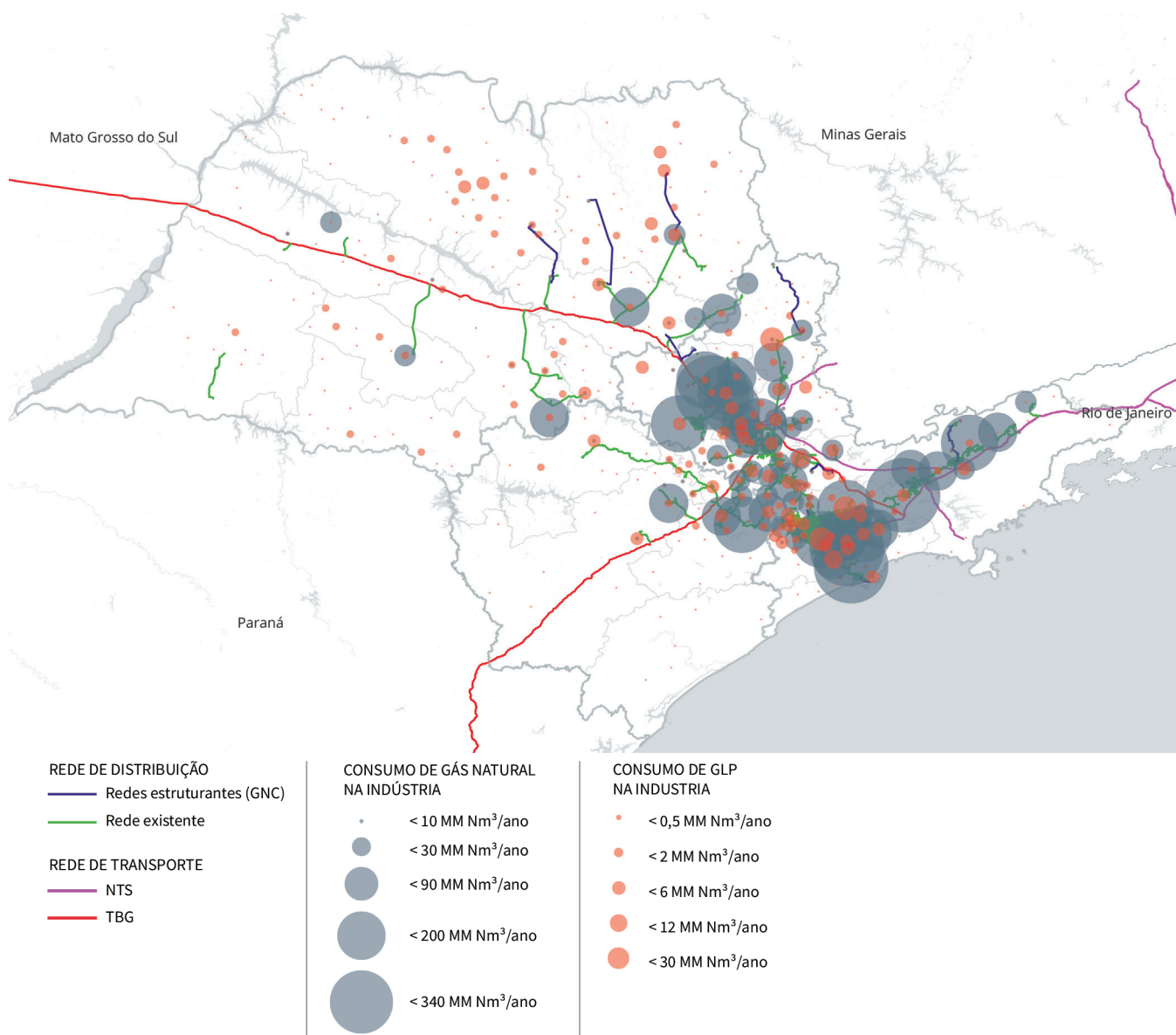
Figura 31. Oferta potencial de biometano, infraestrutura de gasodutos de transporte e distribuição e redes estruturantes no Estado de São Paulo.



Fonte: Preparado pelos autores.

No que refere à proximidade dos modais aos locais de demanda, na Figura 32 é apresentada a distribuição territorial atual da demanda de gás natural (GN) e Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) no estado de São Paulo. Nota-se uma concentração significativa dessa demanda na área de concessão da Comgás.

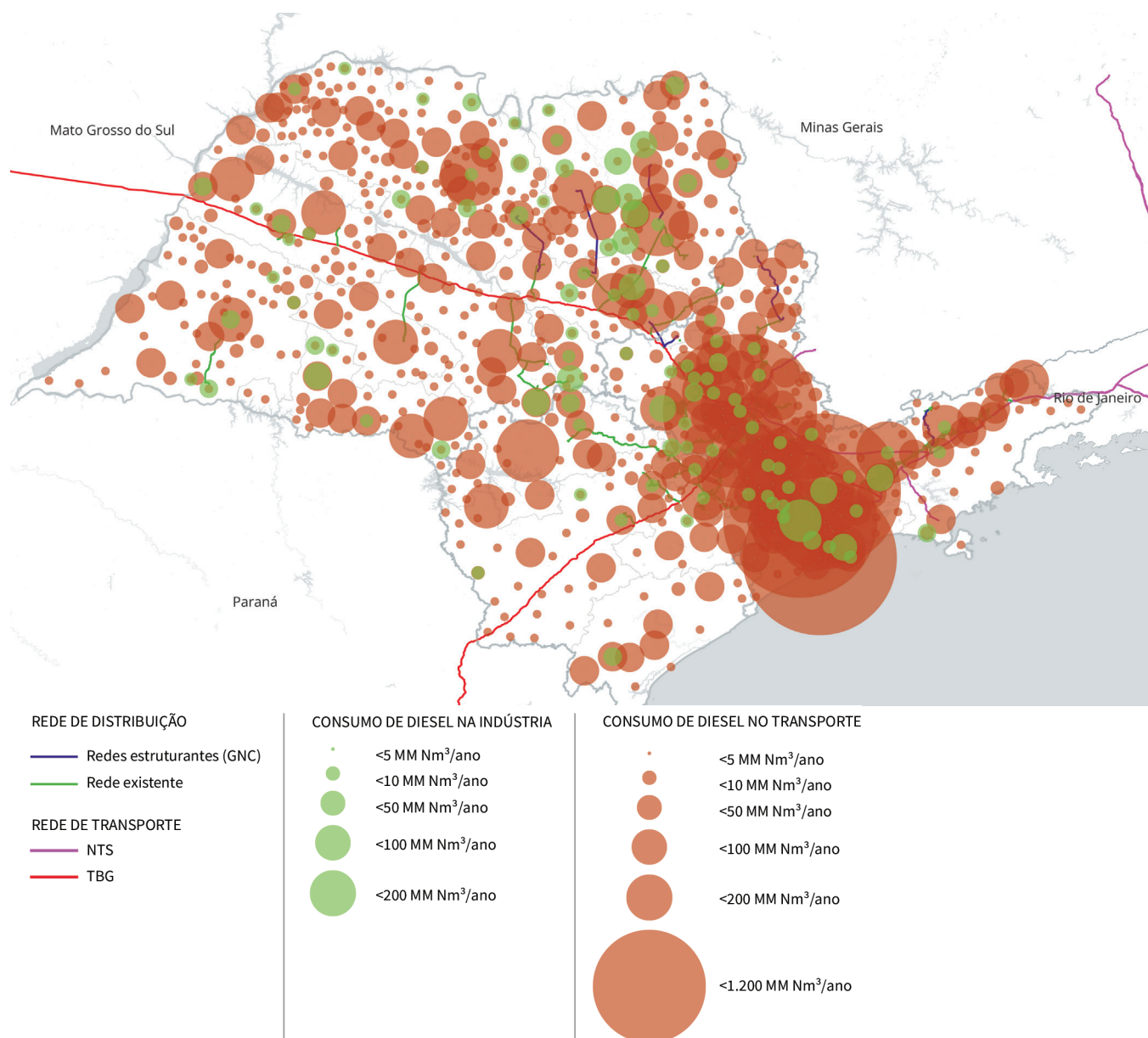
Figura 32. Demanda GN e GLP equivalente a biometano, infraestrutura de gasodutos de transporte e distribuição e redes estruturantes no Estado de São Paulo.



Fonte: Preparado pelos autores.

Enquanto a demanda por diesel no transporte e na indústria está distribuída por todo estado, há maior concentração atualmente, para uso de transporte, na área de concessão da Comgás, como pode ser visto na Figura 33.

Figura 33. Demanda de diesel equivalente a biometano, infraestrutura de gasodutos de transporte e distribuição e redes estruturantes no Estado de São Paulo



Por meio da comparação entre a distribuição das áreas com aproveitamento de biometano existente e o potencial, nota-se que há muito mercado a ser explorado com o uso do biometano. Atualmente, a oferta potencial de biometano está majoritariamente concentrada na região Norte e Noroeste do estado de São Paulo, principalmente na área de concessão da Necta Gas (antiga Gás Brasileiro) e onde estão localizadas a maioria das plantas sucroenergéticas de estado, local onde também há uma demanda por diesel. Enquanto a demanda para Gás Natural e GLP está majoritariamente concentrada na região Sudeste e Leste do estado, próximo à capital e, principalmente, na área de concessão da Comgás, devido à concentração de indústrias nessa área.

Logo, é perceptível que há uma incompatibilidade quanto à oferta atual e possível demanda de biometano atualmente e no curto prazo, cenário que pode ser mitigado com as opções de modais dutoviário e rodoviários existentes e sua expansão.

4.3. Potencial de regionalização para expansão do biometano

Para atender às necessidades do estado de São Paulo e aproveitar ao máximo o potencial de biometano, é fundamental adotar uma nova lógica de planejamento da infraestrutura de distribuição de gás. Essa nova abordagem deve ser mais flexível e descentralizada, permitindo a criação de redes isoladas e estruturantes que podem ser desenvolvidas de acordo com as demandas locais e específicas de cada região.

Derivando da lógica de planejamento, que enfatiza a descentralização e a flexibilidade na infraestrutura de distribuição de gás, uma opção é o fomento à criação de polos de biometano no Estado de São Paulo. **Esta nova abordagem busca integrar a produção dispersa de biometano em polos estratégicos, otimizando a logística e o escoamento do combustível renovável.** A criação desses polos visa não apenas melhorar a eficiência da distribuição, mas também maximizar o aproveitamento dos recursos locais, promovendo uma matriz energética mais sustentável e diversificada. A iniciativa objetiva também promover parcerias público-privadas e incentivar inovações tecnológicas e regulatórias para garantir a viabilidade e eficiência dos polos.

Os polos podem ser organizados de acordo com diferentes focos e tipologias, como exemplificados a seguir:

- **Polos de Conexão às Redes de Distribuição** integram um ou mais projetos de produção de biometano às infraestruturas de distribuição. Essa integração pode ocorrer por meio de ramais primários, secundários ou mesmo outros modais como GNC e GNL. A principal característica desse tipo de polo é a grande concentração de plantas de produção de biometano perto das infraestruturas de distribuição. Esta tipologia é ideal para regiões com alta densidade de consumidores residenciais e comerciais, que podem se beneficiar da substituição parcial ou total do gás natural pelo biometano. A proximidade com a infraestrutura existente facilita a implementação e reduz os custos operacionais.
- **Os Polos de Conexão às Redes de Transporte** são destinados a áreas próximas às infraestruturas de transporte de gás de alta pressão, permitindo a integração da produção de biometano a essas redes. Essa conexão pode ocorrer por meio de modais como GNC e GNL. A principal característica desses polos é a proximidade com as infraestruturas de transporte, o que permite o transporte eficiente do biometano para regiões distantes dos locais de produção. Embora essa abordagem aumente a flexibilidade e a resiliência da rede de gás do estado, ela apresenta desafios relacionados às altas pressões necessárias para o transporte e foge da lógica da descentralização discutida anteriormente. No entanto, permite um modelo de negócio diferente, baseado na baixa infraestrutura de distribuição em algumas localidades, otimizando o uso das infraestruturas de transporte existentes.
- **Polos de Centros de Demanda**, como distritos industriais, que permitem uma demanda concentrada perto de plantas de produção de biometano. Nesses centros, o biometano pode ser utilizado como combustível para processos industriais ou para geração de energia, aproveitando a proximidade das fontes de demanda e reduzindo custos logísticos.
- **Distritos de Simbiose Industrial** apresenta uma abordagem um pouco mais complexa, pois envolve a identificação de proximidade entre plantas de produção de biometano, demandas energéticas, infraestruturas de distribuição e potencial de simbiose entre plantas. Nesse modelo, os resíduos ge-

rados por uma planta podem ser fornecidos para a codigestão em outra, criando um ciclo de produção e consumo mais sustentável e eficiente. Esta tipologia não apenas promove a eficiência energética, mas também a sustentabilidade das operações industriais, otimizando o uso dos recursos disponíveis.

Neste contexto, apresenta-se a seguir uma proposta de desenvolvimento e priorização de polos regionalizados, detalhando fases de implementação e condições necessárias para sua viabilização.

4.3.1. Proposta de potenciais polos de oferta e demanda de biometano e de expansão de infraestrutura de gasodutos

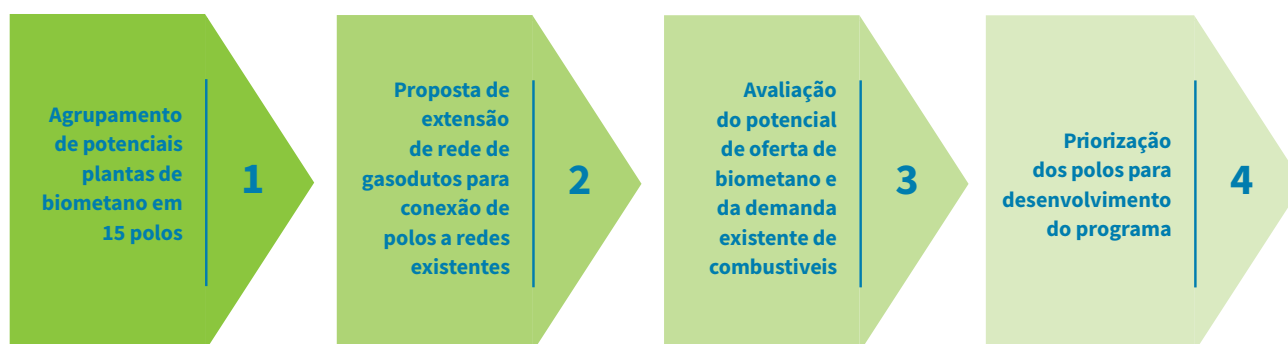
O estudo apresentado neste capítulo iniciou com a análise das plantas com potencial de oferta de biometano e, agrupamento de tais plantas em 15 diferentes potenciais polos distribuídos pelo estado de São Paulo, com base em uma série de critérios adotados, a partir de análise territorial. A Figura 34 ilustra as etapas deste processo.

A segunda etapa deste estudo foi propor traçados de extensão de redes de gasodutos conectando as plantas de cada polo. Para tal, foram analisados os polos propostos nos quesitos volume potencial de biometano e demanda de infraestrutura de logística. Assim foram identificados potenciais extensões de gasodutos primários e secundários considerando a conexão com a rede de distribuição e transporte já existente no estado.

A terceira etapa consistiu em avaliar conjuntamente a oferta potencial de biometano nos polos e a demanda existente nos municípios pertencentes à região de cada polo.

A partir da avaliação dos resultados gerados nas etapas anteriores, a quarta etapa buscou priorizar quais polos podem gerar mais impacto com o avanço do biometano como alavancador da transição energética e de desenvolvimento local. Tal análise resultou na classificação dos polos em 1ª, 2ª e 3ª fases de priorização para fomento de um possível Programa de Polos.

Figura 34. Etapas do processo de análise e proposta de potenciais polos de oferta e demanda de biometano e de expansão de infraestrutura de gasodutos.



Fonte: Preparado pelos autores.

A análise foi realizada a partir de dados apresentados anteriormente nesse estudo, bem como de fontes como a própria FIESP, SEMIL/SP, UNICA, ABREMA, ABiogás, projetos de P&D ARSESP executados por Comgás, Necta e Naturgy, além de bases de dados públicas.

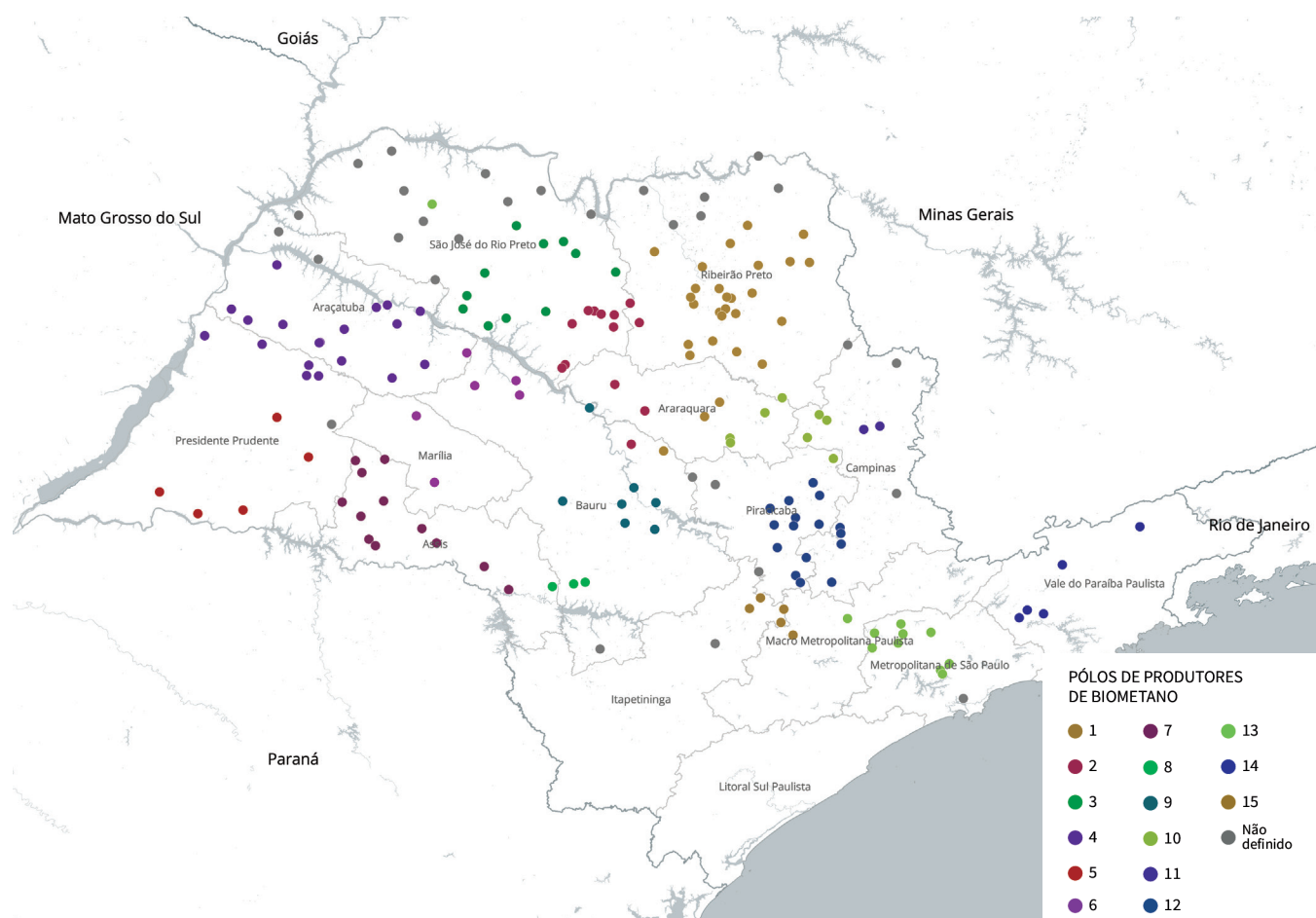
Para a tomada de decisão sobre quais plantas potenciais produtoras de biometano fariam parte de um mesmo agrupamento, buscou-se seguir as seguintes premissas e considerações:

- O traçado da expansão das redes de gasoduto seguiu as estradas principais existentes, sendo que a rede primária foi traçada junto às estradas maiores;
- Evitou-se conectar plantas distantes e separadas por rios ou serras;
- Trajetos existentes de transporte de GNC foram traçados e considerados como redes a serem desenvolvidas;
- Rotas rodoviárias previstas no estudo de Corredor Azul do P&D ARSESP, conforme as “ondas” (1ª, 2ª e 3ª) foram consideradas;
- Demanda existente e potencial por GN e diesel;
- Plantas próximas, mesmo que em diferentes áreas de concessão, foram agrupadas em um mesmo polo, se os outros critérios fossem atendidos;
- Todas as plantas potenciais produtoras de biometano foram consideradas nos potenciais polos. Não houve a consulta de interesse ou perspectivas futuras para produção de biometano;
- Não houve diferenciação entre plantas já produtoras de biometano e potenciais plantas produtoras;
- Não se analisou a viabilidade técnica e econômica de conexão nas redes de distribuição e transporte;
- Plantas muito distantes, ou que aparentavam complexidade na conexão dos possíveis agrupamentos, não foram incluídas em polo algum.

Assim, um total de 15 potenciais polos foi o resultado da análise das plantas de potencial oferta de biometano, a partir dos critérios acima detalhados, conforme apresentado na Figura 35. Os potenciais polos variam de tamanho de acordo com cada região e quantidade de potenciais plantas de biometano próximas. Plantas identificadas com a cor cinza não foram consideradas como parte de nenhum polo.

Vale destacar que os traçados das extensões de rede propostas e, conseqüentemente, os polos planejados, foram considerados levando em conta a possibilidade de conexão preferencial com as redes existentes de distribuição de gás e, em alguns casos, também com a rede de transporte. É essencial uma análise mais aprofundada de questões técnicas e regulatórias em uma próxima etapa de otimização do estudo. Essas questões podem passar pelos mecanismos de desenvolvimento de projetos de investimento conjunto por concessionárias de distribuição e de transporte de gás.

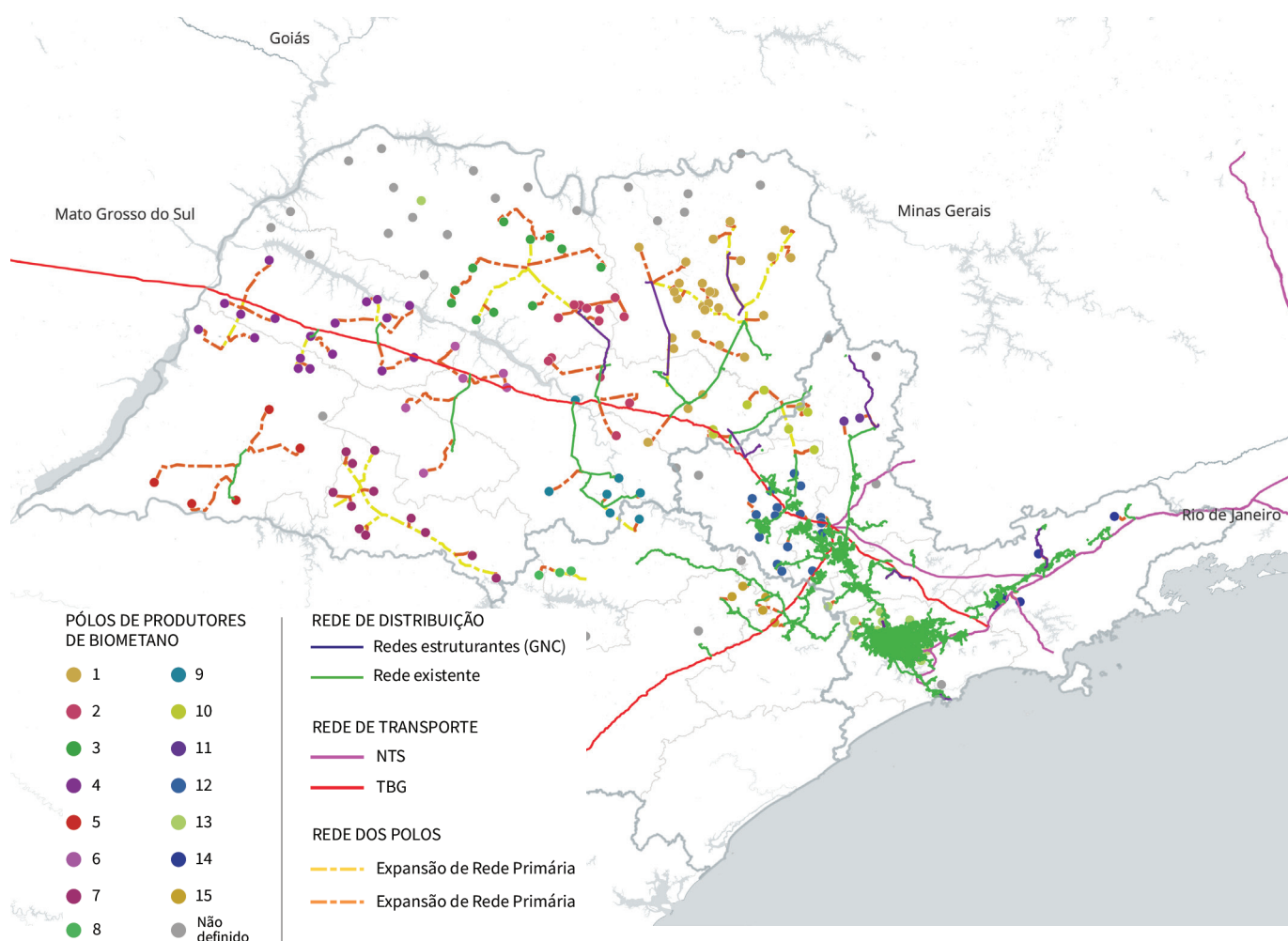
Figura 35. Potenciais polos de oferta de biometano do estado de São Paulo.



Fonte: Preparado pelos autores.

A partir do agrupamento de potenciais plantas de produção de biometano nos 15 polos, foi realizada a análise da rede existente de gasodutos. Para isso foram definidos conceitos para diferenciar as redes, entre rede primária, aquela que segue estradas principais existentes e que conecta redes provenientes de plantas de biometano, e rede secundária, que são menores em capacidade de distribuição de gás e interligam as plantas de biometano às redes principais ou primárias. Logo, após análise da rede existente, foram propostos traçados de infraestrutura dutoviária, divididos em extensão de rede primária e extensão de rede secundária conforme apresentados na Figura 36.

Figura 36. Potenciais polos de oferta de biometano do estado de São Paulo, redes de transporte e distribuição existentes e proposta de expansão de redes primárias e secundárias para conexão de plantas potenciais de oferta de biometano.



Fonte: Preparado pelos autores.

Tabela 38. Potenciais polos de oferta de biometano: potencial e atual oferta de biometano, concessionárias próximas, extensão e volume de biometano de gasoduto.

Código	Região/polo	Quantidade de plantas potenciais e atuais de biometano			Potencial e atual oferta de biometano		
		Vinhaça e torta de filtro	Aterro sanitário	Total	Vinhaça e torta de filtro (milhões Nm ³ /ano)	Aterro sanitário (milhões Nm ³ /ano)	Total (milhões Nm ³ /ano)
1	Ribeirão Preto	24	4	28	461	16	477
2	Catanduva	12	1	13	197	4	201
3	São José do Rio Preto	10	1	11	144	5	150
4	Araçatuba	17	2	19	229	5	233
5	Pres. Prudente	5	0	5	87	-	87
6	Lins e Marília	5	1	6	79	2	81
7	Assis e Ourinhos	11	1	12	125	2	127
8	Cerqueira César e Avaré	3	0	3	16	-	16
9	Bauru	6	1	7	140	6	146
10	Porto Ferreira e Leme	7	1	8	73	2	75
11	Aguai	1	1	2	11	3	14
12	Rio Claro, Piracicaba, Campinas, Indaiatuba	10	6	16	103	35	138
13	São Paulo e Jundiaí	0	10	10	-	187	187
14	São José dos Campos, Taubaté e Cachoeira Paulista	0	5	5	-	25	25
15	Sorocaba, Tatuí e Cerquilha	3	2	5	13	12	24
TOTAL		114	36	150	1678	304	1981

Código	Região/polo	Consumo equivalente a biometano em municípios com plantas potenciais de biometano (milhões Nm ³ /ano)			Total	Dados de potenciais gasodutos no caso de plantas do polo se conectarem na rede de distribuição				
		Consumo de combustíveis na indústria	Consumo de diesel no transporte	Extensão de rede primária (km)		Extensão de rede secundária (km)	Extensão total (km)	Volume potencial de biometano anual por quilômetro de gasoduto (mi Nm ³ /km)	Volume potencial de biometano diário por quilômetro de gasoduto (mi Nm ³ /km)	
1	Ribeirão Preto	290	364	655	287	304	591	0,81	0,03	
2	Catanduva	45	123	168	0	223	223	0,90	0,07	
3	São José do Rio Preto	51	109	160	131	274	405	0,37	0,03	
4	Araçatuba	61	275	337	92	334	423	0,55	0,03	
5	Pres. Prudente	23	85	109	0	215	215	0,41	0,08	
6	Lins e Marília	25	126	151	0	186	186	0,44	0,07	
7	Assis e Ourinhos	42	124	166	230	85	315	0,40	0,03	
8	Cerqueira César e Avaré	2	132	135	26	20	46	0,34	0,11	
9	Bauru	150	101	251	31	60	91	1,60	0,23	
10	Porto Ferreira e Leme	48	176	223	37	127	164	0,46	0,06	
11	Aguai	15	40	54	0	31	31	0,46	0,23	
12	Rio Claro, Piracicaba, Campinas, Indaiatuba	759	664	1.424	0	81	81	1,70	0,11	
13	São Paulo e Jundiaí	703	1.396	2.099	0	27	27	6,93	0,69	
14	São José dos Campos, Taubaté e Cachoeira Paulista	302	150	453	0	39	39	0,65	0,13	
15	Sorocaba, Tatuí e Cerquilha	12	41	52	0	44	44	0,56	0,11	
TOTAL		2.530	3.907	6.437	834	2.045	2.879	16,56	2,02	

Fonte: Preparado pelos autores.

