

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

TATIANE LOPES MOLEZINI

Benefícios e Barreiras para Distribuição de Biometano pelas Concessionárias  
Distribuidoras de Gás Natural no Estado de São Paulo

São Carlos

2019

TATIANE LOPES MOLEZINI

Benefícios e Barreiras para Distribuição de Biometano pelas Concessionárias  
Distribuidoras de Gás Natural no Estado de São Paulo

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Ambiental, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheira Ambiental.

Orientador: Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Marilin Mariano dos Santos

VERSÃO CORRIGIDA

São Carlos  
2019

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL ESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo (a) autor (a).

L718b	<p>Lopes-Molezini, Tatiane</p> <p>Benefícios e Barreiras para Distribuição de Biometano pelas Concessionárias Distribuidoras de Gás Natural no Estado de São Paulo / Tatiane Lopes-Molezini; orientadora Marilin Mariano dos Santos. São Carlos, 2019.</p> <p>Monografia (Graduação em Engenharia Ambiental) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2019.</p> <p>1. Biometano. 2. Biogás. 3. Concessionárias. 4. Rede de distribuição. I. Título.</p>
-------	--

# FOLHA DE JULGAMENTO

---

Candidato(a): **Tatiane Lopes Molezini**

Data da Defesa: 29/10/2019

Comissão Julgadora:

Resultado:

**Marilin Mariano dos Santos (Orientador(a))**

aprovado

**Márcia Helena Rissato Zamariolli Damianovic**

aprovada

**Marcelo Zaiat**

Aprovado



**Prof. Dr. Marcelo Zaiat**

Coordenador da Disciplina 1800091- Trabalho de Graduação

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer minha família, em especial, meus pais pelo suporte e incentivo para que eu nunca deixasse de estudar e enfrentar os desafios a mim postos. Os meus amigos e colegas de trabalho que forneceram toda a ajuda e apoio necessário para o cumprimento desta jornada, tornando-a mais leve e divertida.

Também gostaria de agradecer a Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup>. Marilin Mariano dos Santos pela orientação e aconselhamento, assim como, todo o Grupo de Bioenergia do Instituto de Energia e Meio Ambiente da USP pela disponibilização dos dados e do conteúdo necessário para elaboração deste trabalho. Por fim, aos meus professores da Universidade de São Paulo, campus de São Carlos, que contribuíram muito, não só para minha educação profissional, mas também, para minha formação pessoal.

## RESUMO

MOLEZINI, L. T. **Benefícios e Barreiras para Distribuição de Biometano pelas Concessionárias Distribuidoras de Gás Natural no Estado de São Paulo**. 2019. 57 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

Aumento da participação dos biocombustíveis tem sido uma das principais alternativas para a diminuição da intensidade de carbono na matriz energética do estado de São Paulo, geralmente, impactada pelo consumo e produção de combustíveis de origem fóssil. Para tanto, políticas públicas como o RenovaBio, associadamente a instrumentos como os Créditos de Descarbonização (CBIOS) têm contribuído e incentivado a produção, distribuição e consumo de biocombustíveis. Além disso, o aumento do saneamento urbano e do gerenciamento de resíduos agrícolas têm colaborado para geração de biogás que pode ser energeticamente aproveitado, assim, evitando a sua emissão direta para a atmosfera. Tendo em vista este cenário, o presente trabalho teve como objetivo o estudo dos benefícios e barreiras associados a distribuição de biometano por meio da rede de gás canalizado já instalada e gerenciada por concessionárias de distribuição do estado de São Paulo. Sendo assim, utilizou-se como metodologia o cruzamento de dados entre a infraestrutura disponível e o potencial gerador de biogás (e biometano) nas três regiões de concessão do estado, bem como, foi analisada a documentação normativa disponível para regulamentação da prática de injeção de biometano na rede de gás natural. Além disso, os benefícios ambientais foram quantificados por meio do potencial de geração de créditos de descarbonização por cada concessionária. Os resultados demonstraram que a não confluência entre a infraestrutura instalada e as regiões de grande potencial produtivo de biometano, assim como, a ausência de regulamentação de práticas que permitam o aproveitamento da infraestrutura existente, como a troca operacional de gás, bem como, a escassez de iniciativas para a abertura de mercado para o comércio de biometano são as principais barreiras para viabilização desta atividade. Por outro lado, a quantificação dos benefícios ambientais demonstrou que a distribuição deste biocombustível pode contribuir para a descarbonização da matriz energética do estado, desde que sejam incentivados o seu consumo e produção em larga escala.

Palavras-chave: Biometano. Biogás. Concessionárias. Rede de distribuição.

## ABSTRACT

MOLEZINI, L. T. **Benefits and Barriers to Biomethane Distribution by Natural Gas Distribution Concessionaires in the State of São Paulo**. 2019. 57 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

Increased participation of biofuels has been one of the main alternatives for carbon intensity reduce in the energy matrix of the state of São Paulo which is generally impacted by the consumption and production of fossil fuels. Therefore, public policies as RenovaBio in combination with instruments such as the Decarbonization Credits (CBIOs) have contributed and encouraged the production, distribution and consumption of biofuels. But also, the increase in urban sanitation and agricultural waste management has contributed to biogas generation that can be used as energetic fuel which avoid its direct emission to the atmosphere. From that point of view, the current research aimed to analyze the benefits and barriers associated to biomethane distribution through the gas network which is managed by natural gas distribution concessionaires of the São Paulo state. Therefore, the methodology applied was the crossing of data between the available infrastructure and the potential biogas (and biomethane) generator in the three natural gas concession regions, as well as the identification of the normative documentation available to regulate the practice of biomethane injection in the gas natural grid. Meanwhile, the potential of decarbonization credits generated by each concessionaire was quantified to measure the environmental benefits associated at this activity. The results indicate that the non-confluence between the installed infrastructure and the regions with high biomethane production potential, as well as the not regulation of practices that allow the use of installed infrastructure, such as the operational gas exchange, or yet the scarcity of market opening initiatives for the biomethane trade are the main barriers to the viability of this activity. Despite, the environmental benefits quantification has indicated that the distribution of this biofuel can contribute to the decarbonization of the state's energy matrix, provided that its consumption and large-scale production are encouraged.

Keywords: Biomethane. Biogas. Concessionaires. Distribution network.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>Figura 1</b> - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte -----	14
<b>Figura 2</b> - Participação das fontes na capacidade instalada -----	15
<b>Figura 3</b> - Oferta Interna de Energia para diferentes aplicações -----	16
<b>Figura 4</b> – Demanda de Energia por Fonte no estado de São Paulo -----	17
<b>Figura 5</b> - Mecanismo de digestão anaeróbia -----	22
<b>Figura 6</b> – Ciclo da digestão anaerobia, principais produtos e suas aplicações -----	27
<b>Figura 7</b> - Áreas de concessão de Distribuição de Gás Natural em São Paulo -----	34