4.3.2. Priorização do Programa de Polos do estado de São Paulo

Diante da proposta de expansão das redes primárias e secundárias para conexão de plantas potenciais de oferta de biometano, é sugerida a seguir, uma proposta de priorização de quais polos podem gerar mais impacto para o avanço do biometano como agregador de desenvolvimento local, econômico e com maior potencial alavancador da transição energética do estado. Essa priorização levou em consideração a análise conjunta dos resultados gerados no estudo e de critérios e premissas abaixo listadas:

- Volume potencial de biometano em cada polo;
- Extensão da rede proposta;
- Número de potenciais plantas de biometano impactadas;
- Rede existente de gasoduto (seja de distribuição, seja de transporte);
- Demanda atual e potencial por combustíveis na região de cada polo;
- Rotas de corredores azul previstas;
- Polos que abrangem mais de uma concessionária de gás;
- Porte dos centros urbanos na região dos polos.

A priorização classificou os polos em 1ª, 2ª e 3ª fase, visando o atendimento aos critérios citados acima, bem como buscando um equilíbrio entre volume potencial de biometano e número de plantas entre as fases. Dessa forma, o desenvolvimento desses polos, tal qual proposto na Tabela 39, seria cadenciado, mantendo investimentos e ganhos equiparados ao longo do cronograma.

A proposta apresentada focou na análise dos polos de maneira unificada. No entanto, vale destacar a possibilidade de divisão dos polos em sub-regiões menores, com o intuito de tornar o desenvolvimento em fases mais eficiente e dinâmico. Como exemplo, propõe-se o sub-polo de Ribeirão a Bebedouro, dentro do polo de Ribeirão Preto.

É fundamental considerar uma etapa de otimização deste estudo, visando aprimorar a análise dos polos, bem como revisar critérios de priorização conforme diretrizes definidas pelas lideranças do Estado.

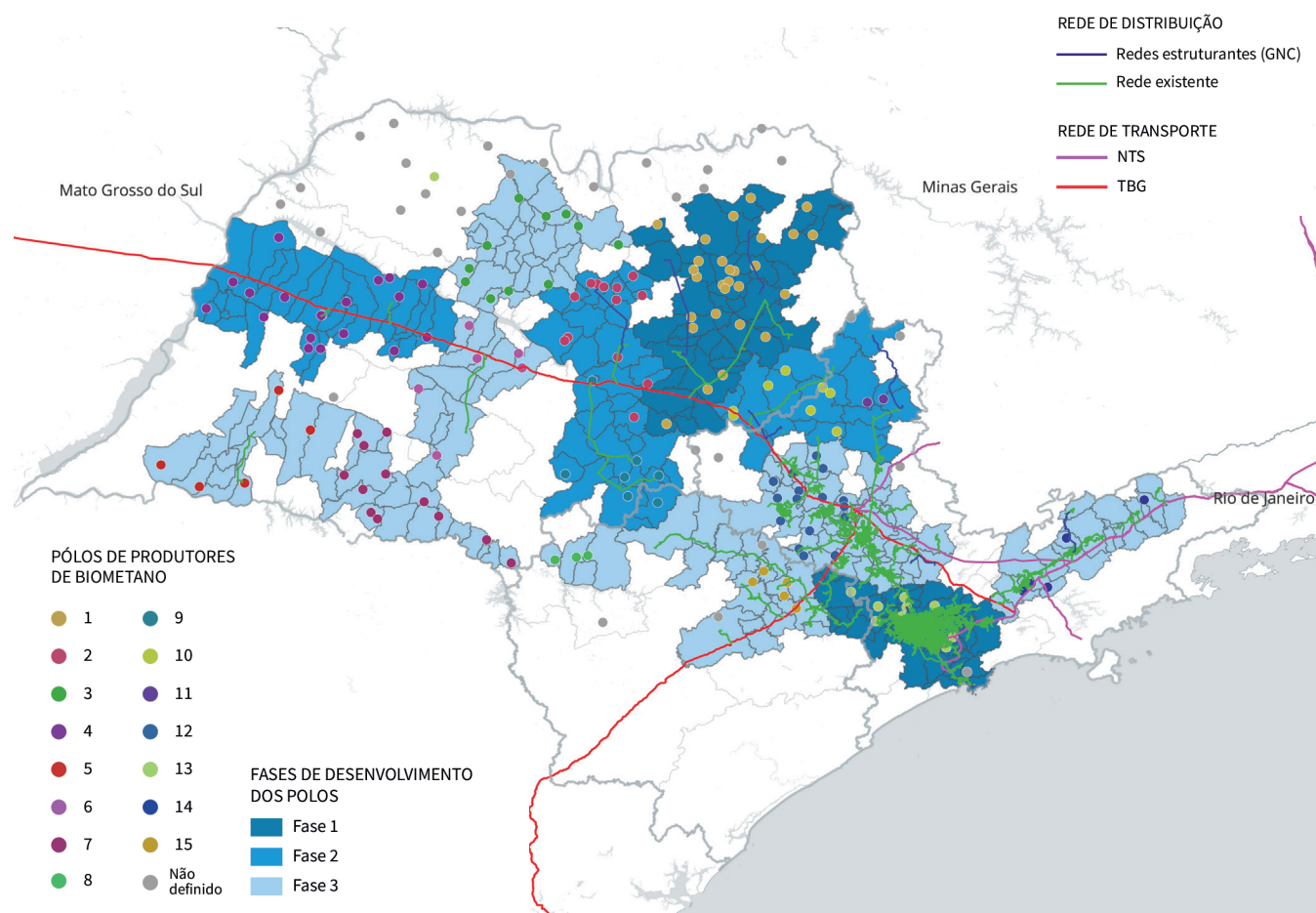
Tabela 39. Potenciais polos de oferta de biometano: proposta de priorização para criação dos polos.

Cód	Região/polo	Comentários	Sugestão de priorização	Justificativa
1	Ribeirão Preto	Demanda potencial importante de GNV (Corredores). Há duas redes estruturantes nesse polo (GNC): Orlandia e Bebedouro	1ª fase	Potencial oferta de biometano alta e potencial demanda por combustíveis (a ser desenvolvida) razoável. Já existe consumo de GN na região.
2	Catanduva	Demanda potencial importante de GNV e gasoduto já existente na região.	2ª fase	Potencial oferta de biometano alta e potencial demanda por combustíveis (a ser desenvolvida) razoável. Potencial projeto de polo integrado entre distribuição e transporte.
3	São José do Rio Preto	Estrada Catanduva - São José do Rio Preto: rota de Corredor Azul (1ª onda de postos GNV). Catanduva já é abastecida por rede da Necta. São José do Rio Preto possui demanda e postos de GNV.	3ª fase	Potencial oferta de biometano alta e potencial demanda por combustíveis (a ser desenvolvida) razoável.
4	Araçatuba	Estrada Araçatuba – Três Lagoas: rota de Corredor Azul (1ª onda). Há postos de GNV.	2ª fase	Potencial oferta de biometano razoável e potencial demanda por combustíveis (a ser desenvolvida) razoável. Potencial para injeção de biometano no transporte para escoar para regiões de maior consumo.
5	Pres. Prudente	Rede existente abastecida por biometano da Cocal (Narandiba) até Presidente Prudente. Presidente Prudente é rota de Corredor Azul da 2ª onda.	3ª fase	Potencial oferta de biometano pouco relevante se comparada a outros polos. Necessário o desenvolvimento da demanda por gás na região.
6	Lins e Marília	Rede de gás existente até Marília. Rota de corredor azul (1ª onda). Em Marília há posto de GNV.	3ª fase	Potencial oferta de biometano razoável e potencial demanda por combustíveis razoável. Potencial para injeção de biometano na rede de transporte para escoar para regiões de maior consumo.
7	Assis e Ourinhos	Estrada Ourinho – Assis: rota de corredor azul (2ª onda).	3ª fase	Potencial oferta de biometano alta e potencial demanda por combustíveis razoável. Necessário o desenvolvimento da demanda por gás na região.
8	Cerqueira César e Avaré	Potencial polo na região da Naturgy, com 3 plantas potenciais produtoras de biometano.	3ª fase	Potencial oferta de biometano baixa e potencial demanda por combustíveis baixa. Necessário o desenvolvimento da demanda por gás na região.
9	Bauru	Ponto de potencial conexão entre Necta e Naturgy. Plantas mapeadas estão nas duas concessões. Estrada Botucatu Bauru: rota de corredor azul (2ª onda). Rede existente até na região da Necta.	2ª fase	Potencial oferta relevante. Já apresenta demanda atual por GN, e potencial razoável para desenvolver a demanda por gás em substituição ao diesel (industrial e rodoviário), e óleo e GLP na indústria.
10	Porto Ferreira e Leme	Ponto de potencial conexão entre Necta e Comgás. Plantas de biometano mapeadas no polo estão nas duas concessões.	2ª fase	Potencial oferta de biometano razoável. Já apresenta demanda atual por GN, e apresenta potencial razoável para se desenvolver a demanda por gás em substituição ao diesel, principalmente rodoviário. Ponto de potencial conexão física entre concessionárias.
11	Aguai	Rede existente da Comgás. Potencial para abastecer com biometano rede estruturante de São João da Boa Vista.	2ª fase	Região com potencial de atender rede local/estruturante com biometano.
12	Rio Claro, Piracicaba, Campinas, Indaiatuba	Demanda potencial importante de GNV (Rotas de corredor azul da 1ª onda) e de indústrias. Rede da Comgás já existente em vários municípios do polo.	3ª fase	Potencial oferta de biometano relevante para abastecimento da rede local existente. Potencial demanda de biometano alta (alto consumo atual de GN industrial pode gerar interesse pelo biometano).
13	São Paulo e Jundiá	Demanda potencial importante de GNV (Rotas de corredor azul da 1ª onda) e de indústrias. Rede da Comgás existente e próxima a potenciais plantas produtoras de biometano.	1ª fase	Potencial oferta relevante para abastecimento da rede local existente. Potencial demanda alta (alto consumo atual de GN industrial pode gerar interesse pelo biometano). Plantas são aterros sanitários (importante polo para ser desenvolvido e ser referência para outros desse setor).
14	São José dos Campos, Taubaté e Cachoeira Paulista	Rede existente da Comgás. Demanda atual importante de GN industrial. Demanda potencial relevante de GNV (corredor azul da 1ª onda).	3ª fase	Potencial oferta de biometano baixa, em comparação a outros polos. Potencial demanda alta (alto consumo atual de GN industrial pode gerar interesse pelo biometano). Polo próximo à rede de distribuição e de transporte de gás.
15	Sorocaba, Tatuí e Cerquilha	Rede existente da Comgás. Demanda razoável por GN industrial. Potencial de GNV (corredor azul da 1ª onda).	3ª fase	Potencial oferta baixa, em comparação a outros polos. Demanda atual de GN industrial relevante. Potencial razoável para se desenvolver a demanda por gás em substituição ao diesel (rodoviário).

Fonte: Preparado pelos autores.

O mapa da Figura 37 ilustra a localização dos polos, identificados conforme a proposta de criação em três fases.

Figura 37. Polos de desenvolvimento de biometano identificados por fases.



Fonte: Preparado pelos autores.

4.4. Considerações sobre a logística e polos de oferta

Observou-se que os principais modais utilizados para gás natural e biometano são: **(i) o modal dutoviário**, que apresenta limitações quanto a abrangência e capilaridade, contudo, após ser viabilizado pode apresentar diversos benefícios, como ganho de escala; e **(ii) modal rodoviário com o GNC e GNL**, principalmente, os quais tem cumprido um papel importante na expansão da demanda de consumidores, bem como na demanda por novas redes estruturante no Estado. Inclusive que podem ser impulsionadas com o aumento da demanda por biometano, em áreas que possuam um potencial significativo de produção. Por esta razão, a escolha do modal depende intrinsecamente da demanda de gás a ser atendida, a distância do local de origem, a existência de gasodutos próximo ao local de origem e destino, o volume a ser movimentado, entre outras características.

Em termos gerais, por uma análise econômica, observa-se que os gasodutos são mais adequados para distâncias médias (400km) e volumes maiores de gás, a partir de 100 mil m³/dia, enquanto o GNC tem uma limitação para pequenos e médios volumes e curtas distâncias, cerca de 200km, com limite de movimentação de cerca de 6.800 m³ por caminhão e o GNL é mais adequado para médios volumes e longas distâncias, acima de 700km, com limite de movimentação de cerca de 34.400 m³ por caminhão.

Tendo em vista que o setor de logística de gás ainda está em desenvolvimento no país, foi apresentada como está a malha existente para os diferentes modais no Estado de São Paulo e qual a proximidade das áreas com oferta e demanda de biometano no estado. Observa-se que ainda há um potencial considerável de expansão, pelas análises de oferta existente, potencial de biometano e demanda existente, por gás natural, GNL e diesel, por exemplo. No caso do modal rodoviário, há registros apenas para as rotas de GNC, e que ainda se mostram limitadas no Estado.

Diante das informações e dados apresentados, observa-se que a logística do biometano ainda está incipiente no estado de São Paulo. No entanto, o setor apresenta um potencial expressivo de expansão, que, em um primeiro momento, depende da expansão da infraestrutura de gás natural. Além disso, é necessário pensar uma nova lógica de planejamento para o desenvolvimento do setor, considerando uma possível regionalização por polos de oferta e demanda de biometano, associados à expansão da malha dos modais de distribuição.

Os modais rodoviários, por meio das redes estruturantes, por exemplo, estão entre as principais alternativas para impulsionar e consolidar o mercado de biometano de forma capilarizada pelo estado, com soluções conjuntas, com o swap nos gasodutos. O fator crucial para esse desenvolvimento é o planejamento do estado para a expansão das condições logísticas para o biometano, que deve estar diretamente refletido nas concessões de distribuição de gás e no envolvimento de outros atores chaves do mercado de gás.

Por fim, todas as propostas de soluções atreladas à criação de polos de oferta e demanda de biometano no Estado, precisam ser aprofundadas e discutidas a nível regional e estadual, para avaliar aspectos técnicos, econômicos e de interesse dos atores que devem estar envolvidos no desenvolvimento dessas áreas.





5

CUSTOS DE PRODUÇÃO E LOGÍSTICA DE BIOMETANO

CUSTOS DE PRODUÇÃO E LOGÍSTICA DE BIOMETANO

Os projetos de biogás e biometano são definidos a partir da combinação de diversos fatores como tipos e volume de substratos, tecnologias de conversão e uso final. Diante das diferentes possibilidades de produtos, serviços e mercados para biogás e biometano, existe o desafio de analisar os possíveis modelos de negócios. Para isso, é necessário considerar a discussão de variáveis-chave para auxiliar tomadores de decisão na definição das fronteiras dos modelos. Isso faz com que os agentes envolvidos, as regras e regulações de produtos e serviços, e conseqüentemente os modelos de negócios, apresentem uma ampla variedade de possibilidades.

Os arranjos tecnológicos propostos e avaliados neste estudo são compostos por equipamentos e tecnologias típicas de projetos existentes no Brasil, e têm objetivo de ser a base para a discussão de diferentes cenários de modelos de negócio, porém é necessário ressaltar que diferentes configurações podem ser encontradas e implementadas a depender do objetivo a ser atingido, podendo esse objetivo ser técnico, geográfico ou regulatório.

Em termos regulatórios, os arranjos para aterro sanitário seguem a Resolução ANP nº 886/2022, que estabelece especificações e regras para aprovação do controle da qualidade do biometano proveniente de aterros sanitários e Estações de Tratamento de Esgoto (ETE). Essa regulamentação abrange o uso veicular e as instalações residenciais, industriais e comerciais, visando à comercialização no território nacional. O biogás é captado, pré-tratado e refinado à qualidade de biometano, onde os principais desafios e diferenciação de tecnologia se dão pelo alto nível de nitrogênio e siloxanos presentes na mistura do biogás bruto.

Já para o biogás proveniente das usinas sucroenergéticas foi considerada a Resolução ANP nº 906/2022, que dispõe sobre as especificações do biometano oriundo de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais, destinado ao uso veicular e às instalações residenciais e comerciais, a ser comercializado em todo o território nacional. Nesse caso, o biogás é produzido a partir dos resíduos da produção de açúcar e etanol. O substrato inclui a torta de filtro e vinhaça. O processo de digestão anaeróbia transforma esses resíduos em biogás, a ser purificado para se tornar biometano. Os desafios principais aqui são a equalização e controle de processo da biodigestão, os altos níveis de sulfeto de hidrogênio (H₂S), e a sazonalidade operacional das usinas.

Para a análise de viabilidade econômica e competitividade do biometano foram definidas premissas para as diferentes etapas da cadeia de valor do biometano e as premissas para análise de viabilidade e competitividade, as quais são apresentadas a seguir.

5.1. Arranjos tecnológicos

Um arranjo tecnológico típico é uma combinação específica de tecnologias que são comumente usadas juntas para realizar uma tarefa ou função específica, ou seja, uma combinação específica de tecnologias que são interoperáveis e que se complementam para realizar uma tarefa específica. Nesse estudo são abordados os arranjos comumente utilizados para a geração e aproveitamento do biogás, como biometano, e que levam em consideração: planejamento e implementação; avaliação do impacto das tecnologias; e avaliação econômica das tecnologias.

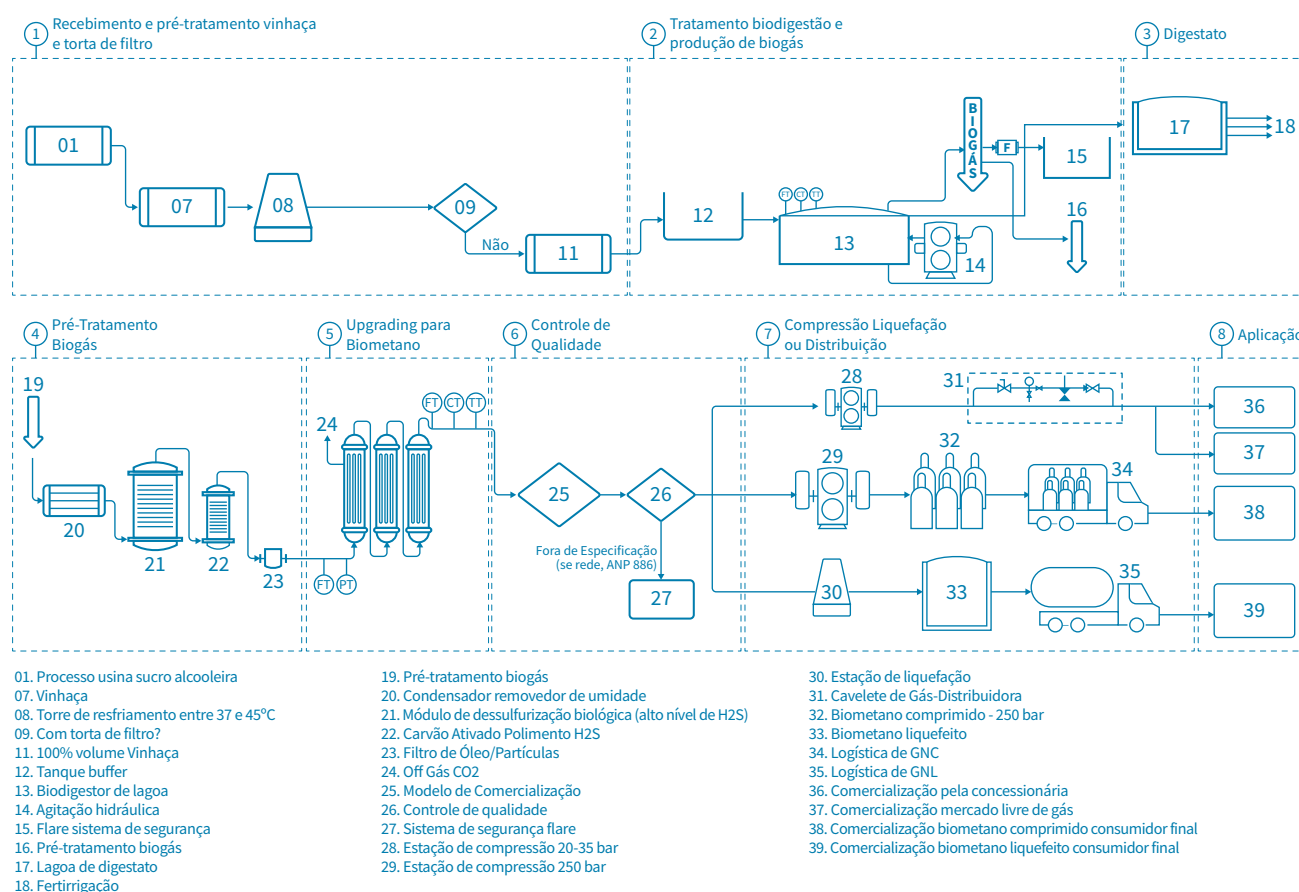
É importante destacar que os arranjos tecnológicos típicos podem mudar à medida que novas tecnologias são desenvolvidas e as necessidades do mercado mudam. No caso do estado de São Paulo devido ao elevado potencial de produção de biogás pelo setor sucroenergético, e de resíduos sólidos urbanos, as rotas tecnológicas selecionadas para aprofundamento neste estudo foram para os substratos:

- Vinhaça – Indústria sucroenergética
- Vinhaça mais a torta de filtro – Indústria sucroenergética
- Resíduos sólidos urbanos pela captação de biogás em aterros sanitários

5.1.1. Produção de biometano da indústria sucroenergética

Para se estimar o CAPEX e OPEX de projetos de produção de biometano a partir da vinhaça, o arranjo tecnológico escolhido considerou as etapas de: pré-tratamento da vinhaça; digestão anaeróbia; captação e pré-tratamento do biogás; compressão e refino do biogás. Esse arranjo possui Tanques de pré-tratamento; Biodigestor anaeróbio tipo CLBR (Covered Lagoon Bio Reactor), ou reator de lagoa coberta com sistemas auxiliares; sistema de purificação de biogás; gasômetro; e sistema de controle e monitoramento. O desenho esquemático da Figura 38 ilustra o arranjo tecnológico analisado.

Figura 38. Desenho esquemático ilustrativo do arranjo tecnológico para produção de biometano utilizando vinhaça.



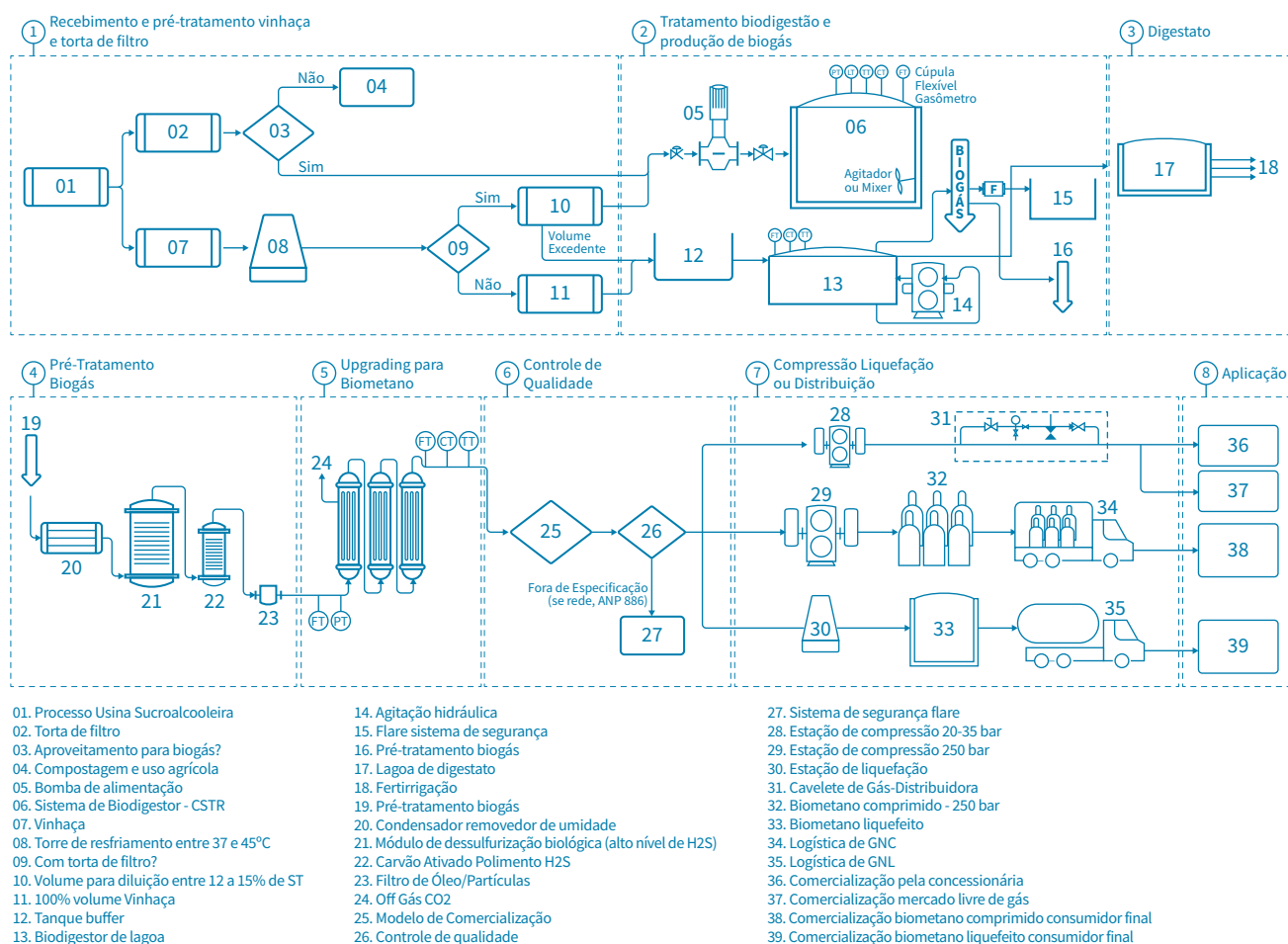
Fonte: Preparado pelos autores.

O arranjo tecnológico para o aproveitamento associado de vinhaça e torta de filtro se dá basicamente pela necessidade da inclusão ao processo de um biodigestor do tipo CSTR (Continuous Stirred Tank Reactor), o qual possui um conjunto de sistemas auxiliares que possibilita o tratamento de biomassas que tenham uma mistura com até 15% de sólidos totais (ST). O biodigestor CSTR tem forma construtiva em um tanque vertical, usualmente de concreto armado para a inclusão dos agitadores, aquecimento (se necessário) e sensores.

O arranjo considerou o envio de 100% da torta de filtro para o biodigestor CSTR e após mistura com vinhaça como meio diluente até o atingimento de 12 a 15% de ST. O restante da vinhaça que representa o maior volume de substrato é direcionado para um biodigestor CLBR (reator de lagoa coberta), garantindo assim, um arranjo que equilibre a otimização da produção de biogás e de custos de implantação.

Nesse arranjo também são previstos custos em: armazenamento da torta-de-filtro; pré-tratamento da torta de filtro e digestão anaeróbia. O arranjo tecnológico para o aproveitamento da vinhaça e da torta de filtro pode ser observado na Figura 39, que representam todas as etapas desde o recebimento dos resíduos até a produção e compressão ou liquefação do biometano em um desenho esquemático.

Figura 39. Desenho esquemático ilustrativo do arranjo tecnológico para produção de biometano utilizando vinhaça e torta de filtro.



Fonte: Preparado pelos autores.

Para definição dos cenários de CAPEX e OPEX de plantas de biometano no setor sucroenergético de São Paulo, consideraram-se dois portes de usinas: 2 milhões e 3,5 milhões de toneladas de cana-de-açúcar processada por ano.

As premissas consideradas para a análise técnica foram:

- Capacidade de processamento de cana: 50,35% para etanol e 49,65% para açúcar (média ponderada das usinas do estado de São Paulo);
- Dias de safra por ano: 226;
- Uso da vinhaça ao longo do ano: durante a safra (226 dias/ano);
- Uso da torta de filtro ao longo do ano: 365 dias/ano;
- Concentração de metano no biogás: 53%;
- Concentração de metano no biometano: 96%;
- Geração de torta de filtro por cana processada: 35kg torta/t de cana processada;
- Geração de vinhaça por cana processada: 0,7692 m³ vinhaça/t de cana processada.

Os volumes de resíduos, de biogás e biometano para cada porte de processamento de cana-de-açúcar considerando as premissas acima listadas, são apresentados na Tabela 40.

Tabela 40. Informações de porte e produção de biogás e biometano dos arranjos tecnológicos para usina sucroenergética.

		Vinhaça		Vinhaça + torta de filtro	
		Porte 1	Porte 2	Porte 1	Porte 2
Capacidade de processamento de cana	t/ano	2.000.000	3.500.000	2.000.000	3.500.000
Resíduo	m ³ /ano t/ano	774.615 m ³	1.355.577 m ³	774.615 m ³ + 70.000t	1.355.577 m ³ + 122.500t
Produção diária de biogás	Nm ³ /dia	60.596	106.043	93.892	164.307
Produção anual de biogás	Nm ³ /ano	13.694.000	23.965.000	25.847.700	45.232.000
Produção diária de biometano	Nm ³ /dia	37.800	66.200	50.700	88.800
Produção anual de biometano	Nm ³ /ano	8.500.000	14.900.000	12.400.000	21.800.000

Fonte: Preparado pelos autores.

5.1.2. Produção de biometano de aterro sanitário

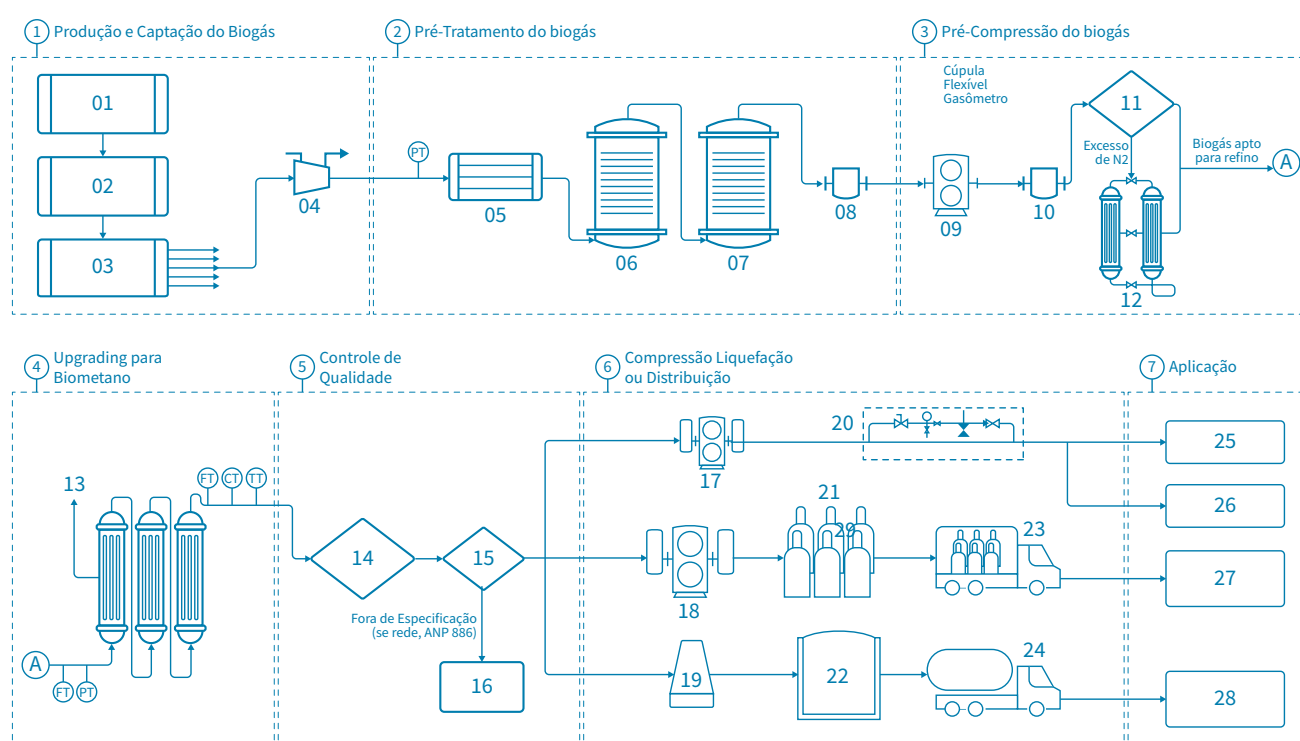
Um sistema típico de captação de biogás em aterro sanitário para a produção de biometano envolve uma série de componentes e etapas que são cuidadosamente planejados e instalados para garantir a eficiência na captura, tratamento e conversão do biogás em biometano. Esses sistemas, precisam estar dimensionados e ajustados para a garantia de desempenho e disponibilidade da produção do biometano. Eles contemplam os seguintes processos:

- Captação do biogás;
- Estação de compressão;

- Unidade de tratamento,
- Unidade de separação de CO₂,
- Armazenamento e distribuição,
- Monitoramento e controle.

O arranjo tecnológico para o aproveitamento do RSU de aterros sanitários para geração de biometano pode ser observado na Figura 40, que representam todas as etapas desde o recebimento dos resíduos até a produção e compressão ou liquefação do biometano.

Figura 40. Desenho esquemático ilustrativo do arranjo tecnológico para produção de biometano em aterros sanitários.



01. Disposição de RSU nas células do aterro sanitário
 02. Produção de biogás nas células do aterro sanitário
 03. Poços de captação de biogás
 04. Sucção do Biogás (compressor centrífugo)
 05. Condensador de Remoção de Umidade
 06. Carvão Ativado Remoção H₂S
 07. Carvão Ativado Remoção siloxanos
 08. Filtro de óleo/partículas
 09. Compressor parafuso - média pressão (12bar)
 10. Filtro de óleo/partículas

11. Analisador de biogás
 12. PSA Remoção de nitrogênio
 13. Off Gás CO₂
 14. Modelo de Comercialização
 15. Controle de qualidade
 16. Sistema de segurança flare
 17. Estação de compressão 20-35 bar
 18. Estação de compressão 250 bar
 19. Estação de liquefação
 20. Cavelete de Gás-Distribuidora

21. Biometano comprimido - 250 bar
 22. Biometano liquefeito
 23. Logística de GNC
 24. Logística de GNL
 25. Comercialização pela concessionária
 26. Comercialização mercado livre de gás
 27. Comercialização biometano comprimido consumidor final
 28. Comercialização biometano liquefeito consumidor final

Fonte: Preparado pelos autores.

A análise considerou dois portes de aterros sanitários com capacidades de 500 toneladas de resíduos por dia e 1.000 toneladas de resíduos por dia, compondo dois arranjos tecnológicos.

As premissas consideradas para a análise técnica foram:

- Vazão de biogás: 2.500 (Nm³/h);
- Vazão de biometano: 1.238 (Nm³/h);
- Eficiência do sistema: 90%;
- Teor de metano no biogás: 50%.

Para análise de viabilidade econômica optou-se por utilizar parâmetros de eficiência de captação de biogás de aterros indicados por especialistas, com estimativas de eficiência vista em projetos. Os volumes de resíduo, de biogás e biometano, para os portes de aterro sanitário e as premissas acima listadas, são apresentados na Tabela 41.

Tabela 41. Informações de porte e produção de biogás e biometano dos arranjos tecnológicos para aterro sanitário.

	Unidade	Aterro sanitário	
		Porte 1	Porte 2
Resíduos	t/dia RSU	500	1.000
Potencial de captação de biogás	Nm ³ /dia	30.000	60.000
Produção diária de biometano	Nm ³ /dia	14.800	29.700
Produção anual de biometano	Nm ³ /ano	5.402.000	10.800.000

Fonte: Preparado pelos autores.

5.1.3. Compressão e liquefação do biometano

Para utilização do biometano como combustível veicular ou para transporte, é necessário comprimi-lo. Assim, um sistema de compressão e armazenamento torna-se indispensável para essa aplicação.

Para cada porte de planta e tipo de resíduo, foram considerados 4 sistemas de preparação do gás para logística, ou seja, de compressão ou liquefação: (i) compressão de GNC para autoprodução, (ii) compressão de GNC para comercialização, (iii) sistema de liquefação GNL e (iv) compressão para injeção na rede de gás.

Quando o biometano é comprimido para injeção em gasoduto, o gás é entregue pelo supridor à Concessionária de distribuição de gás, na Estação de Transferência e Custódia (ETC), em pressão que pode variar de 31,5 a 75 bar. O gás é então conduzido por gasodutos de distribuição em alta pressão até a Estação Controladora de Pressão (ECP), instalada próxima aos centros de consumo, na qual o combustível passa pelo processo de odorização e sua pressão é rebaixada até o valor máximo de 7 bar para sua distribuição ao consumidor final.

O biometano quando destinado para autoconsumo ou com logística por meio de transporte rodoviário de GNC, visando atendimento aos consumidores que não estão integrados à infraestrutura de transporte por gasodutos, é comprimido à pressão de 250 bar. Neste caso, há soluções comerciais que consistem em modal de transporte que contemplam desde a compressão do gás à 250 bar, armazenamento em unidades modulares de transporte e estocagem, transporte rodoviário, conexão na unidade de recepção, descompressão do gás no local de consumo na pressão requerida pelo cliente, até a adequação para a linha de consumo.

Para a compressão e liquefação do biometano para posterior logística, foram consideradas as seguintes referências e premissas na construção do CAPEX e do OPEX dos arranjos tecnológicos:

- **Sistema de compressão GNC:** valores de CAPEX e OPEX obtidos a partir de empresas do setor e consultores;

- **GNC autoprodução:** CAPEX do GNC mais a estrutura de armazenamento interno para abastecimento de veículos. Para o OPEX foi utilizada porcentagem do CAPEX baseado em GNC;
- **Sistema de compressão GNL:** CAPEX obtido de empresas do setor e consultores. OPEX considerou 1% do CAPEX do sistema de compressão do GNL adicionado custos de energia e demanda contratada;
- **Injeção na rede de GN:** CAPEX considerou 50% do valor do GNC e o OPEX 70% do valor do GNC. Os equipamentos para compressão são mais baratos e, para tanto, estima-se que seu custo equivale à 50% do CAPEX para compressão a GNC.

5.2. Custos para produção e compressão ou liquefação de biometano

A obtenção de preços de equipamentos e serviços, para compor CAPEX e OPEX dos arranjos, foi uma barreira enfrentada ao longo deste estudo. A pesquisa por valores para o cálculo de CAPEX e OPEX foi, então, complementada com dados recebidos de produtores de biometano e consultores especialistas no mercado. Vale destacar que, por se tratar de arranjos hipotéticos, baseados em dados de projetos reais, foram observadas variações de valores entre as fontes consultadas. E para que os resultados apresentados fossem coerentes e representativos, para os arranjos tecnológicos típicos, uma série de validações com especialistas e empresas do setor foi realizada.

CAPEX E OPEX ESTIMADOS DE PLANTAS DE BIOMETANO NA INDÚSTRIA SUCROENERGÉTICA

Foi realizado o levantamento de dados referente às plantas sucroenergéticas localizadas no estado de São Paulo, com produção de biogás a partir de vinhaça e torta de filtro e purificação de gás para a produção de biometano*.

O CAPEX e o OPEX envolvidos nos dois portes analisados nesses arranjos tecnológicos são apresentados na Tabela 42 e Tabela 43 seguindo o arranjo tecnológico adotado para plantas de biometano do setor sucroenergético, calculados para um horizonte de 20 anos.

Os custos de CAPEX e OPEX podem variar, principalmente na parte de serviços, com diferenças significativas entre localidades. Portanto, os valores apresentados a seguir estão sujeitos a variações conforme a região e a localização da planta de produção de biometano e dos sistemas de logística.

As Tabelas 42 e 43 também apresentam os valores de CAPEX, OPEX e TOTEX por m³ de biometano para a compressão ou liquefação dentro da planta, consideraram-se dois portes de usinas: 2 milhões e 3,5 milhões de toneladas de cana-de-açúcar processada por ano. O TOTEX é basicamente o somatório dos custos operacionais e de capital ao longo dos 20 anos, ou seja, do OPEX e CAPEX, dividindo o montante pela produção total de biometano.

* Apenas uma rota tecnológica é adotada como fonte de receitas na análise: a purificação do biogás para produção de biometano. Neste caso, é presumido que o biometano gerado tem qualidade tal para ser considerado comercialmente como gás natural, conforme previsto nas Resoluções da ANP. Em 2015 a ANP passou a regulamentar o biometano e estabeleceu nas resoluções ANP nº 8/2015 (atualizada para Resolução ANP nº 906/2022) e nº 685/2017 (atualizada para Resolução ANP nº 886/2022) que o biometano seria tratado de maneira análoga ao gás natural (GN)

Para o cálculo foi considerado valor do CAPEX de todo o sistema, ou seja, referente à planta e ao sistema de compressão ou liquefação. O valor de reinvestimento está estimado junto ao OPEX da planta e para cada sistema. No caso dos dados utilizados nesse estudo, obteve-se um ganho de escala médio de 8% para o arranjo com vinhaça e 15% para o arranjo com vinhaça + torta de filtro.

Em contato com especialistas e empresas do setor, indicou-se que o ganho de escala nos custos de CAPEX e OPEX poderiam ser de 15% a 18%, respectivamente, conforme as premissas do arranjo tecnológico. O ganho de escala para ambos os arranjos tecnológicos pode ter uma variação considerável, influenciados principalmente pelos custos, que por conseguinte sofrem variação pela região e local em que a planta será implantada, ou seja, poderá ocorrer uma forte influência nos resultados em função da localidade da planta, o que irá afetar o ganho de escala.

Tabela 42. Dados de CAPEX e OPEX para arranjos tecnológicos de usinas sucroenergéticas a partir da biodigestão de vinhaça.

Estimativa de CAPEX e OPEX de plantas de biometano em indústrias sucroenergéticas a partir da biodigestão de vinhaça									
Porte	Unidade	Porte 1				Porte 2			
Logística prevista para o biometano		GNC - AUTO-PRODUÇÃO	GNC	GNL	INJEÇÃO	GNC - AUTO-PRODUÇÃO	GNC	GNL	INJEÇÃO
Indicadores técnicos									
Capacidade de processamento de cana (50,35% para etanol e 49,65% para açúcar)	t/ano	2.000.000				3.500.000			
Produção diária de biogás (226 dias/ano vinhaça e 365 dias/ano com torta)	Nm³/dia	60.596				106.043			
Produção anual de biogás (226 dias/ano vinhaça e 365 dias/ano com torta)	Nm³/ano	13.694.696				23.965.718			
Produção diária de biometano (226 dias/ano vinhaça e 365 dias/ano com torta)	Nm³/dia	37.800				66.200			
Produção anual de biometano	Nm³/ano	8.500.000				14.900.000			
CAPEX									
CAPEX Planta e Purificação/Upgrading	R\$	112.400.000				193.400.000			
CAPEX Sistema de Compressão GNC	R\$	5.000.000	4.500.000	-	-	8.500.000	8.000.000	-	-
CAPEX Sistema de Compressão GNL	R\$	-	-	75.300.000	-	-	-	100.400.000	-
CAPEX Sistema de Compressão injeção na rede de GN	R\$	-	-	-	2.250.000	-	-	-	4.000.000
CAPEX TOTAL	R\$	117.400.000	116.900.000	187.700.000	114.650.000	201.900.000	201.400.000	293.800.000	197.400.000
OPEX com reinvestimento									
OPEX Planta e Purificação/Upgrading (inclui reinvestimento em 10 anos)	R\$/ano	4.400.000				6.550.000			
OPEX Sistema de Compressão GNC (inclui reinvestimento em 10 anos)	R\$/ano	1.700.000	1.500.000	-	-	2.400.000	2.250.000	-	-
OPEX Sistema de Compressão GNL	R\$/ano	-	-	1.250.000	-	-	-	1.505.000	-
OPEX Sistema de Compressão injeção na rede de GN	R\$/ano	-	-	-	1.050.000	-	-	-	1.600.000
OPEX TOTAL	R\$/ano	6.100.000	5.900.000	5.650.000	5.450.000	8.950.000	8.800.000	8.055.000	8.150.000
Indicadores finais de CAPEX e OPEX									
CAPEX/m³	R\$/m³	R\$ 0,69	R\$ 0,69	R\$ 1,10	R\$ 0,67	R\$ 0,68	R\$ 0,68	R\$ 0,99	R\$ 0,66
OPEX/m³	R\$/m³	R\$ 0,72	R\$ 0,69	R\$ 0,66	R\$ 0,64	R\$ 0,60	R\$ 0,59	R\$ 0,54	R\$ 0,55
TOTEX/m³	R\$/m³	R\$ 1,41	R\$ 1,38	R\$ 1,77	R\$ 1,32	R\$ 1,28	R\$ 1,27	R\$ 1,53	R\$ 1,21

Fonte: Preparado pelos autores.

Tabela 43. Dados de CAPEX e OPEX para arranjos tecnológicos de usinas sucroenergéticas a partir da biodigestão de vinhaça + torta de filtro.

Estimativa de CAPEX e OPEX de plantas de biometano em indústrias sucroenergéticas a partir da biodigestão de vinhaça e torta de filtro									
Porte	Unidade	Porte 1				Porte 2			
Logística prevista para o biometano		GNC - AUTO-PRODUÇÃO	GNC	GNL	INJEÇÃO	GNC - AUTO-PRODUÇÃO	GNC	GNL	INJEÇÃO
Indicadores técnicos									
Capacidade de processamento de cana (50,35% para etanol e 49,65% para açúcar)	t/ano	2.000.000				3.500.000			
Produção diária de biogás (226 dias/ano vinhaça e 365 dias/ano com torta)	Nm³/dia	93.892				164.307			
Produção anual de biogás (226 dias/ano vinhaça e 365 dias/ano com torta)	Nm³/ano	25.847.736				45.232.078			
Produção diária de biometano (226 dias/ano vinhaça e 365 dias/ano com torta)	Nm³/dia	50.700				88.800			
Produção anual de biometano	Nm³/ano	12.400.000				21.800.000			
CAPEX									
CAPEX Planta e Purificação/Upgrading	R\$	167.950.000				261.400.000			
CAPEX Sistema de Compressão GNC	R\$	7.000.000	6.500.000	-	-	13.500.000	13.000.000	-	-
CAPEX Sistema de Compressão GNL	R\$	-	-	101.000.000	-	-	-	134.600.000	-
CAPEX Sistema de Compressão injeção na rede de GN	R\$	-	-	-	3.250.000	-	-	-	6.500.000
CAPEX TOTAL	R\$	174.950.000	174.450.000	268.950.000	171.200.000	274.900.000	274.400.000	396.000.000	267.900.000
OPEX com reinvestimento									
OPEX Planta e Purificação/Upgrading (inclui reinvestimento em 10 anos)	R\$/ano	8.040.000				11.300.000			
OPEX Sistema de Compressão GNC (inclui reinvestimento em 10 anos)	R\$/ano	R\$ 3.100.000	2.950.000	-	-	R\$ 4.300.000	4.150.000	-	-
OPEX Sistema de Compressão GNL	R\$/ano	-	-	1.510.000	-	-	-	1.850.000	-
OPEX Sistema de Compressão injeção na rede de GN	R\$/ano	-	-	-	2.050.000	-	-	-	2.900.000
OPEX TOTAL	R\$/ano	11.140.000	10.990.000	9.550.000	10.090.000	15.600.000	15.450.000	13.150.000	14.200.000
Indicadores finais de CAPEX e OPEX									
CAPEX/m³	R\$/m³	R\$ 0,71	R\$ 0,70	R\$ 1,08	R\$ 0,69	R\$ 0,63	R\$ 0,63	R\$ 0,91	R\$ 0,61
OPEX/m³	R\$/m³	R\$ 0,90	R\$ 0,89	R\$ 0,77	R\$ 0,81	R\$ 0,72	R\$ 0,71	R\$ 0,60	R\$ 0,65
TOTEX/m³	R\$/m³	R\$ 1,60	R\$ 1,59	R\$ 1,85	R\$ 1,50	R\$ 1,35	R\$ 1,34	R\$ 1,51	R\$ 1,27

Fonte: Preparado pelos autores.

¹Os casos analisados não consideraram unidades reais, entretanto, as estimativas e análises se basearam em dados reais de produção, operação e manutenção.

²Apenas uma rota tecnológica é adotada como fonte de receitas na análise: a purificação do biogás para produção de biometano. Neste caso, é presumido que o biometano gerado tem qualidade tal para ser considerado comercialmente como gás natural, conforme previsto nas Resoluções da ANP. Em 2015 a ANP passou a regulamentar o biometano e estabeleceu nas resoluções ANP nº 8/2015 (atualizada para Resolução ANP nº 906/2022) e nº 685/2017 (atualizada para Resolução ANP nº 886/2022) que o biometano seria tratado de maneira análoga ao gás natural (GN).

CAPEX E OPEX ESTIMADOS DE PLANTAS DE BIOMETANO EM ATERROS SANITÁRIOS

As especificações dos aterros sanitários, bem como o CAPEX e OPEX a eles associados, foram extraídos de dados de projetos reais e estimativas de consultores da área, e referem-se à aterros sanitários localizados no estado de São Paulo, com captação de biogás e purificação para geração de biometano**.

O CAPEX e o OPEX dos dois portes analisados (recebimento de 500 toneladas de resíduos por dia e 1.000 toneladas de resíduos por dia em aterro sanitário), nesses arranjos tecnológicos são apresentados na Tabela 44, seguindo o arranjo tecnológico adotado, calculados para um horizonte de 20 anos. Também são apresentados os valores de CAPEX, OPEX e TOTEX por m³ de biometano para os sistemas de logística.

Para o cálculo foi considerado valor do CAPEX de todo sistema, da produção de biometano e do sistema de logística, acrescido do valor de reinvestimento. Os referidos custos se referem ao custo da molécula de biometano, desconsiderando tarifas de transporte e de venda.

Tabela 44. Dados de CAPEX e OPEX para arranjos tecnológicos de aterros sanitários.

Estimativa de CAPEX e OPEX de plantas de biometano em aterro sanitário									
Porte		Porte 1				Porte 2			
Logística prevista para o biometano	Unidade	GNC - AUTO-PRODUÇÃO	GNC	GNL	INJEÇÃO	GNC - AUTO-PRODUÇÃO	GNC	GNL	INJEÇÃO
Indicadores técnicos									
Capacidade de processamento de cana-de-açúcar	t/dia	500				1.000			
Produção diária de biometano	Nm ³ /dia	14.800				29.700			
Produção anual de biometano	Nm³/ano	5.402.000				10.800.000			
CAPEX									
CAPEX Planta e Purificação/Upgrading	R\$	62.500.000				98.400.000			
CAPEX Sistema de Compressão GNC	R\$	2.600.000	1.600.000	-	-	3.300.000	2.600.000	-	-
CAPEX Sistema de Compressão GNL	R\$	-	-	46.000.000	-	-	-	90.000.000	-
CAPEX Sistema de Compressão injeção na rede de GN	R\$	-	-	-	800.000	-	-	-	1.300.000
CAPEX TOTAL	R\$	65.100.000	64.100.000	108.500.000	63.300.000	101.700.000	101.000.000	188.400.000	99.700.000
CAPEX reinvestimento									
Ano reinvestimento	ano	10							
Reinvestimento (se considerado todo o sistema)	R\$	13.020.000	12.820.000	21.700.000	12.660.000	20.340.000	20.200.000	37.680.000	19.940.000
OPEX fixo									
OPEX Planta e Purificação/Upgrading	R\$/ano	3.100.000				5.100.000			
OPEX Sistema de Compressão GNC	R\$/ano	330.000	320.000	-	-	400.000	391.100	-	-
OPEX Sistema de Compressão GNL	R\$/ano	-	-	950.000	-	-	-	1.400.000	-
OPEX Sistema de Compressão injeção na rede de GN	R\$/ano	-	-	-	224.000	-	-	-	274.000
OPEX TOTAL	R\$/ano	3.430.000	3.420.000	4.050.000	3.324.000	5.500.000	5.491.100	6.500.000	5.374.000
Indicadores finais de CAPEX e OPEX									
CAPEX/m ³	R\$/m ³	R\$ 0,7231	R\$ 0,7120	R\$ 1,2051	R\$ 0,7031	R\$ 0,5650	R\$ 0,5611	R\$ 1,0467	R\$ 0,5539
OPEX/m ³	R\$/m ³	R\$ 0,6350	R\$ 0,6331	R\$ 0,7497	R\$ 0,6153	R\$ 0,5093	R\$ 0,5084	R\$ 0,6019	R\$ 0,4976
TOTEX/m³	R\$/m³	R\$ 1,3580	R\$ 1,3451	R\$ 1,9548	R\$ 1,3184	R\$ 1,0743	R\$ 1,0695	R\$ 1,6485	R\$ 1,0515

Fonte: Preparado pelos autores.

5.3. Custos de logística de biometano até o consumo final

Com base no levantamento de modais logísticos para biometano, foram obtidos os custos variáveis a serem aplicados às simulações de custo nivelado do biometano para as diferentes logísticas, conforme apresentado na Tabela 45 e detalhados a seguir.

Tabela 45. Custo estimado de OPEX variável para modais do sistema de logística.

Frete ou Tarifa de cada modal	Valor R\$/m ³	Distância média de deslocamento para estimativa de frete (km)
Frete GNC	0,756	150 km de distância média de deslocamento para estimativa de frete
Frete GNL	0,378	800 km de distância média de deslocamento para estimativa de frete
TUSD	0,500	-
TUSD-P	0,500	100% do gasoduto sendo remunerado pela TUSD-P
TUST	0,500	-

Fonte: Preparado pelos autores.

O transporte de biometano em modal GNC prevê uma distância de 150 km e um custo associado de R\$ 0,756 /m³, sendo a referência o boletim de mercado da ARGUS Media*.

Quanto ao GNL, o transporte de biometano neste modal prevê uma distância de 800 km e um custo associado de R\$ 0,378 /m³, tendo também como referência o boletim de mercado da ARGUS Media**.

No caso das tarifas para a logística dutoviária, quanto à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), analisou-se um range no qual o valor mínimo da margem é o aplicado ao segmento tarifário Cogeração (por haver ausência de volume e ser, por consequência, margem pura) e o valor máximo seria o próprio P0 (margem máxima), ambos estabelecidos pela ARSESP. Com base nesse range, assumiu-se então o valor de R\$ 0,50/m³, considerado pelos autores como conservador. Importante que cálculos mais precisos sejam feitos nas análises de cada caso.

Quanto à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição pelo Produtor (TUSD-P) (tarifa a ser paga por um condomínio de produtores paulistas de biometano para conexão à rede de distribuição), por estar em debate e definição de como poderia ser regulada no estado de São Paulo, acredita-se que esta não deveria se desviar do valor da própria TUSD paga pelo condomínio, pois entende-se que o Estudo de Viabilidade Técnica (EVT) – que não é disponibilizado publicamente quando aplicado nos casos específicos de cada projeto, e é considerado, por suposto, caso a caso – seria aplicável ao produtor de biometano da mesma forma que a qualquer expansão de rede similar.

Assim, também de forma conservadora, assume-se o valor de R\$ 0,50/m³ como referência, para a TUSD-P. Com relação à duração de sua cobrança, optou-se por considerá-la de forma conservadora durante toda a vida útil do projeto para os cenários de viabilidade econômica, uma vez que ainda não há clareza sobre a temporalidade da referida tarifa, que poderá ser paga temporariamente (não havendo, para este caso, parâmetros definidos sobre a duração da cobrança) ou de forma perene, enquanto o acessante necessitar injetar energia na rede da distribuidora para comercialização do biometano.

Quanto à Tarifa de Uso do Sistema de Transporte (TUST), dadas as dificuldades para se obter o seu valor exato, devido indisponibilidades desses dados detalhados pelo regulador federal, para esse estudo, utilizou-se estimativas de valores baseados em publicações das deliberações ARSESP.

Anualmente a ARSESP publica o valor médio ponderado da conta de gás, isto é, a agência reguladora estadual considera todo o volume de gás contratado/suprido à distribuidora e estabelece o que chama de “gás + transporte”. Porém, essa parcela publicada de transporte (em média R\$ 0,381906/m³) não condiz exatamente com a realidade da tarifa de transporte aplicada, que, ressalta-se, não é publicada pela ANP. Assume-se, portanto, ser uma estimativa abaixo do valor real, pois há volume negociado no estado de São Paulo sem a parcela de transporte e há duas transportadoras nas três concessões do estado, a NTS e TBG, com tarifas diferentes uma da outra, sendo que apenas em uma área de concessão (COMGÁS) as duas estão presentes.

Assim, a título de uso para cálculos do estudo, de forma conservadora, foi assumido que o valor médio aproximado da tarifa de transporte cobrada aos concessionários paulistas, embutido no valor de gás natural comercializado no estado de São Paulo, seja de R\$ 0,50/m³.

Considerou-se também um cenário em que o desembolso para construção de gasoduto que conecta a planta à rede existente seja remunerado pela planta de biometano. Para o cenário em que o investimento no gasoduto é feito pelo produtor de biometano, considerou-se um custo de R\$ 1 milhão/km de gasoduto e a construção de 30 km, como distância média da planta a ser conectada. Nesse caso, adicionou-se R\$ 30.000.000,00 ao CAPEX do produtor. Nos diferentes cenários, esse investimento pode ter Participação Financeira do Particular (PFP) de 100%, quando o produtor assume integralmente esse custo, ou de 0% quando a distribuidora arca com os custos de construção do referido gasoduto. Essa possibilidade deve ser analisada para que atenda à regulação estadual e federal.

Com os valores de CAPEX e OPEX de produção e compressão/liquefação de biometano definidos e os de logística estabelecidos nesta seção, foram delimitados 8 diferentes cenários de consumo e logística do biometano, conforme descritos na Tabela 46. O único caso que não considera logística é o de autoprodução/autoconsumo, em que o biometano é consumido no local de produção. Na Tabela 47 são apresentados os componentes de CAPEX e OPEX considerados em cada cenário.

[†]Segundo dados da Argus Media, que realizou um levantamento dos custos para logística de gás em GNC em São Paulo para fevereiro de 2024, os valores de frete de GNC podem variar entre R\$ 0,756/m³ a R\$ 2,008/m³ (ARGUS, 2024)

^{**}Segundo dados da Argus Media, que realizou um levantamento dos custos para logística de gás em GNL em São Paulo para fevereiro de 2024, os valores de frete de GNL podem variar entre R\$ 0,143/m³ a R\$ 0,630/m³.

Tabela 46. Descrição dos cenários de logística de biometano.

	Cenários de consumo e logística do biometano	Detalhamento
1	Sem demanda por logística (Autoprodução/Autoconsumo)	Cenário que considera CAPEX em armazenamento e posto de GNC para abastecimento de veículos dentro da planta com o biometano produzido.
2	Gasoduto da distribuidora com investimento pela Distribuidora	Esse cenário refere-se à injeção do biometano no Sistema Principal de Distribuição, a partir da construção de uma nova infraestrutura de dutos. Participação Financeira do Particular (PFP), calculada pela Distribuidora local de 0%. Gasoduto de 30 km a R\$ 1.000.000,00/km.
3	Gasoduto da distribuidora com investimento pela Planta de Biometano	Esse cenário refere-se à injeção do biometano no Sistema Principal de Distribuição, a partir da construção de uma nova infraestrutura de dutos. Participação Financeira do Particular (PFP), calculada pela Distribuidora local de 100%. Gasoduto de 30 km a R\$ 1.000.000,00/km.
4	Gasoduto da Distribuidora com pagamento de tarifa pelo produtor de biometano (modelo a ser definido regulatoriamente)*	Esse cenário refere-se à injeção do biometano no Sistema Principal de Distribuição, a partir da construção de uma nova infraestrutura de dutos. Participação Financeira do Particular (PFP), calculada pela Distribuidora local de 0%, mas com cobrança de tarifa de distribuição para o produtor (TUSD-P) para remunerar investimento da Distribuidora. A referida tarifa será calculada com base em previsão de investimentos distribuindo custo por condomínios de plantas que irão injetar. Pode ser realizada revisão dessa tarifa junto com tarifa de distribuição (incidente no consumo) ou, por ser conta separada, pode ser realizada com maior frequência. A revisão pode ser acionada por gatilhos de volume.
5	BioGNC + Gasoduto com investimento pela Distribuidora	Cenário estabelecido a partir do modelo regulatório de projeto estruturante, modelo adotado pelo estado de São Paulo, denominado de "Projetos Estruturantes de Rede Local". Inclui também transporte de GNC por 150 km para chegar até uma rede de gasodutos. Modelo possível para ser adotado na conexão com o transporte.
6	BioGNC - Venda direta	Cenário consiste no suprimento por intermédio de gasodutos virtuais, em modelo de negócio de compra e venda direta pelos produtores, com a unidade de compressão conectada diretamente no duto de escoamento da produção, denominado de atividade de distribuição de gás comprimido a granel. O exercício dessa atividade abrange a aquisição, o recebimento e a compressão do gás, bem como a carga, o armazenamento, o transporte, a descarga, a comercialização e o controle de qualidade.
7	BioGNL - Venda direta	Cenário consiste no suprimento por intermédio de gasodutos virtuais, em modelo de negócio de compra e venda direta de produtores, com a unidade de liquefação conectada diretamente no duto de escoamento da produção, denominado de atividade de distribuição de gás liquefeito a granel. O exercício dessa atividade abrange a aquisição, o recebimento e a liquefação do gás, bem como a carga, o armazenamento, o transporte, a descarga, a comercialização e o controle de qualidade.**
8	Gasoduto da Distribuidora e da Transportadora com pagamento de TUSD-P)*	Cenário propõe a integração entre distribuidora e transportadora para fornecer a logística de biometano de regiões com menos consumo para regiões com mais consumo.

*Cenário de tarifa de uso da rede de distribuição para produtor (TUSD-P) considera que 100% do gasoduto será remunerado pela tarifa. Porém, podem existir casos em que a tarifa de distribuição convencional (consumo) poderá remunerar parte do gasoduto e, assim, a tarifa a ser cobrada do produtor pode ser reduzida.

**Cenário não considera os custos associados a investimentos para a regaseificação do GLP.

Tabela 47. Cenários de logísticas simulados no estudo.

Item de CAPEX e OPEX considerado em cada cenário	Cenários de consumo e logística do biometano							
	1	2	3	4	5	6	7	8
	Sem demanda por logística (Autoprodução/Autoconsumo)	Gasoduto da distribuidora com investimento pela Distribuidora	Gasoduto da distribuidora com investimento pelo produtor de Biometano	Gasoduto da Distribuidora com pagamento de TUSD-P	BioGNC + Gasoduto com investimento no gasoduto pela Distribuidora	BioGNC - Venda direta	BioGNL - Venda direta	Gasoduto da Distribuidora e da Transportadora com pagamento de TUSD-P)*
CAPEX e OPEX Planta e Upgrading	X	X	X	X	X	X	X	X
CAPEX e OPEX Sistema de Compressão GNC - AUTO-PRODUÇÃO	X							
CAPEX e OPEX Sistema de Compressão GNC					X	X		
CAPEX e OPEX Sistema de Compressão GNL							X	
CAPEX e OPEX Sistema de Compressão injeção na rede de GN		X	X	X	X			X
CAPEX Gasodutos		PFP=0%	PFP=100%	PFP=0%	PFP=0%			PFP=0%
OPEX Variável - Frete rodoviário GNC					X	X		
OPEX Variável - Frete rodoviário GNL							X	
OPEX Variável - Tarifa de uso da rede de distribuição (TUSD)		X	X	X	X			X
OPEX Variável - Tarifa de uso da rede de distribuição para produtor (TUSD-P)				X				X
OPEX Variável - Tarifa de uso da rede de transporte (TUST)								X

Fonte: Preparado pelos autores.

5.4. Estudo do Custo Nivelado do Biometano (LCOB)

O objetivo é que para cada rota, arranjo tecnológico, porte e logística selecionados neste trabalho, seja avaliada a viabilidade econômica da produção de biometano. Para tanto, foi utilizada a metodologia de fluxo de caixa descontado, considerando-se como inputs valores típicos para os principais parâmetros e custos, como os custos de investimento, custos de produção, parâmetros técnicos, condições de financiamento, encargos e impostos, definidos, sempre que possível, a partir de interações com agentes do mercado e informações públicas.

A análise teve como principal resultado o valor do biometano (em R\$/m³) que torna o investimento viável para o produtor, ou seja, para uma dada Taxa Interna de Retorno (TIR) requerida, foi calculado o valor de biometano que faz com que o Valor Presente Líquido (VPL) do fluxo de caixa seja igual a zero. Essa metodologia é amplamente utilizada para cálculo do Custo Nivelado de Energia no setor (LCOE), no qual o LCOE de um projeto de geração de energia corresponde à receita média que cobre todos os custos do projeto (investimento e operação) e garante uma Taxa Interna de Retorno (TIR) para o acionista igual à taxa mínima de atratividade. Aqui chamaremos este indicador, obtido através da mesma metodologia para o cálculo do biometano de LCOB (Custo Nivelado do Biometano).

5.4.1. Caso Base

PREMISSAS

Para calcular o Custo Nivelado do Biometano (LCOB) de cada rota, arranjo tecnológico, porte e logística selecionados, foram considerados custos de investimento de capital em biodigestores e equipamentos de tratamento e purificação do biogás (CAPEX) e custos operacionais (OPEX), estimados na seção 5.2, além de custos de logística, estimados na seção 5.3.

Ainda, foram adotadas premissas de financiamento e rentabilidade com base em valores típicos para projetos de biometano. As premissas de financiamento foram definidas considerando condições usuais oferecidas pelo BNDES por meio do Programa Fundo Clima, que tem sido a principal linha de financiamento para projetos de biometano^{***}. Já a Taxa Interna de Retorno exigida pelo acionista (15% a.a., real) foi definida a partir de interações com agentes de mercado. Essa taxa representa uma taxa mínima de retorno exigida para esse tipo de projeto, sendo a rentabilidade efetivamente exigida potencialmente maior, a depender da percepção de risco do acionista.

^{***} Por simplificação o estudo simulou uma única linha de financiamento para todo o % financiado em cada cenário analisado, no entanto, projetos reais normalmente são financiados por mais de uma linha de financiamento. O Fundo Clima, por exemplo, tem exigências relacionadas à conteúdo nacional e os projetos têm parte importante de importados na composição do CAPEX que precisam ser financiados de outra forma.

A Tabela 48 apresenta as premissas econômicas e de financiamento consideradas.

Tabela 48. Principais premissas econômicas e de financiamento.

Parâmetro	Valor
Período de desembolso do CAPEX	2 anos
Início da operação	2027
Fluxo de Caixa	20 anos
Depreciação	20 anos
Participação do capital próprio	20%
Participação do capital de terceiros	80%
Custo de capital de terceiros	4,85% a.a. (real)*
Prazo de carência do financiamento	6 meses
Prazo de amortização	10 anos
Taxa interna de retorno do acionista	15% a.a. (real)

Fonte: Preparado pelos autores.

Em relação aos tributos relacionados à comercialização do biometano, foram definidas premissas de impostos sobre a receita e lucro associado à sua venda.

No âmbito federal, aplica-se ao lucro apurado pela pessoa jurídica a tributação pela Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) à alíquota de 9% e a tributação pelo Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) à alíquota de 15% e, no que exceder, mensalmente, o valor de R\$ 20.000,00, à alíquota adicional de 10%. Considerou-se o regime de tributação do lucro presumido para incidência desses tributos.

Ainda no âmbito federal, há incidência do Programa de Integração Social e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) sobre a receita bruta das vendas do biometano, que serão substituídos pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) a partir de 2027, com a reforma tributária. Visto que o fluxo de caixa analisado considera prazo hipotético para entrada em operação da planta em 2027, assumiu-se incidência de CBS, com alíquota de 8,8%, conforme estimativa do Ministério da Fazenda.

No contexto estadual, a tributação do biogás e biometano em São Paulo é regida pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Como regra, no Estado de São Paulo as operações com biometano se submetem à alíquota padrão de 18% de ICMS. Entretanto, o art. 69, do Anexo II, do Regulamento do ICMS de São Paulo (RICMS/SP) prevê que, até 31.12.2024, essa alíquota seria reduzida para 12% para operações com biogás e biometano. Dessa maneira, adotou-se como premissa no caso base alíquota de 12% de ICMS, assumindo que esta seria mantida pelo Estado de São Paulo.

Com a reforma tributária, o ICMS será substituído pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), que entrará em vigor a partir de 2033. De acordo com o Ministério da Fazenda, estima-se que a alíquota desse novo tributo será de 17,7%. Considerando redução equivalente à atual na alíquota para operações com biometano, assumiu-se no cenário base uma alíquota de 11,8%.

* Com base nas condições do Programa Fundo Clima, considerou-se as seguintes componentes da taxa de juros: custo financeiro: 6.15%; remuneração básica do BNDES: 0.9% e spread de risco: 1.3% (BNDES, s.d.). Ainda, para calcular a taxa de juros real, assumiu-se IPCA igual a 3.5% a.a., conforme expectativa do relatório Focus em 19/07/2024 a partir de 2027 (BCB, 2024).

As premissas de impostos sobre o biometano e sobre o lucro dos projetos estão resumidas na Tabela 49 a seguir.

Tabela 49. Impostos sobre o biometano e sobre o lucro dos projetos.

Descrição	Valor
CBS (em substituição ao PIS e COFINS)	8,8% a partir de 2027
ICMS	12% até 2032
IBS (em substituição ao ICMS)	11,8% a partir de 2033
CSLL	9%
IRPJ	15% até R\$ 240 mil/ano 25% acima de R\$ 240 mil/ano

*Assumi-se regime de tributação com base no lucro presumido.

Fonte: Preparado pelos autores.

Já em relação à tributação fiscal para investimentos na produção de biometano (CAPEX), foi considerada cobrança de ICMS no CAPEX (alíquota de 18%) no cenário base. Atualmente, o ICMS pode ser creditado ao longo da operação do projeto, em parcelas mensais de até 1/48 do crédito total, o que foi considerado no cenário base***.

Para esses equipamentos, há cobrança também de PIS/COFINS (alíquota de 9,25%), que podem ser restituídos pelo Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI). Visto que esse programa já é amplamente utilizado para projetos de biometano, considerou-se aplicação do REIDI no cenário base.

A Tabela 50 apresenta as premissas consideradas para representatividade (%) desses tributos no CAPEX. Essas premissas foram utilizadas para estimar os créditos de ICMS e restituição do PIS/COFINS (REDI).

Tabela 50. Representatividade de impostos no CAPEX.

Descrição	% do Capex
PIS e COFINS	6% *
ICMS	15% **

*A partir de conversas com especialistas, estima-se que o PIS/COFINS representa cerca de 6% do CAPEX de um projeto de produção biometano. Dessa maneira, considerou-se no cenário base uma redução de 6% no CAPEX em função do REIDI.

** Com base em conversas com especialistas, estima-se que o ICMS incida sobre cerca de 70% do CAPEX. Dessa maneira, considerando uma alíquota de 18%, estima-se que o ICMS representa cerca de 15% do CAPEX creditado ao longo da operação do projeto, em parcelas mensais de até 1/48 do crédito total.

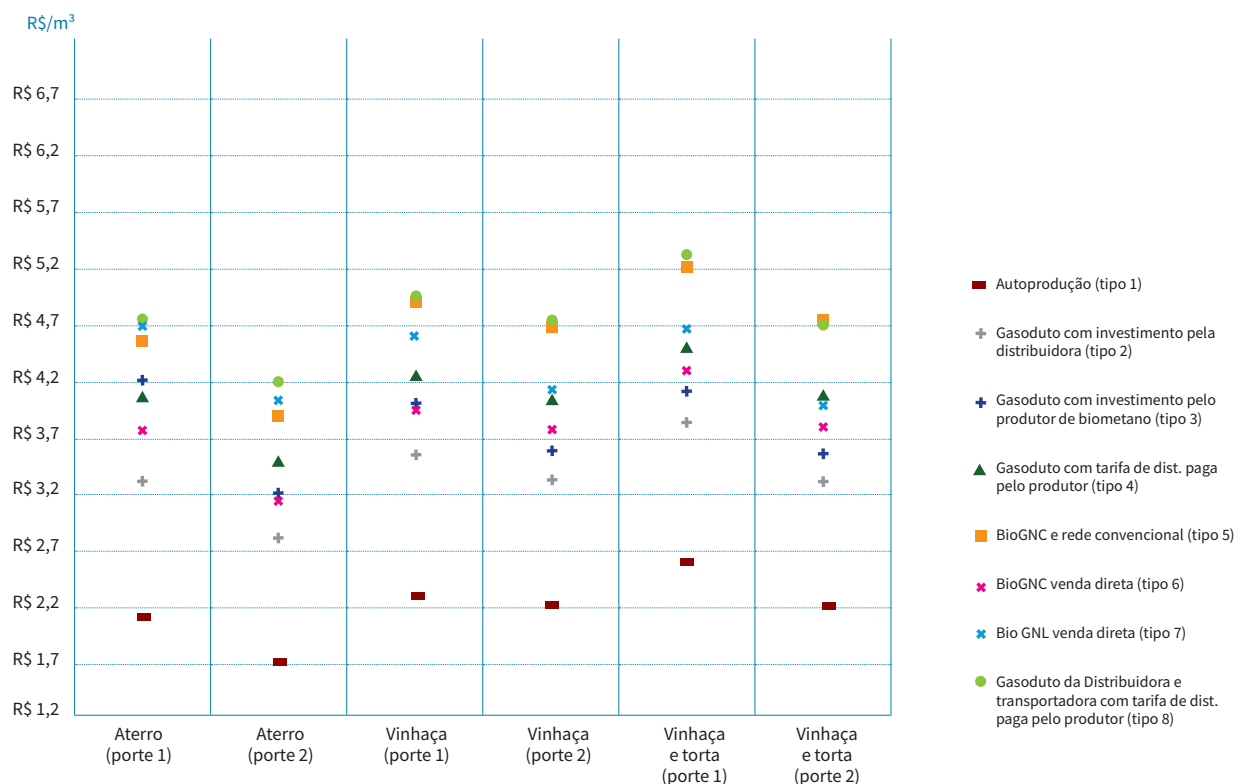
Fonte: Preparado pelos autores.

RESULTADOS

Dadas as premissas apresentadas, foram gerados, de acordo com a metodologia descrita, estimativas de custo nivelado de biometano (R\$/m³) para as diferentes rotas e cenários de logística definidos, conforme sumarizado na Figura 41 a seguir.

***A exceção ao exposto foi a autoprodução pois, como não há receita associada à venda de biometano, não há incidência de ICMS. Logo, a obtenção de créditos não foi considerada neste cenário.

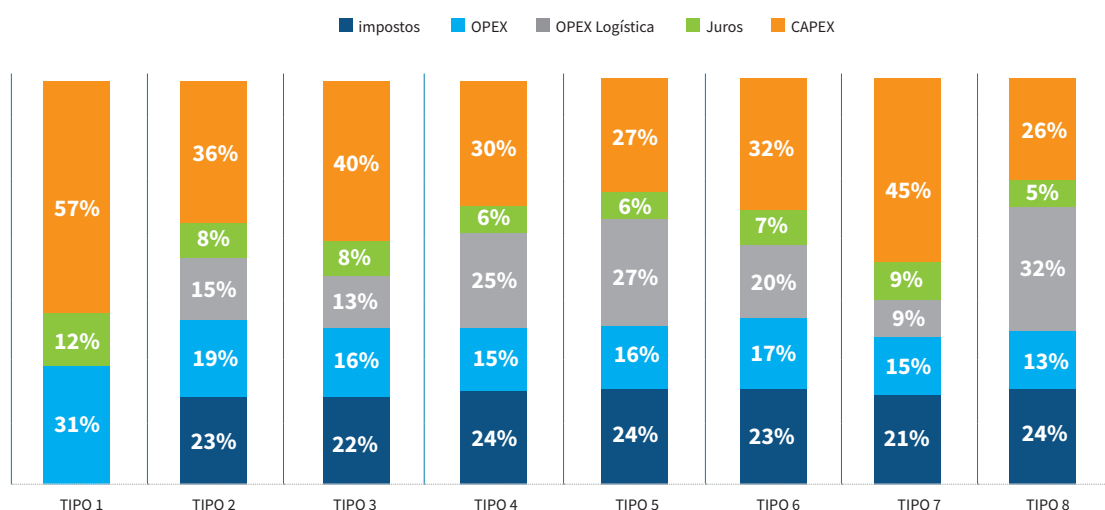
Figura 41. LCOB do biometano para diferentes cenários de porte e substrato para produção de biometano e diferentes cenários de logística (R\$/m³)



Fonte: Preparado pelos autores.

Nota-se uma variação significativa no LCOB para os diferentes tipos de logística, o que é explicado pela distinta estrutura de custos de cada arranjo. A fim de ilustrar essa variação na composição do LCOB, a Figura 42 apresenta a relevância das principais componentes de custo, considerando o valor médio de LCOB para as rotas e portes avaliados.

Figura 42. Breakdown médio do LCOB do biometano



Fonte: Preparado pelos autores.

Conforme esperado, os arranjos de autoprodução são aqueles com custo nivelado do biometano mais competitivo (variando entre 1,70 e 2,60 R\$/m³), pois, como não há comercialização do biometano, não envolve custos logísticos nem custos com impostos, como ilustrado na Figura 42. Caso seja considerada a venda de biometano na saída da planta, ou seja, com impostos mas sem os custos logísticos, o LCOB varia entre 2,20 a 3,30 R\$/m³.

Na sequência, o biometano possui maior competitividade em cenários nos quais o custo de investimento na expansão do gasoduto até a planta é exclusivamente da distribuidora, havendo pagamento apenas pela tarifa de distribuição até o consumidor final. Nesses cenários, o LCOB varia entre 2,80 e 3,80 R\$/m³. Em seguida os cenários de transporte via GNC, gasoduto investido pelo produtor e pagamento de tarifa de distribuição pelo produtor (TUSD-P), se revezam como os mais competitivos, com LCOB variando entre 3,20 e 4,50 R\$/m³.

Por último, os cenários onde o empilhamento de tarifas é maior como o de transporte por caminhão (GNC) até o gasoduto (com pagamento pelo transporte de caminhão adicionado ao pagamento pelo uso da rede) e rede de transporte e distribuição integrada (com pagamento de TUSD-P, TUST e TUSD), assim como o cenário de transporte por caminhão (GNL), têm seus custos logísticos refletidos em menor competitividade do biometano, com LCOB chegando a 5,30 R\$/m³.

Cabe ressaltar que as premissas irão variar significativamente dependendo do projeto, em especial a distância da planta de biometano até o consumidor final e a tarifa a ser paga pelo uso da rede de distribuição, refletindo conseqüentemente em diferentes custos nivelados e competitividade para o biometano.

Vale ainda destacar que ganhos de escala foram observados em relação aos maiores portes adotados para cada rota e podem ter importante influência para o ganho de competitividade em projetos reais.

5.4.2. Análises de sensibilidade

SENSIBILIDADE EM VARIÁVEIS-CHAVE

As estimativas de LCOB apresentadas anteriormente consideraram uma série de premissas de forma a refletir parâmetros tipicamente observados em projetos de produção de biometano. No entanto, dada a incerteza associada a esses parâmetros, foram realizadas análises de sensibilidade em algumas variáveis-chave, que podem apresentar variações com relação às estimativas consideradas no cenário base.

A Tabela 51 resume as análises de sensibilidade realizadas, incluindo o parâmetro sensibilizado, sua variação com relação ao caso base e o impacto no LCOB para cada caso simulado. As diferenças no LCOB para cada sensibilidade estão associadas às diferentes rotas de produção, portes e tipos de logística.

Tabela 51. Impacto no LCOB para variações nos principais parâmetros.

Parâmetro	Alteração com relação ao cenário base	Impacto no LCOB (% de redução ou aumento com relação ao cenário base)		Intervalo de LCOB (R\$/m ³)	
		Autoprodução (Sem logística de biometano)	Casos com logística de biometano	Autoprodução (Sem logística de biometano)	Casos com logística de biometano
Cenário Base	-	-	-	1,70 a 2,60 R\$/m ³	2,80 a 5,30 R\$/m ³
Atributo ambiental e outras receitas	+ R\$ 0,10/Nm ³	Redução entre 4% e 6%	Redução entre 2% e 4%	1,60 a 2,50 R\$/m ³	2,70 a 5,20 R\$/m ³
	+ R\$ 0,30/Nm ³	Redução entre 12% e 18%	Redução entre 6% e 11%	1,40 a 2,30 R\$/m ³	2,50 a 5,0 R\$/m ³
	+ R\$ 0,75/Nm ³	Redução entre 29% e 44%	Redução entre 14% e 27%	0,90 a 1,80 R\$/m ³	2,10 a 4,50 R\$/m ³
Condições de financiamento	Aumento na taxa de juros de 4,85% a 8,40%	Aumento entre 11% e 13%	Aumento entre 6% e 13%	1,90 a 2,80 R\$/m ³	3,10 a 5,70 R\$/m ³
	Redução na alavancagem de 80% para 60%	Aumento entre 6% e 7%	Aumento entre 3% e 7%	1,80 a 2,70 R\$/m ³	3,00 a 5,50 R\$/m ³
Variação no CAPEX	Redução de 40% no CAPEX	Redução entre 26% e 29%	Redução entre 13% e 28%	1,20 a 1,90 R\$/m ³	2,30 a 4,40 R\$/m ³
	Aumento de 40% no CAPEX	Aumento entre 26% e 29%	Aumento entre 13% e 28%	2,10 a 3,20 R\$/m ³	3,30 a 6,10 R\$/m ³
Impostos na venda de biometano ¹	Aumento no ICMS (para 18%, até 2032) e IBS (para 17,7%, a partir de 2033)	-	Aumento de 15%	-	3,20 a 6,10 R\$/m ³
	Redução no IBS (para 8,5%, a partir de 2033)	-	Redução de 3%	-	2,70 a 5,10 R\$/m ³
Impostos no CAPEX	Isenção de ICMS (além da isenção de PIS/COFINS, considerada no cenário base)	Redução entre 10% e 12%	Redução entre 1% e 3%	1,50 a 2,30 R\$/m ³	2,80 a 5,20 R\$/m ³

*Essa sensibilidade não se aplica ao modelo de autoprodução, pois não há comercialização do biometano.

Fonte: Preparado pelos autores.

CONSTRUÇÃO DE CENÁRIOS DE SENSIBILIDADE

A partir da combinação das sensibilidades realizadas individualmente para cada parâmetro, é possível construir cenários diversos para a competitividade do biometano.

Para se construir tais cenários, foram identificados alguns parâmetros com maior probabilidade de influência para que haja alterações no horizonte avaliado nesse estudo, conforme detalhado a seguir:

- **Impostos no CAPEX:** No cenário atual, há cobrança de ICMS sobre o CAPEX, que pode ser creditado ao longo da operação do projeto, em parcelas mensais de até 1/48 do crédito total. Com a reforma tributária, o ICMS será extinto e substituído pelo IBS, o que pode resultar em mudanças nas regras vigentes atualmente.
- **Condições de financiamento:** Atualmente, o BNDES é o principal financiador de projetos de produção de biometano, com exceção dos componentes importados, por meio do Fundo Clima, que oferece condições bastante competitivas frente a outras alternativas, com taxas de juros inferiores às praticadas pelo mercado. No futuro, à medida que a tecnologia se torne mais madura e outras tecnologias emergentes ganhem espaço, espera-se que esse incentivo seja gradualmente retirado caso outras linhas de financiamento equivalentes não sejam criadas.
- **Impostos sobre a venda do biometano:** No cenário atual, há cobrança de uma alíquota reduzida de ICMS (12%) em relação à alíquota modal (18%), o que foi considerado também no cenário após a reforma tributária. No entanto, dependendo da decisão do governo estadual, esse benefício poderia ser extinto com a adoção da alíquota modal de 18%, ou então ser ampliado, com a aplicação de uma alíquota inferior a 12%.
- **Atributo ambiental e outras receitas:** Devido à incipiência desses mercados, não foi considerada nenhuma receita adicional no cenário base. No entanto, essas receitas podem desempenhar um papel importante na competitividade do biometano, à medida que os mercados se desenvolvam.

Considerando diferentes valores para esses parâmetros, foram criados um cenário pessimista e um cenário otimista, em relação ao cenário base, conforme detalhado na Tabela 52.

Tabela 52. Cenários de sensibilidade

Parâmetros	Cenário base	Cenário pessimista	Cenário otimista
Impostos no CAPEX	18% de ICMS cobrado e posteriormente creditado, diferido em parcelas mensais de até 1/48, sem correção monetária (Exceção para autoprodução)	18% de ICMS cobrado e posteriormente creditado, diferido em parcelas mensais de até 1/48, sem correção monetária (Exceção para autoprodução)	0% de ICMS ou antecipa devolução
Condições de financiamento	Finem (8,4% a.a. real) e 60% de financiamento	Fundo Clima (4,85% a.a. real) e 80% de financiamento	Fundo Clima (4,85% a.a. real) e 80% de financiamento
Impostos na venda de biometano	ICMS (18%) até 2032 + CBS (8,8% a partir de 2027 a partir de 2033 IBS (17,7%) - totalizando 26,5% de impostos (aumento da atual carga tributária)	ICMS (12%) até 2032 + CBS (8,8%) a partir de 2027 a partir de 2033 IBS (11,8%) - totalizando 20,6% de impostos (cenário equivalente ao atual)	ICMS 12% até 2032 + CBS de 8,8% a partir de 2027 a partir de 2033 IBS (8,5%) - totalizando 17,3% de impostos (cenário mais incentivado que o atual)
Atributo ambiental e outras receitas	Sem receita associada ao atributo	Sem receita associada ao atributo	R\$ 0,75/Nm ³ de biometano

Fonte: Preparado pelos autores.

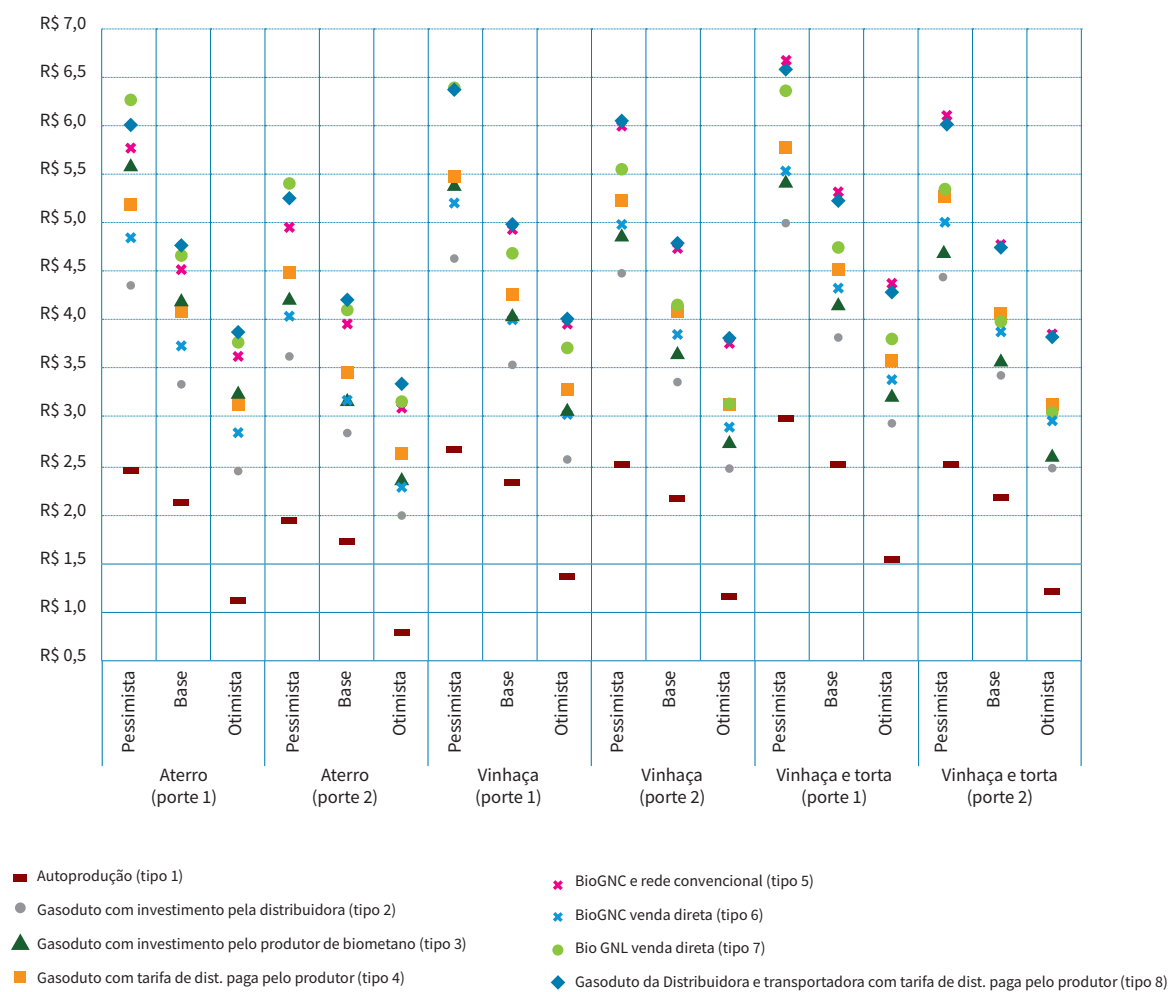
A Figura 43 apresenta os resultados de LCOB para os cenários de sensibilidade avaliados, considerando as diferentes rotas e tipos de logística definidos. Ainda, a Tabela 53 ilustra o impacto no LCOB em cada cenário. As diferenças no LCOB estão associadas às diferentes rotas de produção, portes e tipos de logística.

Tabela 53. Impacto no LCOB nos diferentes cenários de sensibilidade.

Cenário	Impacto no LCOB (% de redução ou aumento com relação ao cenário base)		Intervalo de LCOB (R\$/m ³)	
	Autoprodução (Sem logística de biometano)	Casos com logística de biometano	Autoprodução (Sem logística de biometano)	Casos com logística de biometano
Cenário Base	-	-	1,70 a 2,60 R\$/m ³	2,80 a 5,30 R\$/m ³
Cenário Pessimista	Aumento entre 14% e 16%	Aumento entre 25% e 35%	1,90 a 2,90 R\$/m ³	3,60 a 6,70 R\$/m ³
Cenário Otimista	Redução entre 40% e 55%	Redução entre 18% e 31%	0,80 a 1,50 R\$/m ³	1,90 a 4,30 R\$/m ³

Fonte: Preparado pelos autores.

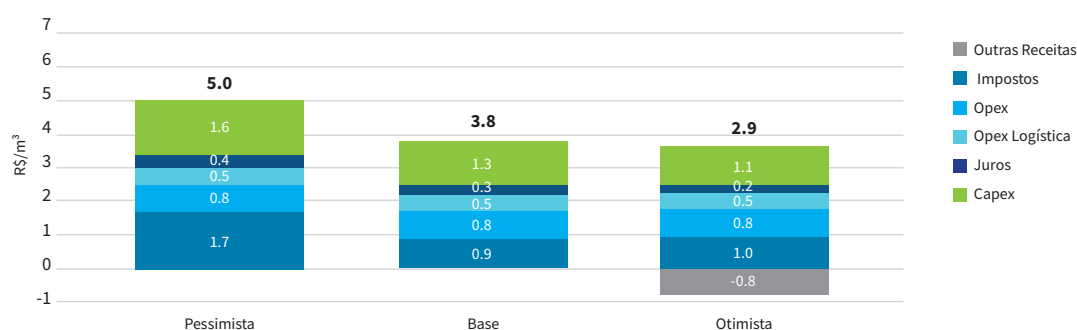
Figura 43. LCOB para diferentes cenários de sensibilidade (R\$/m³).



Fonte: Preparado pelos autores.

Para exemplificar a relevância de cada custo nos diferentes cenários de sensibilidade, a Figura 45 ilustra a composição do LCOB para o caso Vinhaça e Torta (Porte 1) com custo de gasoduto pago exclusivamente pela distribuidora (Tipo 2), considerando os principais componentes de custo.

Figura 44. Composição do LCOB para diferentes cenários na rota de produção de biogás a partir de vinhaça e torta de filtro (Porte 1) e com logística do biometano realizada por gasoduto com investimento pela distribuidora e remunerado pelo condomínio (Tipo 2).



Fonte: Preparado pelos autores.

Como ilustra a Figura 44, há uma redução entre 18% e 31% no LCOB no caso otimista, dependendo do porte, tipo da planta e logística (exceto para autoprodução). Essa redução se dá principalmente pela receita adicional de 0,75 R\$/Nm³, que contribui para cerca de 20% de redução no LCOB, para o caso ilustrado na Figura 45. Ainda, em função da isenção de ICMS no CAPEX, existe uma redução desse custo nesse caso também.

Já nos casos de autoprodução, o impacto do caso otimista acaba sendo maior, comparado aos demais cenários, com redução no LCOB entre 40% e 55%. O impacto mais elevado é explicado pelo efeito da receita adicional e pelo maior impacto da desoneração de ICMS nesse caso, visto que o cenário base não considera créditos de ICMS.

No cenário pessimista, há um aumento no LCOB entre 25% e 35%, dependendo do porte, tipo da planta e logística (exceto para autoprodução). Esse aumento é explicado principalmente pelo maior custo com impostos, devido ao aumento da alíquota de ICMS e IBS. Para o caso ilustrado na Figura 45, o efeito do aumento de impostos representa cerca de 18% do aumento do LCOB. Ainda, existe um efeito de aumento na componente do CAPEX em função da alavancagem menor e na componente de juros, em função da taxa mais elevada. Para o caso ilustrado na Figura 45, esses efeitos (menor alavancagem e juros mais elevados) representam conjuntamente cerca de 9% do aumento do LCOB. Já nos casos de autoprodução, observa-se um aumento no LCOB entre 14% e 16%.

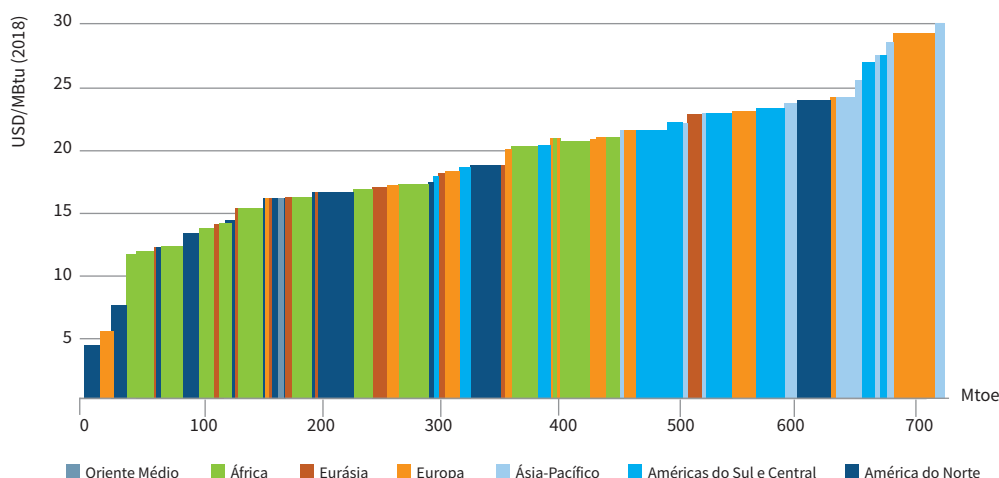
5.5. Considerações finais

A competitividade do biometano varia de acordo com o combustível a ser deslocado, modelo de negócio adotado, escala do projeto e distância entre os pontos de consumo e produção.

De acordo com as análises feitas no presente estudo, o LCOB do cenário base apresentou uma variação entre R\$ 1,70/m³ a R\$ 5,30/m³, a depender do cenário de logística, substrato e porte considerado. Esses valores encontram-se abaixo dos preços praticados no Brasil para o diesel equivalente (R\$ 6,59/m³)^{*}. Com relação ao gás natural, observa-se uma variação nos preços dependendo do tipo de consumidor final e seu porte. Considerando os preços de gás praticados em 2024 (entre R\$ 3,18 e 5,41 m³)^{**}, o LCOB encontra-se acima do limite inferior para quase todos os cenários (excluindo autoprodução)^{***} e abaixo do limite superior.

Em comparação com referências internacionais, a IEA (2020) estimou os custos de produção de todo potencial de biometano (730Mtoe), com valores variando entre US\$ 5,00 e US\$ 29/MMBTU, considerando todas as regiões avaliadas, e entre US\$ 15 e US\$ 27/MMBTU na América do Sul e Central, conforme ilustrado na Figura 45. Apesar das eventuais diferenças metodológicas, uma vez que nem todas as premissas são equivalentes ou explícitas, os valores de LCOB obtidos neste estudo (R\$ 2,20 a R\$ 3,20/m³ para o cenário de comercialização na saída da planta de biometano – sem logística - equivalentes a US\$ 11,60 a US\$ 17,60/MMBTU) encontram-se abaixo do estimado para América do Sul e Central e dentro dos patamares mundiais para o combustível^{****}.

Figura 45. Curva de custo do fornecimento potencial de biometano por Região *** (2018) .**



Fonte: BNDES, 2024 apud IEA, 2020.

^{*}Considerou-se preço de diesel igual a 5,99 R\$/l, conforme <https://precos.petrobras.com.br/web/precos-dos-combustiveis/w/gasolina/sp>, e uma taxa de conversão de 1,1 l/m³.

^{**}Os preços foram obtidos a partir de deliberações da ARSESP para 2024, acrescidos de 15% de ICMS.

^{***}A única exceção é a rota de produção de aterro (porte 2), com gasoduto com investimento pela distribuidora.

^{****}Cotação real-dólar de R\$ 5,00/US\$, baseado na média histórica de 1 ano (BCB, 2024). Conversão: 26,8081 m³/MMBTU (ANP, 2022).

^{*****}Nota: A curva integra tanto os custos da tecnologia quanto da matéria-prima utilizadas, deixando de fora os de injeção na rede. O gráfico incorpora todo biogás com potencial para purificação. 1 MBtu = 0,29 MWh.

É válido destacar que o biometano oferece benefícios que vão além do valor da molécula e da mitigação dos efeitos das mudanças climáticas. Seus benefícios ambientais, sociais e agrônômicos adicionais não são, ainda, totalmente considerados nos negócios, nem levados em conta na maioria dos esquemas de incentivos existentes. Para se ter uma visão mais ampla sobre a competitividade do biometano, frente a fontes fósseis de energia, seria necessário considerar seus benefícios ambientais, econômicos e sociais*

É possível observar uma variação significativa de valores associados ao substrato e rota selecionada, porte, logística para distribuição do biometano, condições de financiamento, impostos e valorização de receitas adicionais. A competitividade pode aumentar entre 20% e 30% com a aplicação de medidas de incentivo.

Destaca-se que, modelos de negócio reais muitas vezes são compostos por uma combinação de produtos, contratos e, conseqüentemente, receitas em diferentes mercados e uma série de complexidades que não são possíveis de captar por meio da metodologia utilizada no estudo. Além das variáveis já mencionadas anteriormente, pode-se citar como exemplo a maior previsibilidade de custos para o consumidor final, dada pela possibilidade de negociar um indexador de reajuste ao contrato, que permite vincular os reajustes de preços a índices de inflação do mercado brasileiro (usualmente IPCA ou IGPM), evitando indexadores atrelados aos preços do mercado internacional e ao dólar, ao menos ao longo da vigência do contrato.

É importante destacar que os valores obtidos através da análise de custo nivelado não são os preços praticados no mercado, mas são uma referência de valor a partir do qual o investidor teria interesse em executar o projeto. O preço final depende muito mais da disposição real do mercado a pagar pelo produto, em comparação com seus substitutos e benefícios auferidos.

Sendo assim, vale ressaltar que a análise do LCOB, apesar de valiosa, não é suficiente para tratar de toda a complexidade que envolve a discussão sobre competitividade do biometano.

*Esses benefícios, também chamados de externalidades, foram quantificados pela Associação Europeia do Biogás (EBA) em cerca de 84-175 €/MWh, valor este que supera os custos de produção do biometano, por meio da digestão anaeróbia, na Europa e no Reino Unido, estimados entre 55-100 €/MWh.





6

MEDIDAS PARA ALAVANCAR O BIOMETANO

MEDIDAS PARA ALAVANCAR O BIOMETANO

6.1. Análise dos desafios do biometano

Os desafios enfrentados pelo Estado de São Paulo na expansão dos mercados de biogás e biometano são multifacetados, refletindo a complexidade inerente a essa iniciativa. A diversidade desses desafios destaca a necessidade de abordagens integradas que levem em conta as variadas interpretações e perspectivas dos stakeholders envolvidos.

Os principais desafios, com base nas discussões com diversos atores e o contexto do setor, englobam aspectos regulatórios, econômicos, tecnológicos e de infraestrutura, bem como a necessidade de alinhar interesses entre diversos setores e níveis de governo. Esses desafios sublinham a importância de, entre outros aspectos:

- I. desenvolver-se políticas públicas e regulações que promovam a coerência e a convergência entre as várias iniciativas relacionadas ao biogás e biometano;
- II. ampliar-se a colaboração entre os setores público e privado; e
- III. buscar-se soluções inovadoras que superem os obstáculos técnicos e econômicos identificados.

Assim, o sucesso na expansão desses mercados depende da capacidade de se criar um ambiente propício que estimule investimentos, inovação e, sobretudo, a sustentabilidade ambiental.

A pouca disponibilidade de tecnologias essenciais para o desenvolvimento de projetos de biometano como tanques, misturadores, sistema de purificação, de captura de CO₂, entre outras, tende a elevar os custos de investimento, devido a necessidade de importação de equipamentos. Além disso, outros serviços, como laboratoriais e de otimização bioquímica podem aumentar a produtividade ou viabilizar outros produtos que podem ser comercializados por projetos de biometano (como atributo ambiental, biofertilizante, CO₂, entre outros), ampliando as possibilidades de modelos de negócios e, conseqüentemente, a competitividade do biometano.

Se destacam também os desafios atrelados ao planejamento dos stakeholders para realização de investimentos no setor, em especial devido à imprevisibilidade do comportamento do mercado, com projeções de oferta e demanda, por exemplo, além da ausência de outros dados públicos sobre o setor. Existe relevante assimetria de informação, por exemplo, em relação aos custos de infraestrutura (CAPEX), operação (OPEX) e outros dados que deem base para análise das capacidades disponíveis e viabilidade econômica de projetos, para que as instituições possam planejar seus investimentos e possam ser pensadas políticas públicas mais assertivas. Inclusive o detalhamento sobre o cálculo tarifário, na distribuição ou transporte, publicados sempre que há uma atualização tarifária, demandam a realização de diversos cálculos e análises para se obter melhor compreensão de como são computados.

Existem também desafios relativos ao planejamento e segurança jurídica do mercado de biometano, associados ao estabelecimento de regras previsíveis no mercado no longo prazo, a fim de que o produtor/investidor tenha um direcionamento de como recuperar seu investimento. Esse aspecto envolve o desconhecimento sobre condições tributárias, obrigações de mistura de novos produtos no mix e seu impacto associado, previsibilidade do mercado de óleo e gás (O&G), por exemplo. A previsibilidade dessas informações, inclusive, cria um ambiente mais favorável para a entrada de novos players no mercado.

Outro tema que necessita de melhor tratamento para redução de incerteza regulatória é sobre como será tratado o investimento da infraestrutura do produtor na distribuição. Ainda é incerto se serão adotadas as regras do Contrato Verde, do Termo de Utilização de Interconexão (TUI), da nova metodologia da TUSD-P ou por uma nova proposta a ser tratada ainda em 2024 nas revisões tarifárias das três concessionárias paulistas.

Ressalta-se que as redes isoladas, com abastecimento por biometano diretamente, como no caso do Cidades Sustentáveis, ou em projetos estruturantes de redes locais, com entrega via GNC ou GNL, preferencialmente por biometano, são soluções há algum tempo planejadas e realizadas pelo estado de São Paulo.

Apesar de regulamentados pela ANP, os contratos de transporte de gás não são padronizados nem disponibilizados publicamente, como os da distribuição. Há ainda a possibilidade de ocorrer o by-pass, ou seja, uma rede de transporte fornecer gás direto a um consumidor sem passar pelos modais de distribuição, situação que vem sendo discutida entre atores do setor.

Outro tema relevante quando tratamos do mercado de biometano é a competência constitucional nos diferentes modais de transporte e distribuição de gás. A regulação do uso de GNC e GNL, entre outros aspectos, revela lacunas na legislação que podem dar margem a diferentes jurisprudências e gerar insegurança jurídica para o mercado.

A Resolução ANP nº 41/2007 após revisão em consulta pública mantém a atribuição do GNC e GNL para a ANP. Ainda após a decisão existem discussões sobre as fronteiras entre as regulações federal e estaduais, que podem trazer alterações nos normativos atuais ou mesmo discussões no Supremo Tribunal Federal, que usualmente se estendem por anos.

Existe também a discordância das distribuidoras quanto ao posicionamento da ANP, em que as distribuidoras de gás canalizado alegam que é competência dos estados a regulação de projetos estruturantes e indicam que a mudança para competência nacional poderá retirar potenciais consumidores da base da concessionária, prejudicando a expansão da rede, sobretudo em mercados incipientes, que demandam escala para se viabilizarem. A Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) defende a competência dos estados em definir alguns pontos da regulação da atividade, por exemplo: que as regras da ANP reconheçam que o fornecimento do gás para a liquefação venha a ser feito, obrigatoriamente, pela concessionária estadual – como já previsto em regulamentos existentes em Santa Catarina e São Paulo (ARSESP, 2010; EPBR, 2024a, 2024b).

Para a inserção do biometano na rede de gás natural é necessária a garantia da qualidade do biometano, conforme estabelece a Deliberação nº 1.105, de 28 de dezembro de 2020, para garantir a qualidade da mistura com o gás natural. Por exemplo, é necessário que seja mantido o Poder Calorífico Superior (PCS),

em determinados segmentos da indústria. Conforme estudo de P&D da ARSESP: “A avaliação técnica da mistura do biometano fora de especificação com a as moléculas de gás natural oriundas dos demais pontos de entrada são importantes para verificar as implicações desta mistura na integridade de ativos e nos usos finais de determinados clientes, por exemplo, nos ceramistas, cujo uso final pode sofrer impacto em função da composição do gás”.

Os desafios ligados à criação e à regulação do mercado livre de gás natural no Estado também impactam o desenvolvimento do setor de biometano. É importante que as regulações relacionadas ao mercado livre de gás sempre considerem a realidade dos projetos de fornecimento de biometano e busquem encontrar soluções para garantir a viabilidade técnica e contratual, dentro dos limites e alcance da regulação. Dessa maneira, é possível garantir que o mercado de biometano se desenvolva em conjunto com o de gás natural.

Quanto aos aspectos técnicos, há o desafio atrelado à sazonalidade da oferta de biometano frente à demanda de disponibilidade contínua do combustível, possível necessidade de tecnologias de armazenamento de gás, para viabilizar operações com biometano e sobre a garantia da qualidade da mistura entre gás natural e biometano, para realização do swap.

A sazonalidade da produção do biometano representa um desafio para manter a disponibilidade e volume de fornecimento nos modais durante todo o ano. No caso do modal dutoviário, por exemplo, a sazonalidade afeta a distribuidora no sentido de tornar mais oneroso o custo de investimento em gasodutos com foco em biometano proveniente de fontes com produção intermitente. Não há modicidade tarifária quando a capacidade disponível do duto é significativamente maior do que o volume que flui constantemente. Logo, o fornecimento precisa ser pensado em conjunto com o gás natural, ou mesmo com estocagem/armazenamento, para garantir a viabilidade desse tipo de investimento.

No entanto, atualmente as concessionárias não possuem armazenamento de gás, e não existe um mercado de curto prazo de gás, como no setor elétrico, o que também configura um desafio para o fornecimento de biometano nos meses de redução da produção, em especial, do biometano proveniente das plantas sucroenergéticas.

Por isso, ainda são incipientes as discussões sobre a venda de gás sazonal que poderiam ser viabilizadas para empresas que possam ser supridas dessa maneira e em que a distribuição possa ser viabilizada, ainda que parcialmente na época da entressafra, por modais rodoviários (GNC e GNL).

Há ainda a necessidade de alinhamento entre as infraestruturas para movimentação de biometano entre as áreas com maior oferta, para as de potencial demanda, considerando que ainda não existem gasodutos suficientes para operar essa logística. Apenas na área de concessão da Comgás aparenta ofertar uma logística mais capilarizada que pode facilitar a comercialização do biometano. Esse alinhamento se faz necessário principalmente na região da Necta, que apresenta um potencial significativo de oferta de biometano para o Estado. Além disso, existem desafios associados ao mapeamento das emissões de GEE atrelados à logística de gás e que pode favorecer o desenvolvimento do mercado de biometano.

Por outro lado, da perspectiva do consumidor e dos contratos (demanda), a aquisição de gás intermitente que demande o pagamento pela rede de transporte/distribuição com momentos do ano sem sua utilização, pode não ser uma opção de negócio muito atrativa e gerar ônus que não seriam produzidos por um fornecimento contínuo.

Além dos aspectos técnicos e econômicos, cada vez mais tem sido demandado das empresas que estabeleçam e cumpram metas de descarbonização. Apesar de as informações atuais disponíveis sobre as emissões de cada modal (dutoviário e rodoviário) não permitirem uma comparação consistente de qual deles mais emite, nota-se que a depender da distância a ser percorrida e o volume transportado, a pegada de carbono irá variar para cada modal.

Conforme o Plano de Ação Climática 2050 o Estado de São Paulo e as concessões de serviços como de distribuição de gás devem prever medidas de redução de emissões de GEE, considerando mudança no uso dos combustíveis e demais fontes energéticas. Assim como tecnologias de compressão, liquefação, entre outros processos no setor de gás, e principalmente considerar o investimento na ampliação do fornecimento e utilização do biometano.

Recentemente, uma análise conduzida pela Associação Brasileira de Biogás (ABiogás), que reúne vários stakeholders do setor, identificou entraves que dificultam o avanço desses mercados no Estado, apontando para a necessidade urgente de endereçar questões para viabilizar o potencial do biogás e do biometano como fontes de energia renovável e sustentável.

O Estado de São Paulo possui vasto potencial de produção e consumo do biometano, o que torna mais evidente que os desafios observados devem ser endereçados para o maior aproveitamento desse potencial. A Tabela 53, a seguir, lista os desafios para o setor. O mapeamento desses desafios também considerou as análises conduzidas pela ABiogás (ABiogás, 2023) e pelo próprio governo do Estado, em seu Plano Estadual de Energia 2050 (SEMIL, 2023a). Além disso, diversas reuniões foram realizadas no âmbito deste estudo, no qual foram coletados inúmeros dados e informações que auxiliam no detalhamento de questões para análise da realidade do Estado de São Paulo.

Tabela 54. Compilação dos desafios para o desenvolvimento do setor de biogás e biometano no Estado de São Paulo.

Desafios	Categoria	Causas	Contextos	Efeitos
Dificuldade de valoração do atributo ambiental	Competitividade	Novo combustível e regras do mercado de gás	Renovabio, Mercado de Carbono, certificados de rastreabilidade etc.	Biometano não remunerado por todo seu valor e redução de competitividade em relação a outros energéticos
Dificuldade de valoração de múltiplas receitas	Competitividade	Conhecimento limitado e regras de mercados específicas pouco adaptadas às realidades do biometano	Questões de receitas acessórias (aterros), necessidade de oferta e demanda por subprodutos (biofertilizantes, CO ₂ , etc.)	Biometano com limitações competitivas em relação a outros energéticos
Conhecimento limitado sobre características do digestato em comparação com vinhaça no sentido de impactos positivos no solo	Conhecimento	Poucos e ainda recentes projetos	Fertirrigação com vinhaça já faz parte das operações de usinas	Redução da captura de valor do biogás e desincentivo à produção
Elevados custos de investimento para projetos de biometano de resíduos sucoenergéticos	Competitividade	Número limitado de projetos, fornecedores, tecnologia ainda precisa ser adaptada	Caráter de inovação das empresas, disponibilidades de recursos para inovação, desenvolvimento de empresas nacionais e de SP	Biometano com limitações competitivas em relação a outros energéticos
Decisão por modelos de captura de biogás em aterros	Conhecimento (em aterros há o problema da vida útil, que tem inviabilizado a aprovação pela ARSESP de infraestrutura)	Baixo nível de conhecimento por tomadores de decisão	Gestão de resíduos e consórcios intermunicipais	Limitada oferta de biometano competitivo próximo aos centros urbanos – Demanda x produção

Desafios	Categoria	Causas	Contextos	Efeitos
Limitada infraestrutura de distribuição de gás canalizado nas regiões de maior potencial de produção	Infraestrutura	Dinâmica do mercado de gás (grandes distâncias, com inexistência de cidades por longos trechos e geografia complexa)	Elevados custos de investimento e de capital, com oneração de consumidores	Impossibilidade de alinhamento da Demanda x Produção
Infraestrutura limitada para demanda do biometano no transporte pesado (postos e frotas)	Infraestrutura	Dinâmica do mercado de gás (dificuldade de implementação de postos) e transporte pesado	Políticas de descarbonização do transporte, dinâmica de mercado de ônibus e caminhões.	Impossibilidade de alinhamento da Demanda x Produção
Ausência de infraestrutura para interconectar concessionárias	Infraestrutura	Dinâmica do mercado de gás (Longas distâncias, falta de cidades/ demanda entre elas e terreno/ geografia que dificulta)	Elevados custos de investimento e de capital, com oneração de consumidores, e limitado número de negócios entre as áreas de concessão. Interconexão já prevista no contrato da Comgas.	Impossibilidade de alinhamento da Demanda x Produção (regional)
Ausência de infraestrutura para conectar produtores a gasodutos de transporte	Infraestrutura	Possível inexistência de viabilidade econômica por conta de pequenos volumes e baixa pressão	Elevados custos de investimento e de capital, com oneração de consumidores	Impossibilidade de alinhamento da Demanda x Produção
Ausência de plano estadual dedicado - Ausência de diretriz mais objetiva do papel do biogás e biometano no Estado de São Paulo	Institucional/ Poder Concedente	Plano de biogás e biometano ainda em desenvolvimento	Planejamento energético estadual	Ausência de convergência entre várias políticas estaduais/ municipais e direcionamento a investidores (e.g. planos de metas de concessões)
Necessidade de harmonização tributária	Institucional/ Poder Concedente e Legislativo	Complexidade fiscal e tributária nacional	Cenário de reforma tributária e regras do CONFAZ	Redução da competitividade relativa do biometano e tecnologias de biogás
Sazonalidade da produção de biogás na indústria sucroenergética	Mercado/Regulatório	Vinhaça estar disponível durante cerca de 226 dias/ano (safra)	Demanda não segue sazonalidade da oferta, com exceção do consumo no próprio setor sucroenergético. Falta de produtos com flexibilidade no mercado de gás natural	Aumento do custo de transação pela necessidade de flexibilização e integração com mercado de gás natural para suprimento da oferta na entressafra.
Regras de dutos dedicados ou isolados pouco objetivas	Institucional/ Regulatório	Área comercial das distribuidoras ineficientes em desenvolver projetos estruturantes para aprovação	Criação de condomínios industriais, hubs de transição energética, simbiose industrial, políticas de economia circular, plano de metas, etc.	Dificuldade do desenvolvimento de infraestruturas em regiões produtoras de biometano
Regra de Swap não operacional	Institucional/ Regulatório	Experiência limitada em swap, limitações de infraestrutura, mercado livre ainda limitado, regulação pouco madura no tema	Expansão do mercado livre de gás, interconexão entre áreas, demanda por biometano	Limitação de modelos de negócios de biometano
Falta de regulação de TUI e TUSD-P	Institucional/ Regulatório	Regras do mercado de gás natural pouco adaptadas à diversidade de realidades dos fornecedores de biometano	Poucas opções de mecanismos para expansão da rede de gás natural para conexão de novos fornecedores	Incerteza sobre as regras aplicáveis (definidas caso a caso) e maior percepção de risco por investidores
Limitações na metodologia de atualização tarifária	Institucional/ Regulatório	Regras do mercado de gás natural	Período de revisão e renovação das concessões	Desincentivo para o mercado de biometano

Fonte: Preparado pelos autores.

Os desafios listados demonstram alguns padrões claros, como:

- I. Vários fatores afetam a competitividade do biometano no estado de São Paulo. Isso faz com que projetos que possam ser implementados no curto prazo tenham dificuldade em seu posicionamento no mercado.
- II. Há um descasamento entre regiões de oferta e demanda de biometano. Várias causas levam a esse ponto, como questões de infraestrutura de distribuição de gás, infraestrutura de demanda por gás natural e

mesmo falta de conhecimento e questões de governança. Logo, há uma dificuldade de identificar modelos de negócios mais viáveis.

III. Há necessidade de desenvolvimento de uma indústria de bens e de serviços para o biometano, associados à indústria do gás natural no Estado de São Paulo;

IV. Existe necessidade de aprimoramento regulatório no mercado de gás natural com foco específico nos desafios do biometano em temas como operacionalização do swap entre distribuidoras, regulamentação ou aprimoramento de temas como o Termo de Utilização de Interconexão (TUI), a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição a ser pega pelo produtor (TUSD-P) e as regras para dutos dedicados.

Dado o reconhecimento de que o mercado de biometano no estado de São Paulo enfrenta uma série de desafios que demandam uma abordagem mais sofisticada para seu crescimento, é relevante reconhecer também que não existe uma "bala de prata", solução única capaz de resolver todos os entraves. Mas é possível dar passos firmes para avançar de maneira mais efetiva. Para tanto, a expansão do mercado de biogás e biometano em São Paulo depende de uma abordagem holística e integrada que considere a complexidade e a transversalidade de sua cadeia de valor.

Em outras palavras, as propostas devem considerar o quadro político-regulatório atual, as necessidades específicas dos diferentes setores, as demandas do setor de biometano e de potenciais mercados para o biometano. Por meio de políticas públicas bem fundamentadas e regulações adaptativas é possível alavancar o potencial do biometano, em particular, não apenas como um recurso energético sustentável, mas também como um motor para colaborar com o desenvolvimento econômico do Estado e a descarbonização como um todo.

Além de não existir uma solução única, também não há o entendimento consensual dos desafios-problemas, o que sugere ser mais eficiente a propositura de um conjunto de medidas que possam ser implementadas de diferentes maneiras e que apontem para um determinado caminho, o que ajuda o tomador de decisão.

Sendo assim, um portfólio de medidas permite endereçar diferentes setores de biometano, como por exemplo o sucoenergético, o de aterros e o integrador ao sistema de distribuição de gás natural, ao mesmo tempo em que produz uma coerência setorial. As propostas que compõe esse portfólio devem deixar claro: (i) quais são os desafios e problemas endereçados, através dos seus objetivos; (ii) quais os instrumentos e mecanismos para atingir os objetivos e; (iii) qual o contexto necessário para sua implementação.

Nesse sentido, o mapeamento de experiências nacionais e internacionais traz boas práticas de resolução de problemas similares e lições aprendidas, como instrumentos mais efetivos, conjunto de medidas mais comuns e as condições de desenho e implementação (disponibilidade de recursos, governança, capacidades etc.). Por isso, o estudo realizou um extenso levantamento e análise de medidas de incentivos existentes de acordo com experiências internacionais, assim como mecanismos utilizados em outros segmentos do setor de energia, apresentados a seguir.

6.2. Experiências nacionais e internacionais para o biometano

Historicamente, para o desenvolvimento e consumo de diferentes fontes energéticas, sejam elas fósseis ou renováveis, foram necessárias medidas de incentivo que facilitassem sua inserção no mercado e expandissem sua utilização. Dentre as medidas utilizadas estão: incentivos financeiros com redução de impostos, créditos fiscais e financiamento de pesquisas; investimentos em infraestruturas de grande escala, como rodovias, ferrovias e portos para facilitar o escoamento dos combustíveis e integrar mercados regionais e globais; entre outros.

No contexto da transição para um sistema energético sustentável, têm sido amplamente utilizados instrumentos como a Feed-in Tariff (FIT), sistemas de cotas obrigatórias, procedimentos de leilão competitivo e incentivos fiscais específicos, como a redução do IPVA para veículos movidos por tecnologias limpas, desempenhando papéis cruciais neste processo. Essas abordagens são projetadas para reduzir barreiras econômicas e técnicas, incentivando tanto a geração quanto o consumo de energia limpa.

Mais recentemente têm sido adotados internacionalmente instrumentos mais modernos como Contratos de Diferença (CfD), onde o fornecimento do incentivo às fontes renováveis de energia é atrelado também a um processo competitivo que pode considerar critérios técnicos e de competência, além do menor custo para estabelecer o ganhador do certame. Um acordo entre o governo e o gerador é realizado para que o primeiro possa custear a diferença entre o preço de mercado da tecnologia e seu preço de contrato com o consumidor.

Os CfDs geralmente funcionam por meio de leilões nos quais um preço de referência a ser recebido pela geração é estabelecido previamente, o que garante que o investidor receberá um preço pela energia gerada que subsidia o investimento. Além disso, os CfDs também reduzem os custos, dado que o preço que os consumidores pagam pela energia de baixa emissão é definido em ampla concorrência por meio do leilão. Se o preço de referência estiver acima do preço de mercado, o governo custearia a diferença. Se o preço de referência estiver abaixo do preço de mercado, o produtor de energia renovável paga a diferença entre os dois preços ao comprador ("clawback").

Num contexto mundial, as políticas ou mecanismos de incentivo são entendidos como essenciais para superar barreiras econômicas e técnicas, estimulando tanto a produção quanto o consumo de energia limpa, promovendo a inovação tecnológica e a segurança energética por meio da diversificação de fontes. A implementação eficaz destes mecanismos pode contribuir para a redução gradual dos preços da energia renovável, facilitando sua adoção em larga escala, além de impulsionar o desenvolvimento econômico por meio da criação de novos empregos no setor. Essas estratégias são essenciais para alcançar as metas de sustentabilidade globais, destacando a importância da otimização contínua dessas políticas no combate às mudanças climáticas.

Por outro lado, existem ainda incentivos e subsídios que são concedidos a combustíveis fósseis, o que, em alguns casos, pode impactar negativamente a competitividade relativa de energias renováveis e, assim, sua

inserção nas matrizes energéticas globais. Esses incentivos são em muitos casos motivados por questões sociais, econômicas ou de segurança energética. Em todo caso, esses incentivos acabam por manter ou aumentar o consumo de combustíveis fósseis em algumas regiões.

Nesse contexto, cumpre destacar que há uma questão temporal essencial. É importante que os incentivos fornecidos sejam temporários e possam ser encerrados a partir do momento que as fontes, incluindo as renováveis, tornam-se competitivas, a exemplo de diversas experiências internacionais. O intuito é evitar distorções no mercado como um todo, conforme já observado em outras experiências nacionais.

Vale destacar que cada fonte possui atributos específicos e pode ser necessária em determinado contexto, como por exemplo, para suprimento de sistemas isolados, garantia de flexibilidade de um determinado sistema ou mesmo para atender metas de descarbonização. No entanto, alternativas que reduzam preços e garantam a competitividade do mercado devem ser perseguidas no médio e longo prazo, sem que benefícios para uma fonte específica se perpetuem por muitos anos, especialmente se gerarem impactos no consumidor final ou contribuinte (via subsídios suportados por tarifas, por exemplo).

Sendo assim, o estudo analisou os seguintes grupos de experiências, que serão sumarizados na Tabela 54 a seguir:

- Medidas políticas e regulatórias para combustíveis fósseis;
- Medidas políticas e regulatórias de energias renováveis e biocombustíveis;
- Experiências internacionais de medidas políticas e regulatórias para biogás e biometano;
- Experiências nacionais de medidas políticas e regulatórias para biogás e biometano.

Tabela 55. Levantamento de experiências nacionais e internacionais de medidas políticas e regulatórias para biogás, biometano e combustíveis fósseis.

Combustível	Instrumento	Principais aspectos
Brasil		
Combustíveis Fósseis	Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) / adotado em fevereiro de 2000 (pré-acionamento de 2001)	Contratação de usinas termelétricas a gás natural, aumentando a participação dessa fonte no sistema com o intuito de torná-lo mais robusto a eventos hidrológicos desfavoráveis (secas). O PPT permitiu ao gerador escolher entre duas alternativas de preço de gás natural, com a garantia de que estes seriam ajustados pro-rata tempore de forma a sincronizar seus reajustes anuais do gás natural e do PPA, com cobertura de eventuais variações cambiais.
	Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)	Encargo pago por todos os agentes de distribuição e transmissão para subsidiar os custos de geração de energia dos Sistemas Isolados. Seu objetivo é permitir o rateio dos custos com combustíveis utilizados nos Sistemas Isolados, majoritariamente localizados no Norte do país.
	Capitalização da Eletricidade Lei nº 14.182/2021	Lei determina a contratação potencial de 8GW de termelétricas inflexíveis (mínimo de 70%), movidas a gás natural (preferência à produção nacional), a serem construídas em submercados definidos pela legislação.
	Projeto de Lei Energia elétrica Offshore PL nº 576/2021	Determina que a contratação de 4,25 GW de usinas termelétricas inflexíveis deve ocorrer de forma compulsória, e altera o preço teto do leilão de forma a tornar viáveis projetos que, anteriormente, eram inviáveis.
	Repetro Decreto nº 3.161/1999	Regime aduaneiro especial no Brasil que tem como objetivo o incentivo a investimentos no setor de óleo e gás por meio da redução da carga tributária sob equipamentos utilizados nessas atividades.
	Tratamento tributário das atividades de exploração e de desenvolvimento de campo de petróleo ou de gás natural Lei nº 13.586/2017	Introduzidos dois novos regimes tributários. O primeiro institui a importação definitiva com suspensão total de tributos, inserido dentro do capítulo do Repetro. O segundo, chamado de Repetro-Industrialização, permite a importação ou compra no mercado interno de matérias-primas, produtos intermediários e materiais para embalagem para serem utilizados no processo produtivo de produto destinado a exploração, desenvolvimento e/ou produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, com suspensão de tributos federais.
	Repetro-Sped	Compila os regimes anteriores em um. Além dos três anteriormente citados, adiciona ainda um regime aduaneiro especial de admissão temporária para utilização econômica com pagamento proporcional ao tempo de permanência no território aduaneiro.
	Benefícios fiscais estaduais IPVA e ICMS	Isenção ou redução do Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores (IPVA) para carros que utilizam Gás Natural Veicular (GNV) como combustível em diversos estados brasileiros. Oferece outros benefícios fiscais e incentivos para veículos movidos a GNV, como descontos no licenciamento anual.
	Programa de Subvenção Econômica ao Preço do Óleo Diesel	Parceria entre o Governo Federal e os Governos Estaduais que têm como benefícios isenção integral do ICMS aplicado no momento da aquisição do óleo diesel nos fornecedores de óleo diesel credenciados no programa e pagamento de auxílio pecuniário, proporcionado pelo Governo Federal, equivalente à diferença entre os preços do óleo diesel nacional e do internacional.

Combustível	Instrumento	Principais aspectos
Brasil		
Energia renovável	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)	Exemplo de Feed-in-Tariffs e iniciativa para implantar a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis não hidrelétricas.
Biocombustíveis	Próalcool	Programa de incentivos a biocombustíveis, que se iniciou com a obrigatoriedade da mistura de 20% de etanol anidro na gasolina. Além de subsídios do setor público para garantir uma compensação competitiva ao produtor, junto com incentivos fiscais na venda e licenciamento de veículos a etanol e incentivos aos produtores de etanol. O governo também criou linhas de crédito com condições favoráveis, como baixas taxas de juros.
	Veículos Flex-Fuel	Incentivos fiscais desse segmento: o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), a Contribuição para o Programa de Integração Social/Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (PIS/COFINS) e o imposto estadual sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS) para diferentes categorias são mais baixos em comparação com veículos movidos apenas a gasolina.
	Programa Mover – Programa Mobilidade Verde e Inovação	Tem o objetivo de apoiar o desenvolvimento tecnológico, a competitividade, a integração nas cadeias de valor e a descarbonização. Aplicável a automóveis, caminhões, ônibus, implementos rodoviários, chassis com motor, máquinas autopropulsadas e autopeças. Oferece às montadoras a chance de aproveitar incentivos fiscais que promovem a pesquisa, desenvolvimento de produtos e descarbonização, questões essenciais para as fábricas do país recuperarem a competitividade internacional. Prevê a concessão de crédito financeiro para as pessoas jurídicas habilitadas. Medida Provisória nº 1205, de 2023 / prorrogada pelo Congresso Nacional até 31.05.2024.
	Linhas de Crédito	Incentivo ao cultivo de cana-de-açúcar com diferentes linhas de crédito foco para apoiar práticas agrícolas sustentáveis. Os produtores de biocombustíveis podem solicitar acesso ao financiamento por meio de programas específicos como RenovAgro, InovaAgro ou Moderagro.
	RenovaBio	Programa que define metas de descarbonização para distribuidores de combustíveis líquidos derivados de petróleo, e busca incentivar a produção de biocombustíveis, como etanol e biodiesel. Para cumprir suas metas, distribuidoras de combustíveis precisam adquirir créditos de descarbonização (CBIOS) equivalente a uma tonelada de CO ₂ evitada.
	Programa Nacional de Produção de Biodiesel	Um selo de “biocombustível social” é concedido às unidades produtoras de biodiesel que incluem agricultores familiares em seus arranjos produtivos, promovendo a inclusão social dessas famílias, estimulando a geração de emprego e renda, por meio do fornecimento da matéria-prima da agricultura familiar para a produção. Os detentores desse selo contam com tributos menores, entre outros benefícios. A mistura obrigatória de biodiesel ao diesel é de 12% com crescimento para 14% a partir de março de 2024 e para 15% em 2025.
Biogás e Biometano	Estratégia Federal de Incentivo ao Uso Sustentável de Biogás e Biometano	Fomento a programas e ações para reduzir as emissões de metano e incentivar o uso de biogás e biometano como fontes renováveis de energia e combustível, com incentivo ao mercado de carbono, promoção da implantação de biodigestores e sistemas de purificação de biogás e de produção e compressão de biometano.
	Inclusão do Biometano no REIDI	Inclusão de investimentos em biometano no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi) que prevê a suspensão da incidência das contribuições para PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) sobre receitas decorrentes de certos tipos de aquisições.
	Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro)	A lei determina o incremento na utilização de combustíveis sustentáveis e de baixa intensidade de carbono. Entre outras medidas, estabelece o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, com objetivo de incentivar a pesquisa, a produção, a comercialização e o uso do biometano e do biogás na matriz energética brasileira com vistas à descarbonização do setor de gás natural. Também estabelece incentivos e metas para a produção de SAF e Diesel Verde.
	Política Nacional de Resíduos Sólidos - Lei nº 12.305/2010 e Plano Nacional de Resíduos Sólidos - Decreto nº 11.043/2022	A Política dá diretrizes para o enfrentamento dos principais problemas ambientais e sociais decorrentes da destinação inadequada de resíduos sólidos urbanos e menciona a geração de energia a partir de resíduos. Além disso, estabelece uma hierarquia na gestão de resíduos, a qual prioriza o aproveitamento energético em detrimento do aterramento. O Plano estipula metas periódicas até 2040 para diversos tipos de resíduos. No que se refere à meta de crescimento do aproveitamento do biogás, pretende-se aproveitar energeticamente mais de 60% do biogás gerado em processos de digestão anaeróbia e nos aterros sanitários até 2040.
	Resoluções Normativas Biometano da ANP: nº 685/2017, nº 8/2015 e nº 734/2018	As resoluções da ANP têm sido fundamentais para estabelecer a intercambialidade entre o gás natural e o biometano oriundo de diversos substratos, estabelecer o processo de outorga para produção de biometano e determinar as possibilidades de comercialização para o biometano.
	Nova Lei do Gás Lei nº 14.134/2021	Objetivo: promover as transformações necessárias para possibilitar o aumento da competitividade e criar um ambiente favorável à redução dos preços no mercado de gás natural brasileiro. Além do tradicional modelo da autoprodução ou da venda do biometano para as distribuidoras de gás passa a ser possível a exploração de outros nichos de mercado.
	Programa Nacional de Redução de Emissões de Metano – Metano Zero - Portaria MMA nº 71/2022	Objetivo de reduzir as emissões de metano e fomentar acordos setoriais tendo em vista o uso sustentável de biogás e biometano como fontes renováveis de energia e combustível. Destacam-se, entre outras medidas, linhas de crédito e financiamento específicas para o desenvolvimento de ações e atividades relacionadas ao biometano e biogás.

Combustível	Instrumento	Principais aspectos
Brasil		
(São Paulo)		
Biogás e Biometano	Programa Paulista de Biogás - Decreto nº 58.659/2012	Cria incentivos e amplia a participação de energias renováveis pela geração de biogás e biometano proveniente de resíduos e outros tipos de biomassa. Estabelece um percentual mínimo de adição de biometano ao gás canalizado comercializado no Estado. Concede uma redução da base de cálculo do ICMS para as saídas de biogás e biometano dentro de São Paulo.
	Programa Paulista de Biocombustíveis - Decreto nº 59.038/2013	Prioriza o uso de etanol, biodiesel e biometano pelos veículos do governo, conforme as possibilidades e viabilidade apresentadas por cada combustível.
	Alteração no Regulamento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – RICMS	Desonera bens e equipamentos destinados à geração de energia elétrica ou térmica a partir de gás, biogás (biometano), solar fotovoltaica, resíduos sólidos urbanos, biomassa resultante da industrialização e de resíduos da cana-de-açúcar, além de equipamentos para produção e tratamento de biogás. Recentemente, houve a redução da base de cálculo do imposto incidente nas saídas internas de biogás e biometano.
	Padronização das condições de distribuição de Biometano na rede de gás canalizado Delib. ARSESP nº 744/2017 alterada pela nº1.342/2022	Estabelece as condições técnicas para injeção de biometano na rede de distribuição, definindo as responsabilidades do fornecedor do biocombustível e da concessionária de distribuição. Define as cláusulas essenciais para contratos de compra de biometano, tanto para o mercado regulado quanto para o livre. A alteração da deliberação institui a criação de contrato de fornecimento verde (comprar biometano direto da distribuidora), dentre outros aspectos.
	Regras para prestação dos Serviços Locais de Gás Canalizado. Deliberação ARSESP nº 1.485/2023	Incentivo para que os usuários passem a consumir no mercado livre, sobretudo o gás renovável (biometano).
	Condições e critérios para a troca de gás natural e biometano (swap) – Delib. ARSESP nº 1.105/2020	Concessionárias de gás canalizado devem se adequar, de maneira a permitir o acesso não discriminatório de terceiros ao seu Sistema de Distribuição, mediante remuneração adequada. Para realização do swap deverá ser firmado um Contrato de Uso da Rede de Distribuição para Troca de Gás com prazo compatível aos contratos de compra e venda de gás. Menciona possibilidade de interconexão dos gasodutos de distribuição de diferentes áreas de concessão para viabilizar a troca de gás, para dirimir barreiras para a contratação.
	Plano Estadual de Energia 2050	Plano que tem foco na biomassa e no gás natural com soluções mitigadoras, incluindo a participação, com menor destaque, do hidrogênio de baixo carbono e combustíveis sintéticos em geral.

Combustível	Instrumento	Principais aspectos
Diversos (internacional)		
Energia renovável	Feed-in Tariffs	O mecanismo consiste em um contrato de compra de longo prazo para a venda de eletricidade para a rede, a preços geralmente acima dos valores de mercado.
	Feed-in Premium	No mecanismo o gerador recebe o preço de mercado pela eletricidade vendida com adicional de um valor de prêmio.
	Contracts for Difference (CfD)	Acordo entre o governo e o gerador de energia para custear a diferença entre o preço de mercado atual e seu preço de contrato, um “preço de referência”.
	Políticas para Energia Eólica Offshore na Europa e Reino Unido	Países como Dinamarca, Alemanha e Holanda implementaram Feed-in Tariffs (FITs) para minimizar o risco para produtores e investidores.
	H2Global	Instrumento de leilão que adota o método de Contrato por Diferença (CfD). São feitos simultaneamente dois processos de licitação, um pelo lado da oferta e outro pelo lado da demanda. Na Alemanha, a diferença entre o valor de compra e o valor de venda será pago pela Hintco.CO GmbH, com recursos públicos. A empresa Hintco lançou o instrumento – CfD.
França		
Biogás e Biometano	Programa Nacional de Redução de Emissões de Metano – Metano Zero - Portaria MMA nº 71/2022	Objetivo de reduzir as emissões de metano e fomentar acordos setoriais tendo em vista o uso sustentável de biogás e biometano como fontes renováveis de energia e combustível. Destacam-se, entre outras medidas, linhas de crédito e financiamento específicas para o desenvolvimento de ações e atividades relacionadas ao biometano e biogás.
	Incentivo nas licitações	Todas as instalações de produção de biometano são elegíveis para licitações do Estado. A oferta da licitação é limitada pelo preço dos incentivos para injeção na rede.
	Auxílio para empresas e associações que produzem biogás e biometano	A ADEME oferece um subsídio fixo por unidade de produção anual (EUR/MWh), que tem valores diferentes para cogeração e para injeção.
	Incentivos regionais	Diversas regiões possuem auxílios específicos que se somam aos incentivos da ADEME.

Combustível	Instrumento	Principais aspectos
Diversos (internacional)		
Estados Unidos		
Biogás e Biometano	Inflation Reduction Act (IRA)	Créditos fiscais e programas de incentivo para o desenvolvimento de projetos de energia limpa. A lei expandiu o crédito tributário de investimento para incluir instalações de biogás qualificadas que iniciar a construção antes de 2025. Há um adicional de US\$1.965 bilhão para o Rural Energy for America Program (REAP) que fornece subsídios e empréstimos a agricultores e pequenos negócios rurais para melhorias na eficiência energética e sistemas de energia renovável, incluindo tecnologias de biogás elegíveis.
	Renewable Fuel Standard (RFS)	Política nacional que exige um certo volume de combustível renovável para substituir ou reduzir a quantidade de combustível fóssil nos setores de transporte, aviação e aquecimento.
	California's Low Carbon Fuels Standard (LCFS)	Incentivos para a produção de GNR de todos os programas estaduais de combustíveis limpos.
	Biomass Crop Assistance Program (BCAP)	Suporte financeiro a proprietários de terras e operadores que estabelecem, cultivam e fornecem culturas de biomassa para instalações avançadas de produção de biocombustíveis.
	Low and Zero Emission Public Transportation Funding	Subsídios às entidades governamentais locais e estaduais para a compra ou locação de ônibus de trânsito de baixa ou zero emissão, além da aquisição, construção ou locação de instalações de apoio.
	USDA Value-Added Producer Grants	Suporte financeiro para entidades que constroem, gerenciam e operam digestores anaeróbicos, que são elegíveis para o programa.
Reino Unido		
Biogás e Biometano	Obrigação de Combustível Não Fóssil	Exigência para que as empresas de eletricidade garantam quantidades específicas de fontes de energia renováveis.
	Obrigação de renováveis	Exigência de que todos os fornecedores de eletricidade licenciados obtenham uma proporção crescente de eletricidade de fontes renováveis elegíveis.
	Feed-in Tariffs	Exigência de que os fornecedores de eletricidade licenciados que participam do programa recebam pagamentos sobre a eletricidade gerada e exportada por instalações renováveis credenciadas.
	Incentivo ao Aquecimento Renovável (RHI)	Implementação de novos requisitos de matéria-prima, estabelece garantias tarifárias e promove subsídios para instalações que injetam biometano.
	Green Gas Support Scheme (GGSS)	Semelhante ao RHI, pelo menos 50% do biogás no GGSS deve ser derivado de resíduos para incentivar o processamento adicional de resíduos em vez de culturas energéticas e promove incentivos para injeção de biometano.
	Obrigação de Combustível Renovável no Transporte	Obrigação comercializada para os fornecedores de combustíveis, no sentido de ofertar um volume crescente de combustíveis renováveis, ou seja, os fornecedores de combustível para o transporte no Reino Unido devem ser capazes de demonstrar que uma porcentagem do combustível que fornecem provém de fontes renováveis e sustentáveis e recebem Certificados em troca ou podem optar pelo buyout.
Suécia		
Biogás e Biometano	Incentivos fiscais	Valor da isenção de impostos para o biometano (transporte), biogás e biometano (combustível de aquecimento ou central térmica ou de cogeração).
	Incentivos à produção	Remuneração ao produtor de biogás como incentivo para o biogás produzido a partir de esterco para reduzir emissões. Suporte à produção para biogás purificado para biometano, GNL. Elegível para biometano de todos os substratos, exceto gás de aterro e culturas alimentares.
	Incentivo ao investimento	Incentivo a investimentos ou medidas que levam a reduções significativas nas emissões de gases de efeito estufa, de 2015 a 2026.
	Drive LGB	Suporte de 200 MSEK (17.9 MEUR) para o estabelecimento de um cluster de inovação de biogás liquefeito (LBG) para promoção e demonstração de toda a cadeia de produção e utilização em uma região para transporte rodoviário pesado e marítimo.
	Incentivo para investimento	Incentivo a investimentos para marketing de novas tecnologias e para investimento climático de municípios.
	Incentivos econômicos	Veículos a gás recebem um bônus, enquanto é definido o aumento (Malus) do imposto de veículos com base no CO ₂ nos primeiros três anos para carros de alta emissão (carros a gasolina e diesel).
	Prêmio	Redução de custo como prêmio na compra "climática" de veículos pesados e máquinas de trabalho, incluindo veículos a gás.

Combustível	Instrumento	Principais aspectos
Diversos (internacional)		
Dinamarca		
Biogás e Biometano	Acordo de Energia 2012-2020	Três subsídios para biometano injetado na rede de gás natural: um básico, um temporário e um baseado no preço do gás.
	Novo Acordo de Energia 2020-presente	Fomento à competição no setor pelo menor preço de biometano. O programa premia as fontes mais competitivas, sendo escolhidas as propostas mais vantajosas economicamente, de forma a reduzir gradativamente os subsídios.
Alemanha		
Biogás e Biometano	Lei sobre Recursos Renováveis (EEG)	Incentivos para fontes de geração de energia elétrica renovável (especialmente biomassa, eólicas, hidroelétricas e solares). Inicialmente, os geradores renováveis recebiam um preço fixo (feed-in-tariff), atualmente, geradores renováveis recebem um prêmio de mercado (market-premium). Outras regras existem para geradores de pequeno porte.

Fonte: Preparado pelos autores.

6.3. Medidas prioritárias para incentivo ao biometano

A partir da análise das lições aprendidas com as experiências apresentadas, um primeiro conjunto de medidas foi selecionado. Posteriormente, foram classificadas de acordo com seu impacto, tempo demandado para implantação e nível de complexidade, para que então, fosse possível priorizar algumas medidas de incentivo como proposta de agenda estratégica do governo estadual para alavancar o mercado de biometano em São Paulo.

Nesse sentido, após um extensivo diagnóstico técnico e de mercado do setor de biometano, contendo análise de custos e competitividade, realização de diversas reuniões com stakeholders para levantamento e validação de dados e resultados, análise territorial de polos de biometano, levantamento e avaliação de medidas de incentivos, realização de estudo e análise de impacto de medidas potencialmente aplicáveis, chegou-se, finalmente, à sugestão de priorização de medidas de incentivo.

A proposta de agenda estratégica de biometano para o Estado de São Paulo foi então formulada com divisão nos seguintes eixos:

- Medidas de estímulo à oferta competitiva de biometano;
- Medidas de direcionamento e estruturação do mercado e infraestrutura de biometano;
- Medidas de estímulo à demanda de biometano;
- Medidas transversais para a estruturação do mercado.

Destaca-se que a análise de diversas possíveis medidas de incentivo ao biometano no sentido da oferta competitiva para promover um ciclo de investimentos, passou pela valoração do atributo ambiental, financiamento para plantas de biometano e medidas fiscais-regulatórias, que incluem a renovação do convênio de redução de ICMS, a manutenção da lógica do REIDI após a reforma tributária e a isenção do ICMS no CAPEX de plantas de biometano. Estas medidas são cruciais para reduzir os custos e aumentar a viabilidade dos projetos de biometano. A articulação para a disponibilização de financiamentos nas condições do Fundo Clima também é uma medida para alavancar os investimentos necessários. Além disso, a criação de mecanismos de financiamento concessional pode garantir a viabilidade econômica dos projetos.

Para as medidas de direcionamento e estruturação do mercado e de infraestrutura para logística do biometano, foi considerado para integração de um plano estadual: a criação de um programa de polos de biometano, a inserção do biometano na negociação com as distribuidoras nas concessões vincendas, a participação do Estado no desenvolvimento de infraestruturas prioritárias, medida crucial para facilitar o escoamento e integração do biometano, e a criação e aprimoramento do toolbox regulatório para biometano.

As medidas de estímulo a demanda de biometano no transporte pesado, podem ser calibradas de acordo com a viabilidade política e a disponibilidade de recursos, com o Estado escolhendo áreas e projetos prioritários. Medidas específicas para aumentar a demanda de biometano no transporte pesado poderiam ainda incluir a criação de corredores sustentáveis, a flexibilização do rodízio para caminhões a gás, financiamentos específicos para adaptação de sistemas de demanda e isenções de IPVA e ICMS para caminhões e infraestruturas de abastecimento, além da implementação de mecanismos políticos e regulatórios para compra de biometano para abastecimento de veículos pesados.

Já as medidas transversais visam promover o aprendizado tecnológico, o desenvolvimento de mercado, o fortalecimento institucional e da cadeia de serviços e suprimentos.

A seguir as medidas prioritárias são detalhadas. Importante destacar que a estratégia de implementação de medidas de incentivo ao biometano no Estado de São Paulo deve considerar alavancas de implementação e a calibração das medidas conforme a viabilidade política e a disponibilidade de recursos.

6.3.1. Estímulo à oferta de biometano

Aqui é apresentado um cardápio de ações prioritárias que pode ser utilizado para aumentar a competitividade do biometano no curto prazo. O foco nesse objetivo é crucial, pois tem dois efeitos muito positivos: (i) alavancar demandas que estão na margem de competitividade, como as do setor industrial, e (ii) promover um ciclo de investimentos e nova produção de biometano. Essas propostas estão divididas em medidas de valoração do atributo ambiental e fiscais.

Quadro 1. Medidas de incentivo à oferta competitiva do biometano

MEDIDAS DE INCENTIVO À OFERTA COMPETITIVA DO BIOMETANO	
Tipo da medida: Medidas de articulação	
MEDIDA: ARTICULAÇÃO PARA APRIMORAMENTO DE MECANISMOS DOS MERCADOS VOLUNTÁRIOS DE ATRIBUTOS AMBIENTAIS	Medida prioritária para a alavancar biometano
<p>CONTEXTO: O biometano é um produto que agrega o energético e o atributo ambiental, sendo a valoração desse atributo um dos principais mecanismos para transformar o mercado de biometano. A captura das receitas com esse atributo permite a redução do preço da molécula, aumentando a competitividade e abrindo novos mercados. Contudo, ainda não há mercados estabelecidos para o atributo, sendo possível os mercados voluntários e regulados de carbono e os certificados de rastreabilidade e origem.</p> <p>PROPOSTA: Articulação com o GHG Protocol para a aceitação de certificados de origem do biometano nos relatórios de emissões de corporações – apesar da limitada ingerência do Estado no fortalecimento dos mercados de atributos ambientais, por conta de regulamentações nacionais e internacionais. O Estado pode articular formas para que os certificados de rastreabilidade e origem sejam aceitos por organismos internacionais no curto prazo a fim de aumentar a viabilidade do setor. O reconhecimento oficial dos benefícios ambientais do biometano por uma entidade respeitada como o GHG Protocol incentivará empresas a adotarem o biometano como parte de suas estratégias de sustentabilidade. Nessa articulação, é importante ter um embasamento forte com os benefícios climáticos que serão alcançados com essa medida.</p> <p>CUSTO DA MEDIDA: Além de custos administrativos, não há outros custos diretos para o Estado de São Paulo.</p> <p>IMPACTO PARA A TRANSFORMAÇÃO DO MERCADO: Dependendo da liquidez e tamanho desse mercado, os preços desses certificados podem alavancar uma redução no preço da molécula de biometano de 2% a 44%.</p>	

MEDIDAS DE INCENTIVO À OFERTA COMPETITIVA DO BIOMETANO

Tipo de medida: Medidas fiscais-regulatórias

MEDIDA: RENOVAÇÃO DA ADESÃO AO CONVÊNIO DE REDUÇÃO OU ATÉ ISENÇÃO DE ICMS NA COMERCIALIZAÇÃO DO BIOMETANO E ARTICULAÇÃO PARA MANUTENÇÃO E AMPLIAÇÃO DA DESONERAÇÃO PÓS-REFORMA TRIBUTÁRIA

Medida prioritária para alavancar biometano

CONTEXTO: A carga tributária é sempre uma parcela relevante no preço final dos energéticos. Logo, entender esse peso e a possibilidade de utilização desse mecanismo como incentivo pode ser fundamental. Hoje existe um convênio de ICMS que reduz a alíquota na comercialização de biometano para 12% (até dezembro/2024), com o objetivo de promover condições mais adequadas ao setor.

PROPOSTA: Manutenção/Renovação desse convênio para iniciarem 2025, e articulação para manutenção dessas condições no cenário pós-reforma tributária.

CUSTO DA MEDIDA: Considerando o cenário de integração de 6,4 milhões de m³ por dia, o Estado de São Paulo investiria aproximadamente R\$ 743 milhões por ano (renúncia fiscal) para manutenção da alíquota atual (ou equivalente pós-reforma tributária). Aqui vale destacar que essa renúncia é de um mercado ainda inexistente.

IMPACTO NA TRANSFORMAÇÃO DO MERCADO: Reduzir a alíquota para uma equivalente a 8,6% no período após a reforma tributária pode diminuir o preço do biometano em até 3%. Por outro lado, retornar a uma alíquota de 18% pode aumentar o preço do biometano em até 15%. Portanto, é crucial que a alíquota pós-reforma tributária seja menor em comparação a dos combustíveis fósseis para manter a competitividade do biometano. Nesse sentido, uma possibilidade seria até mesmo a isenção do ICMS, que traria uma redução ainda maior no preço.

6.3.2. Estruturação do mercado e infraestruturas de biometano

Um dos grandes desafios da expansão do mercado de biometano em no estado de São Paulo é logístico, decorrente do descasamento territorial entre a maior parte da oferta potencial e demanda. Isso deixa evidente a necessidade de ações que mitiguem esse problema logístico. Entendendo que a distribuição de biometano por dutos tende a ser mais eficiente, é possível explorar mecanismos que aumentem a viabilidade dessas infraestruturas. Além disso, é crucial contar com um arcabouço regulatório robusto e moderno, que permita diferentes modelos de negócios e investimentos nessa expansão. Assim, as medidas propostas

a seguir são apresentadas com o foco no direcionamento para infraestruturas e na melhoria do ambiente regulatório, visando promover um mercado de biometano eficiente e sustentável.

Quadro 2. Medidas prioritárias de direcionamento para a expansão da infraestrutura de distribuição de gás prioritária à integração do biometano

MEDIDAS DE DIRECIONAMENTO E ESTRUTURAÇÃO DO MERCADO E INFRAESTRUTURAS DE BIOMETANO	
Tipo de medida: Medidas de direcionamento	
<p>MEDIDA: CRIAÇÃO DE UM PROGRAMA DE POLOS PRIORITÁRIOS PARA DESENVOLVIMENTO DE INFRAESTRUTURA DE LOGÍSTICA DE BIOMETANO</p>	<p>Medida prioritária para alavancar biometano</p>
<p>CONTEXTO: O biometano é uma fonte energética descentralizada, o que demanda uma lógica de planejamento que foge da tradicional forma de planejamento de sistemas energéticos e indústrias de rede de distribuição. A inserção e integração de diversos pequenos produtores a redes de distribuição cria a necessidade de articulação entre diferentes agentes e o Estado e um maior entendimento desse processo. Dessa forma, se o Estado de São Paulo tem como objetivo integrar plantas de biometano à distribuição de gás, é crucial ter uma nova lógica de planejamento.</p> <p>PROPOSTA: Criação de um programa de polos de biometano – Nesse programa o Estado, junto às concessionárias de distribuição de gás e regulador definirá um planejamento para a conexão de produtores de biometano. Devem ser definidas as infraestruturas prioritárias para essa conexão, com detalhamento de mercados potenciais, investimentos e respectiva alocação de custos e riscos. Também é possível integrar esse planejamento com outros tipos de polos, como de demanda, ou mesmo distritos industriais.</p> <p>CUSTO DA MEDIDA: O Estado terá somente custos administrativos para implementar essa nova lógica de planejamento.</p> <p>IMPACTO NA TRANSFORMAÇÃO DO MERCADO: Como medida de direcionamento, não há impacto direto nos preços de biometano. Contudo, um programa desse tipo sinaliza ao mercado e aos investidores o comprometimento do estado com o aumento da eficiência do mercado de biometano.</p>	

MEDIDAS DE DIRECIONAMENTO E ESTRUTURAÇÃO DO MERCADO
E INFRAESTRUTURAS DE BIOMETANO

Tipo de medida: Medidas de direcionamento

MEDIDA: FORTALECIMENTO DO BIOMETANO NAS NEGOCIAÇÃO DE EXPANSÃO DE INFRAESTRUTURA DE GASODUTOS COM AS DISTRIBUIDORAS COM CONCESSÕES VINCENDAS

Medida prioritária para alavancar biometano

CONTEXTO: O Estado de São Paulo passa por uma janela de oportunidade que é consequência dos vencimentos dos prazos dos contratos de concessão de distribuição de gás. Assim, como já negociado com a concessionária que passou por esse processo (Comgás), é possível negociar como os novos contratos de concessão podem favorecer o desenvolvimento de infraestruturas prioritárias para o desenvolvimento do setor de biometano.

PROPOSTA: Negociação na renovação das concessões vincendas para o estabelecimento de alguma contrapartida onerosa – aqui o Estado (Poder Concedente) pode negociar contrapartidas ou outorgas específicas que considerem investimentos em infraestruturas prioritárias para a integração do biometano. A proposta inicial aqui é que sejam as interligações entre as áreas e concessão e/ou os investimentos sejam descritos em uma primeira fase do Programa de Polos sugerido na seção “4.3 - Potencial de regionalização para expansão do biometano”.

CUSTO DA MEDIDA: Essa medida não apresenta custo para o Estado.

IMPACTO NA TRANSFORMAÇÃO DO MERCADO: Novamente como medida de direcionamento, não há impacto direto nos preços de biometano. Contudo, dependendo do resultado das negociações, importante volume de produção pode ser viabilizado e sem custo para os estado ou consumidores de gás.

Medidas prioritárias de direcionamento para a expansão do mercado de biometano por meio da melhoria do ambiente regulatório (“Toolbox” regulatório)

Nessa seção, é apresentado um conjunto de possibilidades de mecanismos regulatórios para o regulador estadual do mercado de distribuição de gás. O objetivo é fornecer opções regulatórias inovadoras que removam barreiras e incentivem a expansão das infraestruturas prioritárias ao biometano.

Um ponto crucial a ser destacado é a necessidade de fortalecimento do regulador estadual. É fundamental que o regulador disponha de autonomia financeira e um orçamento robusto para realizar suas atividades com eficácia. Além disso, é essencial estabelecer uma área dedicada à regulação do biometano. Com a potencial entrada de diversos supridores de biometano no mercado de distribuição de gás, o regulador deve ter a capacidade de discutir modelos de negócios, custos de produção, margens, tecnologias, entre outros aspectos específicos do biometano.

As propostas de mecanismos regulatórios apresentadas a seguir visam criar um ambiente regulatório favorável para o biometano, porém, diferentemente das propostas anteriores, não foram calculados custos ou impactos para estas medidas. A intenção é fornecer um “toolbox” regulatório que possa ser adaptado e implementado conforme a necessidade e o contexto do mercado de biometano no estado de São Paulo.

Quadro 3. Medidas de direcionamento e estruturação do mercado e infraestruturas de biometano

MEDIDAS DE DIRECIONAMENTO E ESTRUTURAÇÃO DO MERCADO E INFRAESTRUTURAS DE BIOMETANO	
Tipo de medida: Medidas de direcionamento	
MEDIDA: IMPLEMENTAÇÃO DE TOOLBOX REGULATÓRIO PARA BIOMETANO	Medida prioritária para alavancar biometano
<p>Regulação da Tarifa do Produtor – TP (conhecida como TUSD-P)</p> <p>CONTEXTO: Metodologias tarifárias são mecanismos que definem a alocação de custos e benefícios em mercados regulados. Sugere-se a regulação de uma tarifa para o produtor de forma que esse remunere as infraestruturas de conexão entre a produção e as redes de distribuição. O principal objetivo aqui é não onerar os consumidores de gás que não utilizem essas infraestruturas.</p> <p>PROPOSTA: Três metodologias são propostas: (i) uma tarifa na qual o investimento é alocado na tarifa do produtor e esse paga de forma contínua ao longo da vida útil; (ii) uma tarifa de modelo similar ao primeiro, porém com um pagamento temporário onde esse pagamento seria somente para evitar o sobrecusto aos demais usuários do sistema de distribuição; e por fim (iii) uma tarifa específica para projetos viabilizados no mercado livre interessados na integração do biometano na rede de distribuição.</p> <p>Regulação do Termo de Utilização de Infraestrutura - TUI</p> <p>CONTEXTO: O TUI é um mecanismo regulatório que foi autorizado pelo regulador paulista para um projeto específico e que estabelece uma garantia para não onerar a concessionária por meio de um pagamento por parte do produtor no caso de não injeção do volume de biometano adequado. O TUI pode ser um mecanismo interessante para dar segurança aos investimentos das concessionárias.</p> <p>PROPOSTA: Regular de forma definitiva esse mecanismo de maneira a criar mais uma possibilidade regulatória para os investimentos em infraestruturas prioritárias ao biometano.</p> <p>Harmonização regulatória entre ARSESP e ANP</p> <p>CONTEXTO: A governança compartilhada do setor de gás natural cria situações que podem ser divergentes ou gerar incerteza para investimentos em biometano. Dessa forma, buscar a coerência e convergência entre as regulações estadual e federal melhora o ambiente de negócios de biometano.</p>	

MEDIDAS DE DIRECIONAMENTO E ESTRUTURAÇÃO DO MERCADO E INFRAESTRUTURAS DE BIOMETANO

Tipo de medida: Medidas de direcionamento

MEDIDA: IMPLEMENTAÇÃO DE TOOLBOX REGULATÓRIO PARA BIOMETANO

Medida prioritária para alavancar biometano

PROPOSTA: (i) harmonização referente a Unidades de Medição Compartilhada, para evitar investimentos duplicados e ter um maior compartilhamento de dados; (ii) harmonização entre integração de produtores, distribuidores e transportadores. Aqui as discussões devem evitar situações de conflito, como as discussões do processo “Subida da Serra”, de maneira a garantir segurança jurídica e reduzir a percepção de risco nos investimentos.

Transparência de Dados dos Sistemas de Distribuição

CONTEXTO: A abertura do mercado de distribuição de gás e um maior número de supridores de biometano, assim como o desenvolvimento de infraestruturas para integração do biometano, demandam uma maior transparência de dados e informações sobre os sistemas de distribuição para dar clareza nas possibilidades de investimentos

PROPOSTA: Tornar ainda mais transparentes e disponíveis ao público informações de planejamento, planos de investimentos e suas execuções, dados de sistemas de distribuição (dados de carregamento, alocação, balanceamento, supridores, etc.).

Regulação dos “Sandboxes” Regulatórios do Estado De São Paulo

CONTEXTO: Os “sandboxes” regulatórios são mecanismos amplamente utilizados em vários setores regulados para a promoção de inovações regulatórias e incentivo a novas tecnologias.

PROPOSTA: Definir forma de regulação de “sandboxes” regulatórios a serem implementados no Estado de São Paulo. O objetivo é deixar claro quais as possibilidades e como os projetos de biometano podem testar novos mecanismos regulatórios.

6.3.3. Estímulo a demanda de biometano no transporte pesado

As principais medidas para garantir a demanda de biometano são aquelas que, conforme descrito anteriormente, visam assegurar que o biometano chegue ao consumidor final de forma competitiva, comparando o preço do biometano com o de outros energéticos. Contudo, além da competitividade e logística, o estímulo à demanda de biometano é crucial para desenvolver modelos de negócios rentáveis que alocam renda excedente para investimentos adicionais em biometano.

Neste contexto, as medidas de estímulo à demanda de biometano no setor de transporte pesado têm um papel fundamental. Além de proporcionar benefícios ambientais pela substituição do diesel, este setor oferece a maior margem para investidores e produtores de biometano. A mais alta margem de lucro nesse setor permite maior flexibilidade na negociação de preços, o que é mais difícil de alcançar no setor industrial, onde as margens são geralmente mais apertadas. Portanto, o foco desta seção está nas medidas específicas para aumentar a demanda de biometano no transporte pesado.

Quadro 4. Medidas de estímulo a demanda de biometano no transporte pesado

MEDIDAS DE ESTÍMULO A DEMANDA DE BIOMETANO NO TRANSPORTE PESADO	
Tipo de medida: Medidas de direcionamento	
<p>MEDIDA: CRIAÇÃO DO PROGRAMA DE CORREDORES SUSTENTÁVEIS PARA DESENVOLVIMENTO DE INFRAESTRUTURA DE ABASTECIMENTO DE GÁS EM RODOVIAS</p>	<p>Medida prioritária para alavancar biometano</p>
<p>CONTEXTO: Uma maior inserção do biometano no transporte pesado depende da superação de diversos desafios, principalmente relacionados à disponibilidade de infraestrutura de abastecimento, à adoção de incentivos para a utilização de caminhões a gás e à disponibilidade de veículos capazes de consumir gás ao invés do diesel. Adicionalmente, é necessário garantir que haja uma participação do biometano no gás natural a ser utilizado nesses corredores e, portanto, a sua sustentabilidade. Dessa forma, a organização de um programa de corredores sustentáveis poderá favorecer o desenvolvimento dessa demanda.</p> <p>PROPOSTA: Criação de um programa de corredores sustentáveis para o estado de São Paulo – o programa deve considerar um planejamento e definição de governança por parte do governo, a identificação das rotas ótimas para implementação do programa e das adaptações necessárias em infraestruturas de abastecimento, o monitoramento de resultados e a definição do orçamento disponível e das medidas de incentivo que deverão ser implementadas. Esse conjunto de incentivos pode promover os “corredores públicos” e “corredores ponto a ponto” de operadores logísticos e frotistas.</p> <p>CUSTOS DA MEDIDA: O estabelecimento do programa gera custos administrativos para o governo.</p> <p>IMPACTO NA TRANSFORMAÇÃO DO MERCADO: a implementação dos corredores gera uma maior percepção de desenvolvimento do mercado e aumento da demanda por biometano. Adicionalmente, cria demanda em regiões mais próximas do potencial oferta.</p>	

MEDIDAS DE ESTÍMULO A DEMANDA DE BIOMETANO NO TRANSPORTE PESADO

Tipo de medida: Medidas de direcionamento

MEDIDA: ISENÇÃO NA ALÍQUOTA DE 1,5% DE IPVA DE CAMINHÕES A GÁS E BIOMETANO

Medida prioritária para alavancar biometano

CONTEXTO: Medidas tributárias são importantes para criar um ambiente de incentivos. No caso de frotistas e caminhoneiros, a redução ou isenção no IPVA tem um impacto nos custos operacionais. Além disso, essa proposta já vem sendo discutida no legislativo paulista.

PROPOSTA: : Isenção da alíquota de 1,5% do IPVA para caminhões a gás e biometano.

CUSTOS DA MEDIDA: No cenário de maior incentivo, o Estado deixaria de arrecadar até R\$ 0,36 bilhão em receitas de IPVA ao longo de 6 anos de um cenário estimado.

IMPACTO NA TRANSFORMAÇÃO DO MERCADO: Juntamente com outras medidas, há uma redução nos custos operacionais, viabilizando a adaptação da demanda a diesel para biometano e gás.

6.3.4. Medidas transversais para o biometano

As medidas apresentadas nesta seção têm como objetivo a estruturação de longo prazo do mercado de biometano. Elas visam promover um aprendizado abrangente em diversas frentes, garantindo a sustentabilidade e o crescimento contínuo do setor. Estas medidas são transversais porque atuam em diversos elos da cadeia de valor do biometano e demandam um tempo maior de implementação. Embora sua implementação seja mais prolongada, elas são tão importantes quanto as medidas de curto prazo, que buscam ativar o mercado imediatamente. As medidas de longo prazo fornecem direções estratégicas essenciais para a sustentabilidade futura do setor.

Para atingir esses objetivos, é crucial abordar quatro áreas principais: aprendizado tecnológico, desenvolvimento de mercado, fortalecimento da cadeia de serviços e suprimentos e fortalecimento institucional. Em cada uma dessas áreas, as ações visam não apenas tratar desafios imediatos, mas também preparar o terreno para um mercado de biometano mais robusto e integrado. A seguir são descritas as medidas prioritárias transversais sugeridas para o desenvolvimento do biometano no Estado de São Paulo:

Quadro 5. Medidas transversais para a estruturação do mercado de biometano no longo prazo

MEDIDAS TRANSVERSAIS PARA A ESTRUTURAÇÃO DO MERCADO DE BIOMETANO NO LONGO PRAZO	
Tipo de medida: Medidas de articulação	
MEDIDA: PLATAFORMA DE MATCHMAKING PARA O BIOMETANO	Medida prioritária para alavancar biometano
<p>A criação de uma plataforma de matchmaking para o biometano é uma medida inovadora e essencial. Esta plataforma pode ter múltiplas funcionalidades e objetivos, sendo a redução de assimetrias de informação a principal. Por exemplo, ela pode incluir uma função de matchmaking que conecte produtores a consumidores dispostos a pagar pelo atributo ambiental do biometano. Além disso, a plataforma pode servir como um repositório de informações sobre modelos de negócios, fornecedores, potenciais produtores, infraestrutura de distribuição de gás e corredores sustentáveis. Ao facilitar essas conexões e disseminar informações, a plataforma ajudará a acelerar o desenvolvimento e a adoção do biometano.</p>	

MEDIDAS TRANSVERSAIS PARA A ESTRUTURAÇÃO DO MERCADO DE BIOMETANO NO LONGO PRAZO	
Tipo de medida: Medidas de articulação	
MEDIDA: ESTRATÉGIA DE PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO INDUSTRIAL PARA O BIOMETANO	Medida prioritária para alavancar biometano
<p>A segunda grande medida é a estruturação de uma estratégia de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) que considere tecnologias-chave, mercados estratégicos e adaptação da indústria de equipamentos e serviços para o biometano no estado de São Paulo.</p> <p>Algumas tecnologias são chave para destravar arranjos, modelos de negócios e receitas para projetos de biometano, entre essas estão: substratos, codigestão, reatores, processos bioquímicos, cepas, cromatógrafos e outros equipamentos de metrologia. Outro aspecto crucial é a promoção do desenvolvimento de mercados potenciais para subprodutos do biometano, incluindo opções tecnológicas e de mercado para captura, uso, sequestro ou comercialização do CO₂ biogênico e a cadeia de biofertilizantes.</p> <p>Pelo lado da demanda ainda existe um relevante desafio tecnológico associado a caminhões de grande porte, tratores e colheitadeiras para atendimento da demanda do setor sucoenergético. Uma vez que a autoprodução é o modelo de negócio mais viável economicamente, ter soluções tecnológicas para o consumo próprio das usinas se torna uma importante estratégia de desenvolvimento tecnológico para destravar o mercado de biometano no Estado.</p> <p>A indústria paulista tem potencial para fornecer diversos equipamentos, materiais e serviços para esse novo setor. Contudo, é essencial uma adaptação por meio de programas de desenvolvimento industrial, iniciativas de inovação aberta e a estruturação de laboratórios de biogás. O desenvolvimento dessa estratégia deve acontecer de forma participativa, e deve focar no aumento da produtividade, redução dos custos de produção (CAPEX e OPEX) e desenvolvimento de novos mercados, garantindo a sustentabilidade e competitividade do setor de biometano no Estado. Para isso, podem ser utilizados diversos instrumentos, como editais específicos, linhas de financiamento ou chamadas estratégicas, sempre alinhados com os objetivos de longo prazo da indústria e do estado.</p>	



7

CONCLUSÕES



CONCLUSÕES

Os números do desenvolvimento do setor de biometano evidenciam os grandes benefícios para o estado de São Paulo. Com um potencial alavancador de 6,4 milhões de m³ por dia de biometano, representando de 40% a 50% do mercado de distribuição de gás do Estado, São Paulo pode, por meio do biometano, mitigar até 16% das metas de descarbonização, gerar 20 mil empregos e movimentar uma nova indústria de equipamentos e serviços.

Com sua liderança no setor sucroenergético, o Estado de São Paulo pode ter pioneirismo no desenvolvimento de uma nova indústria da transição energética e de baixo carbono no país. Para isso, é essencial que o Estado entenda o papel estratégico do biometano e coordene a implementação de ações que destravem o setor. Os recentes estudos do Planejamento Energético do Estado de São Paulo, aprovados pelo Conselho Estadual de Política Energética, sugerem também a elaboração de um plano estadual de biogás e biometano.

A agenda estratégica proposta nesse documento, com um portfólio de medidas, oferece objetivos macro para um programa paulista de biometano. Este programa poderia focar na alavancagem de projetos que desenvolvam o mercado no curto prazo e na implementação de ações que estruturam o setor no longo prazo. Os objetivos podem ser trabalhados a partir de quatro grandes diretrizes estratégicas: (i) aumentar a competitividade do biometano, (ii) facilitar o escoamento dos grandes eixos de produção, (iii) desenvolver uma indústria e cadeia de serviços e (iv) estimular a demanda de biometano no transporte pesado.

O desenho específico e a decisão sobre quais instrumentos serão priorizados dependem do debate político realizado pelo Estado de São Paulo. No entanto, a sugestão de prioridade para as ações de curto prazo inclui:

- **Oferta competitiva de biometano:** articulação do governo com mercados voluntários para o aprimoramento de mecanismos para valorização de atributos ambientais do biometano; a renovação da adesão ao convênio de redução de ICMS (ou até sua isenção) na comercialização do biometano; e articulação para manutenção e ampliação da desoneração pós-reforma tributária.
- **Estruturação de mercado e infraestruturas prioritárias:** criação de um programa de polos com nova lógica de planejamento; e a implementação e um Toolbox regulatório para biometano com opções diversas para remuneração da expansão da infraestrutura e para a comercialização do biometano.
- **Estímulo à demanda de biometano no transporte pesado:** estabelecimento do programa de corredores sustentáveis; e isenção na alíquota de 1,5% de IPVA em caminhões a gás natural e biometano.
- **Medidas transversais:** A estruturação de longo prazo também precisa ser feita por meio de ações transversais, trabalhadas em paralelo às ações de curto prazo. Isso pode ser realizado por meio do Conselho Estadual de Política Energética e de parcerias entre as secretarias de estado, e deveria incluir o desenvolvimento de uma plataforma de matchmaking; e a implementação de uma estratégia para pesquisa, desenvolvimento e inovação industrial para desenvolvimento da indústria de equipamentos e serviços de biometano

A estratégia de implementação do programa deve considerar alavancas de implementação e a calibragem das medidas conforme a viabilidade política e a disponibilidade de recursos do Estado de São Paulo. Os valores apresentados como custos das propostas não precisam ser investidos em sua totalidade. O Estado

pode escolher áreas, projetos, tecnologias e mercados prioritários e definir um orçamento específico para destravar essas áreas.

Nesse contexto, o Estado de São Paulo deve experimentar novas formas de desenho e implementação de políticas públicas, priorizando a inovação, a aplicação de análise territorial para o planejamento e integração e a articulação com o setor privado.

Em conclusão, a criação de um programa robusto e inovador para o biometano em São Paulo, baseado em diretrizes estratégicas claras e ações coordenadas, pode transformar significativamente o setor, promovendo uma transição energética eficiente e sustentável por meio de uma nova indústria de baixo carbono.





8

**REFERÊNCIAS
BIBLIOGRÁFICAS**

ABIA, Associação Brasileira da Indústria de Alimentos. **Balço econômico da indústria de alimentos e bebidas, 2023.**

ABIOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e Biometano. **Documento interno - Potencial de Biogás do Estado de São Paulo.** São Paulo/SP, Brasil: ABIOGÁS, 2020.

ABIOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e Biometano. **Plano de Biogás e Biometano no Estado de São Paulo.** São Paulo/SP, Brasil: ABIOGÁS, 2023.

ABIQUIM, Associação Brasileira da Indústria Química. **A Indústria Química | Conceito,** 2006. Disponível em: <https://abiquim-files.s3-us-west-2.amazonaws.com/includes/pdf/indQuimica/AIndustriaQuimica-Conceitos.pdf>

ABIQUIM, Associação Brasileira da Indústria Química. **O desempenho da indústria química brasileira,** 2022.

ABIVIDRO, Associação Brasileira das Indústrias de Vidro. CEBRACE é a primeira usina do Brasil a usar biometano na produção de vidro float, 2024. Disponível em: <https://abividro.org.br/2023/07/26/cebrace-e-a-primeira-usina-do-brasil-a-usar-biometano-na-producao-de-vidro-float/>. Acesso em: 14 mai. 2024.

ABRELPE, Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais. **Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil 2020.** São Paulo: ABRELPE, 2020. Disponível em: <https://abrelpe.org.br/panorama-2020/>

ADEME, Agence de la Transition Écologique. **Les Dispositifs Régionaux de Soutien à la Méthanisation en 2023.** ADEME, 2023.

ALESP, Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo. Com 92% da produção estadual, Santa Gertrudes se destaca como "Capital da Cerâmica de Revestimento", 2023. Acesso em: 17 abr. 2024.

AMBEV. **Relatório anual e ESG 2022.** [S.l.]. 2023.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistema de informações de geração da ANEEL -SIGA.** Brasília/DF, 2024.

ANFACER, Associação Nacional dos Fabricantes de Cerâmica para Revestimentos. **Números do Setor Cerâmico,** 2024. Disponível em: <https://www.anfacer.org.br/setor-ceramico/numeros-do-setor>. Acesso em: 22 abr. 2024.

ANFAVEA, Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. **Anuário da Indústria Automobilística,** 2023.

ANP, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. **Certificados da Produção ou Importação Eficiente de Biocombustíveis.** Rio de Janeiro/RJ, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/certificados-producao-importacao-eficiente-biocombustiveis>. Acesso em: 20 fev. 2024.

ANP, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. **Crédito de Descarboxinação (CBIO).** Brasília, DF, 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/credito-de-descarbonizacao-cbio>. Acesso em: 1 maio 2024.

ANP, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. **Painel dinâmico - Autorizações de biocombustíveis.** Rio de Janeiro/RJ, 2024b.

ANP, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. Painel Dinâmico **RenovaBio** - Certificação de Biocombustíveis. Brasília, DF, 2024c. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiMjVjNDcwYmEtZjU4Zi00ZmJmLTg2MmU0MjE5NTJmNjE3ZDNhliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzkyMyJ9>. Acesso em: 16 maio 2024.

ANP, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. **RenovaBio.** Brasília, DF, 2024d. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio>. Acesso em: 1 maio 2024.

ANP, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. **RESOLUÇÃO ANP No 886, DE 29 DE SETEMBRO DE 2022 - DOU DE 29.09.2022.** Brasília/DF, 2022. 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-orriundo-de-aterros-sanitarios-e-de-estacoes-de-tratamento-de-esgoto-destinado-ao-uso-veicular-e-as-instalacoes>. Acesso em: 1 maio 2024.

ANP, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. RESOLUÇÃO ANP No 906, DE 18 DE NOVEMBRO DE 2022 - DOU DE 24-11-2022. São Paulo/SP, [s. d.]. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-906-2022-dispoe-sobre-as-especificacoes-do-biometano-oriundo-de-produtos-e-residuos-organicos-agrossilvo-pastoris-e-comerciais-destinado-ao-uso-veicular-e-as-instalacoes-residenciais-e-comerciais-a-ser-comercial>. Acesso em: 1 maio 2024.

ARSESP, Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo. Tarifas Arsesp, 2024. Disponível em: <https://www.arsesp.sp.gov.br/Paginas/Tarifas.aspx#gascanalizado>. Acesso em: 28 abr. 2024.

CONSULGAS. P&D 33 - Corredores Azuis e a Integração dos Estados do Sudeste - Resumos Técnicos dos Projetos de P&D ARSESP da Congas, Naturgy e Necta, 2021. **P&D 33 - Corredores Azuis e a Integração dos Estados do Sudeste - Resumos Técnicos dos Projetos de P&D da GNSPS Naturgy**, 2021. Disponível em: <https://www.arsesp.sp.gov.br/Documentosgerais/Projeto%2033%20GNSPS%20Resumo%20T%C3%A9cnico%20de%20Projeto.pdf>. Acesso em: 04 jul. 2024.

AUTOMATIVE NOW. Manter um carro custa R\$ 2 mil por mês, aponta estudo, 2024. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/consumo/automoveis-saiba-quanto-tempo-permanecer-com-o-mesmo-carro/>. Acesso em: 28 abr. 2024.

B3. **CBIO - Crédito de descarbonização**. [S. l.], 2024. Disponível em: https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/historico/renda-fixa/.

BCB, Banco Central do Brasil; **Cotações e boletins - Dólar**. Brasília/DF, 2024. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/historicocotacoes>. Acesso em: 22 abr. 2024.

BCB, Banco Central do Brasil; **Focus - Relatório de Mercado**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus/19072024>. Acesso em: 22 jul. 2024.

Biogas Danmark. **Biogas Outlook 2023 – Production and Use of Biogas in Denmark 2022-2035**. Biogas Danmark, 2022.

BNDES, Banco Nacional do Desenvolvimento. **Fundo Clima Automático**. [S. l.], [S. d.]. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima/fundo-clima-automatico/>. Acesso em: 22 jul. 2024.

BNDES, Banco Nacional do Desenvolvimento. **Usina de biometano do 3o maior aterro sanitário do mundo tem apoio do BNDES**. Brasília/DF, 2023.

BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **A hora do biometano no Brasil**. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil. BNDES, 2024

OLIVEIRA, Alysso Carmargo de, et al. **Valorização energética do bagaço-de-cana de açúcar por digestão anaeróbia e comparação de rotas alternativas**. Londrina, Paraná, Brasil: GEO Biogás & Carbon, 2023.

BORGES. **Otimização do carregamento dos fornos de produção de aço (convertedores LD) minimizando custo**, 2016. Disponível em: https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/ESBF-ANBJZD/1/ronaldo_adriano_alvarenga_borges.pdf

CANAL ENERGIA. Wheaton vai usar biometano para substituir parte do gás natural na produção de vidro, 2021. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53180321/wheaton-vai-usar-biometano-para-substituir-parte-do-gas-natural-na-producao-de-vidro>. Acesso em: 14 mai. 2024.

CANTON, J., & LINDEN, A. J. **Support schemes for renewable electricity in the EU. Technical report, European Commission. 2010.**

CARGOX. Depreciação de frota: você sabe como calcular da forma correta?, 2024. Disponível em: <https://cargox.com.br/blog/depreciacao-de-frota/>. Acesso em: 28 abr. 2024.

CETESB, Companhia Ambiental do Estado de São Paulo. **Relatórios de Emissões Veiculares no Estado de São Paulo. Relatórios e Publicações - Emissão de Veículos**, 2022. Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/veicular/relatorios-e-publicacoes/>. Acesso em: 02 jul. 2024.

CETIP. **Séries Históricas - Ativos**. [S. l.], 2024. Disponível em: http://estatisticas.cetip.com.br/astec/series_v05/paginas/lum_web_v05_series_introducao.asp?str_Modulo=Ativo&int_Idioma=1&int_Titulo=6&int_NivelBD=2/. Acesso em: 15 fev. 2024.

CH4 SOLUTIONS. **Documentos internos - Potencial de produção de biogás. Castro - PR**. 2020.

CHICHORRO, Jose Franklim et al. Custos e índices econômicos de povoamentos de eucalipto do Programa Produtor Florestal no Espírito Santo. **Pesquisa Florestal Brasileira**, [s. l.], v. 37, n. 92, p. 447–456, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.4336/2017.pfb.37.92.1232>

CIBILOGÁS, Centro Internacional de Energias Renováveis - Biogás. **Panorama do biogás no Brasil** - 2021. Foz do Iguaçu/PR, Brasil: CIBiogás, 2022.

CIBILOGÁS, Centro Internacional de Energias Renováveis - Biogás; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Panorama do Biometano Setor Sucreenergético**. Rio de Janeiro/RJ: [s. n.], 2023.

COCAL. **Cocal Energia Responsável**, 2023. Disponível em: Central de conteúdos da ANP: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2023/arquivos/3-seminario-sbq/27-03-2023-tema2-cocal.pdf>. Acesso em: 22 jul. 2024.

COELHO, Suani Teixeira et al. **Atlas de bioenergia do Estado de São Paulo**. São Paulo, Brasil, Brasil: Instituto de Energia e Ambiente (IEE); Universidade de São Paulo, 2020.

Comissão Europeia. **Commission opens in-depth State aid investigation into Swedish tax exemption schemes for non-food biogas and bio-propane** [Comunicado de imprensa]. Comissão Europeia. 2024. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_506

CONSTANTINO et al. **Panorama do setor de revestimentos cerâmicos**, 2006.

DIÁRIO DO TRANSPORTE. **Princesa dos Campos diz que ônibus elétrico reduz 54% dos custos por viagem**, 2024. Disponível em: <https://diariodotransporte.com.br/2022/03/02/princesa-dos-campos-diz-que-onibus-eletrico-reduz-54-dos-custos-por-viagem/>. Acesso em: 28 abr. 2024.

DUTRA, R. M., & SZKLO, A. S. **A Energia Eólica no Brasil: Proinfa e o Novo Modelo do Setor Elétrico**. In Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia - CBE, 2006, Volume II, p. 842–868, Rio de Janeiro. 2006.

DYE, T. R. **Policy Analysis: What Governments Do, Why They Do It, and What Difference It Makes**. University, Ala.: University of Alabama Press, 1976. Pp. 122.

E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA. **Descarbonização do Setor de Energia no Brasil**, 2022.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **NOTA TÉCNICA DEA 02/09: Caracterização do uso da Energia no Setor Side-rúrgico brasileiro**, 2009.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética; MME, Ministério de Minas e Energia. **Análise da Eficiência Energética em Segmentos Industriais Selecionados**, 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Metanol**, 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **A indústria de Papel e Celulose no Brasil e no Mundo**, 2022.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Ferramenta de Avaliação Técnico-Econômica para ônibus elétricos urbanos municipais**, 2024a. Disponível em: https://dashboard.epe.gov.br/apps/simulador_onibus/Onibusv3/. Acesso em: 28 abr. 2024.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Estudo sobre a Economicidade do Aproveitamento dos Resíduos Sólidos Urbanos em Aterro para Produção de Biometano**. Rio de Janeiro/RJ, 2024b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/estudo-sobre-a-economicidade-do-aproveitamento-dos-residuos-solidos-urbanos-em-aterro-para-producao-de-biometano>. Acesso em: 20 mar. 2024.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Fluxograma de Funcionamento RenovaBio, 2018**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-155/Fluxograma%20de%20funcionamento%20RenovaBio%20-%20ARQUIVO%205.pdf>

ESTADÃO. **Ônibus elétrico já é realidade no Brasil; veja os modelos disponíveis**, 2023. Disponível em: <https://estradao.estadao.com.br/onibus/onibus-eletrico-ja-e-realidade-no-brasil-veja-os-modelos-disponiveis/>. Acesso em: 20 mar. 2024.

Études de l'IFRI – L'Institut Français des Relations Internationales. **Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy**, 2019.

European Banking Authority & European Securities and Markets Authority. **Contracts for difference (CFDs)**. 2013. Disponível em: <https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/2015/11/2013-267.pdf>

European Biogas Association. **EBA Statistical Report 2023**. 2023.

European Commission. **State aid: Commission approves amendments to German scheme to support offshore wind energy generation**. Press Release, 2022. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_7836

FGV, Fundação Getúlio Vargas. **Programa Brasileiro GHG Protocol**. São Paulo/SP, 2024. Disponível em: <https://eaesp.fgv.br/centros/centro-estudos-sustentabilidade/projetos/programa-brasileiro-ghg-protocol>. Acesso em: 1 jun. 2024.

FIPE, Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas. **Preço Médio de Veículos**, 2024. Disponível em: <https://veiculos.fipe.org.br/>. Acesso em: 20 mar. 2024.

Florence School of Regulation. **Contracts-for-Difference**. 2023. Disponível em: <https://fsr.eui.eu/contracts-for-difference/>

GEF BIOGÁS BRASIL. **Infográficos - Redução de emissões e geração de emprego**. Brasília/DF: [s. n.], 2023.

Germany's Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action. **Offshore Wind Energy Act (WindSeeG 2017)**. 2017.

Government of the Netherlands. **Progress report: energy from renewable sources in the Netherlands 2009-2010. 2011**.

Grantham Institute. **Feed in tariff (FIT) and feed in premium (FIP) design. (n.d.)**. Disponível em: https://courses.edx.org/assets/courseware/v1/0e4ada0f51b8e4334cd9ef56d8cb2450/asset-v1:ImperialX+dacc002+3T2019+type@asset+block/3.2_FITs_and_FIP.pdf

H2Global Foundation. **Policy Brief: H2Global Import Scheme**. 2022. Disponível em: https://files.h2-global.de/H2Global-Stiftung-Policy-Brief-01_2022-EN.pdf

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **De 2010 a 2022, população brasileira cresce 6,5% e chega a 203,1 milhões**. Rio de Janeiro/RJ, 2023.

ICCT, International Council on Clean Transportation. **Transportation Carbon Intensity Targets for the European union - Road and Aviation Sector**, 2021.

IEA, International Energy Agency. **Outlook for biogas and biomethane**. 2020. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/03aeb10c-c38c-4d10-bcec-de92e9ab815f/Outlook_for_biogas_and_biomethane.pdf

IEA, International Energy Agency. **IEA Bioenergy Task 37: Energy From Biogas – Denmark Country Report 2019**. 2019.

IEA. **Renewables 2023: Special section: Biogas and biomethane**. International Energy Agency. 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023/special-section-biogas-and-biomethane>

IEA, International Energy Agency. **Policies database**. 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/policies>

IEA, International Energy Agency. **Gas Market Report, Q1-2023**. 2023.

IEA, International Energy Agency. **Medium-Term Gas Report 2023 Including the Gas Market Report, Q4-2023**. 2023.

IEA, International Energy Agency. **Policy Database: Non-Fossil Fuel Obligation**. 2013.

INFINITY ENERGIAS. **Gás Natural Renovável e Certificações: um novo momento para o mercado de biometano?**. São Paulo, 2023. Disponível em: [https://www.infinityenergias.com.br/gas-natural-renovavel-e-certificacoes-novo-momento-biometano/#:~:text=Esta é a segunda transação,a Metso Outotec %5B2%5D](https://www.infinityenergias.com.br/gas-natural-renovavel-e-certificacoes-novo-momento-biometano/#:~:text=Esta%20%C3%A9%20a%20segunda%20transa%C3%A7%C3%A3o,a%20Metso%20Outotec%5B2%5D). Acesso em: 20 mar. 2024.

INFOMONEY. Automóveis: saiba quanto tempo permanecer com o mesmo carro, 2024. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/consumo/automoveis-saiba-quanto-tempo-permanecer-com-o-mesmo-carro/>. Acesso em: 28 abr. 2024.

INSTITUO 17. **Painel de resultados do Potencial a curto prazo de biogás no Brasil**. São Paulo/SP, 2021.

INSTITUO 17. **Aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos no Brasil: Potencial de descarbonização por arranjo tecnológico**. São Paulo/SP, Brasil: Instituto 17, 2022a. Disponível em: <https://i17.eco.br/wp-content/uploads/2022/11/RT07-2022.pdf>

INSTITUO 17. **Biogás no Brasil: Potencial de descarbonização a curto prazo**. São Paulo/SP: Programa de Energia para o Brasil – BEP, 2022b. Disponível em: <http://i17.org/>

INSTITUO 17. **Biogás no Brasil: Potencial Oferta a Curto Prazo. Programa de Energia para o Brasil - BEP (Brasil)**. São Paulo: Instituto 17, 2021.

INSTITUO AÇO BRASIL. **Relatório de Sustentabilidade 2018**. [S.l.]. 2019.

INSTITUO TOTUM. **1 Gas-REC**. [S. l.: s. n.], 2024.

INSTITUO TOTUM. Regulamento Técnico - Certificado de Biometano. [s. l.], p. 1–21, 2022. Disponível em: https://site.institutototum.com.br/wp-content/uploads/2024/03/Regulamento_Biometano_rev8.pdf

INTERNATIONAL BENCHMARKING. **Road Freight Transport Brazil 2021**, 2021.

INVESTSP. **Alimentos**, 2024. Disponível em: <https://www.investe.sp.gov.br/setores-de-negocios/alimentos/>. Acesso em: 14 mai. 2024.

IPB, Instituto Brasileiro de Petróleo e gás. Implicações da Lei de Redução da Inflação nos Estados Unidos. [s. l.], p. 8–10, 2022.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. **AR6 WGI Report – List of corrigenda to be implemented**. [S. l.]: IPCC, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/pi.4980170103>

IPCC. **CH4 Emissions from Solid Waste Disposal IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories**. [S. l.: s. n.], 2006. Disponível em: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/bgp/5_1_CH4_Solid_Waste.pdf.

IPCC. Global Warming Potential Values. **Global Warming Potential Values**, [s. l.], v. 2014, n. 1995, p. 2–5, 2014. Disponível em: [https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values %28Feb 16 2016%29_1.pdf](https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20Feb%2016%29_1.pdf)

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. **IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland**. (Paola Arias et al., Org.). [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>.

IRENA. Renewable Energy Policies for Cities. 2021. Disponível em: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Policy/Renewable-energy-policies-for-cities>

IRENA. Renewable Energy Policy Brief: Brazil. IRENA, Abu Dhabi. 2015.

JAC MOTORS. JAC iEV1200T, 2024. Disponível em: <https://www.jacmotors.com.br/veiculos/eletricos-detalhes/iev1200t>. Acesso em: 28 abr. 2024.

MCKINSEY & COMPANY. **Clean Skies for Tomorrow: Sustainable Aviation Fuels as a Pathway to Net-Zero Aviation**, 2020.

MCKINSEY & COMPANY. **Green Hydrogen: An Opportunity to Create Sustainable Wealth in Brazil and the World**, 2021.

MCTI, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. **Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de transportes**. 2014.

MCTI, Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. **Modelagem Setorial de Opções de Baixo Carbono para o Setor Químico**, 2017a. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/cgcl/arquivos/opcoes-de-mitigacao-de-emissoes-de-gee-em-setores-chave/modelagem-setorial-de-opcoes-de-baixo-carbono-para-o-setor-quimico.pdf>

MCTI. Acordo de Paris (traduzido). **Https://Www.Gov.Br/Mcti/Pt-Br/Acompanhe-O-Mcti/Sirene/Publicacoes/Acordo-De-Paris-E-Ndc/Arquivos/Pdf/Acordo_Paris.Pdf**, [s. l.], v. 1, p. 1-42, 2017b. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/acordo-de-paris-e-ndc/arquivos/pdf/acordo_paris.pdf

MMA, Ministério do Meio Ambiente. **Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários**. 2013.

MME. **Mistura de 14% de biodiesel no diesel começa a valer nesta sexta-feira**. Brasília/DF, 2024. Disponível em: [https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mistura-de-14-de-biodiesel-no-diesel-comeca-a-valer-nesta-sexta-feira#:~:text=Começa a valer nesta sexta-feira \(10%2F03\),cronograma da mistura de biodiesel. Acesso em: 1 maio 2024.](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mistura-de-14-de-biodiesel-no-diesel-comeca-a-valer-nesta-sexta-feira#:~:text=Começa a valer nesta sexta-feira (10%2F03),cronograma da mistura de biodiesel. Acesso em: 1 maio 2024.)

MME, Ministério de Minas e Energia. **O RenovaBio**. Brasília/DF, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/renovabio-1#:~:text=O RenovaBio&text=Dita política de Estado leva,e a previsibilidade do mercado. Acesso em: 20 fev. 2024.>

MOBILIDADE ESTADÃO. BYD lança o primeiro ônibus elétrico rodoviário do Brasil, 2020. Disponível em: <https://mobilidade.estadao.com.br/meios-de-transporte/onibus/byd-lanca-o-primeiro-onibus-eletrico-rodoviario-do-brasil/>. Acesso em: 20 mar. 2024.

MTE, Ministério do Trabalho e Emprego. **Relação Anual de Informações Sociais - RAIS, 2022**. Disponível em: <http://www.rais.gov.br/sitio/index.jsf>. Acesso em: 25 abr. 2024.

MTR, Ministério dos Transportes. **Frota de Veículos - 2023**, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/transportes/pt-br/assuntos/transito/conteudo-Senatran/frota-de-veiculos-2023>. Acesso em: 15 abr. 2024.

NET ZERO TRACKER. Everybody's Business - The Net Zero Blind Spot. [s. l.], 2022.

NICFI; THE CLIMATE GROUP; SIMA. **Desenvolvimento e Avaliação da Trajetória de Descarbonização de São Paulo**. São Paulo: [s. n.], 2021.

NOVACANA. Yara vai usar biometano da Raízen para produzir amônia verde, 2023. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/yara-biometano-raizen-produzir-amonia-verde-171023>. Acesso em: 14 mai. 2024.

O TEMPO. Para além do diesel: Quanto gasta em média um caminhoneiro autônomo?, 2024. Disponível em: <https://www.otempo.com.br/economia/para-alem-do-diesel-quanto-gasta-em-media-um-caminhoneiro-autonomo-1.2690068>. Acesso em: 28 abr. 2024.

OLIVEIRA et al. **Impactos da substituição de diesel por gás natural no transporte público urbano**. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2005.

ONLINE, Canal. **Adecoagro faz venda inédita de GAS-REC**. São Paulo/SP, 2022. Disponível em: <https://www.canaonline.com.br/conteudo/adecoagro-faz-venda-inedita-de-gas-rec.html>.

PARLAMENTO EUROPEU. **Parlamento apoia medidas para impulsionar fabrico de produtos com tecnologia de impacto zero**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.europarl.europa.eu/news/pt/press-room/20231117IPR12205/parlamento-apoia-medidas-para-fabricar-produtos-com-tecnologia-de-impacto-zero>. Acesso em: 20 mar. 2024.

PEPSICO. **Com projeto de Biometano, PepsiCo quer avançar em suas metas de descarbonização no Brasil.** São Paulo/SP, 2024.

PETROBRAS. Como são formados os preços, 2024. Disponível em: <https://precos.petrobras.com.br/web/precos-dos-combustiveis/w/gasolina/sp>. Acesso em: 28 abr. 2024.

PORTAL DA INDÚSTRIA. **São Paulo, 2024.** Disponível em: <https://perfildaindustria.portaldaindustria.com.br/estado/sp#:~:text=A%20ind%C3%BAstria%20de%20S%C3%A3o%20Paulo,do%20total%20exportado%20em%202022>. Acesso em: 06 abr. 2024.

REGO, Erik Eduardo; HERNÁNDEZ, Francisco Del Moral. **Eletricidade Por Digestão Anaeróbia Da Vinhaça De Cana-De-Açúcar. Contornos Técnicos, Econômicos E Ambientais De Uma Opção.** Campinas: AGRENER GD: CONGRESSO INTERNACIONAL SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA NO MEIO RURAL, 6., 2006.

SÃO PAULO. **SP expande produtividade da cana-de-açúcar com tecnologia,** pesquisa e clima favorável. São Paulo/SP, 2023.

SEMIL. Plano Estadual de Energia 2050 (versão de consulta pública). São Paulo/SP, Brasil: [s. n.], 2023a.

SEMIL, Secretaria de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística de São Paulo. **Balanco Energético do Estado de São Paulo 2023: Ano Base 2022. São Paulo, 2023b.**

Senado Federal. **Medida Provisória cria o Programa Mover para Descarbonizar Veículos Brasileiros.** 2024. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2024/01/02/medida-provisoria-cria-o-programa-mover-para-descarbonizar-veiculos-brasileiros>

SERGAS. **Sergas Simulador,** 2024. Disponível em: <https://www.sergipegas.com.br/simulador/>. Acesso em: 28 abr. 2024.

TBG. **Traçado do Gasoduto,** 2024. Disponível em: <https://www.tbg.com.br/tra%C3%A7ado-do-gasoduto>. Acesso em: 17 abr. 2024.

TRANSPORT & ENVIRONMENT. **Natural gas-powered vehicles and ships - the facts,** 2018. Disponível em: https://www.transportenvironment.org/uploads/files/2017_01_CE_Delft_Natural_gas_in_transport_sector_EU_MS_Tax_level_consumption.pdf. Acesso em: 11 jul. 2024.

TRC, Guia do TRC. **Parâmetros Utilizados nas Planilhas de Custos e Tabelas Referências de Preço,** 2024. Disponível em: <https://guiadotrc.com.br/Custeio/parametros.asp>. Acesso em: 28 abr. 2024.

UDOP, União Nacional da Bioenergia. **Produção cerâmica em SP vai usar biogás da cana,** 2023. Disponível em: <https://www.udop.com.br/noticia/2023/03/06/producao-ceramica-em-sp-vai-usar-biogas-da-cana.html>. Acesso em: 17 abr. 2024.

UK Parliamentary Office of Science and Technology. Postnote on Renewable Energy. 2001.

UK Department for Transport. Renewable Transport Fuel Obligation statistics: Notes and Definitions. 2018.

UK Office of Gas and Electricity Markets. Feed-in Tariffs (FIT). Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/feed-tariffs-fit>

UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy. Evaluation of the reformed Renewable Heat Incentive (RHI) - Biomethane synthesis report. 2020.

UK Department for Energy Security and Net Zero. Green Gas Support Scheme (GGSS): Annual Tariff Review 2023. 2023.

UK Department for International Trade. Brazil: Ethanol Production and Market Overview. 2020. Disponível em: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/57a08a0bed915d3cfd00056e/130320_ENV_BraEthPro_BRIEF3.pdf

UNICA. **Documentos internos - Processamento de cana em usinas sucroenergéticas do Estado de São Paulo.** São Paulo/SP, Brasil: Unica, 2024.

UNIDO, Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial. **Documento interno. Banco de dados geoespacial relativo à cadeia de valores do biogás e do biometano no sul do Brasil.** Foz do Iguaçu, Brasil, 2020 a.

UNIDO, Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial. **Roadmap tecnológico do Biogás.** Brasília/DF, 2020b.

UNIDO; CIBIOGÁS. **Sistemas de Biogás e Biometano: Percepções de mercado no Brasil e no exterior.** Foz do Iguaçu/Brasília, Brasil: Unido, 2021.

UNILEVER. Unilever adota energia térmica e limpa em fábrica de Pouso Alegre (MG), 2023. Disponível em: <<https://www.unilever.com.br/news/2023/unilever-adota-energia-termica-e-limpa-em-fabrica-de-pouso-alegre-mg/>>. Acesso em: 7 mai. 2024.

U.S. Energy Information Administration. Biomass Explained: Landfill Gas and Biogas. 2023.

U.S. Energy Information Administration. New Renewable Fuel Standard volume targets facilitate renewable natural gas production. 2023. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61045>

U.S. Department of Energy - Energy Efficiency and Renewable Energy. Renewable Natural Gas Production.

U.S. Department of Energy - Energy Efficiency and Renewable Energy. List of Natural Gas Laws and Incentives in Federal. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/fuels/laws/NG?state=US>

US EPA, United States Environmental Protection Agency. Overview for Renewable Fuel Standard. (n.d.). Disponível em: <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/overview-renewable-fuel-standard>

United States Department of Agriculture (USDA). Biofuels Annual: Brasilia, Brazil. 2023. Disponível em: https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_Brasilia_Brazil_BR2023-0018.pdf

VALOR ECONÔMICO. **MDC emite GAS-REC de biometano pioneiro no setor dos biocombustíveis.** [S. l.], 2022. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2022/12/05/mdc-lanca-certificados-para-biometano.ghtml>.

VALOR. Produção cerâmica em SP vai usar biogás da cana, 2023. Disponível em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2023/03/06/producao-ceramica-em-sp-vai-usar-biogas-da-cana.ghtml>>. Acesso em: 17 abr. 2024.

WEF, World Economic Forum. **Fostering Effective Energy Transition 2023 Edition.** [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: https://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2023.pdf.

ZEBRA. **Análise operacional de ônibus elétricos a bateria em São Paulo,** 2022.

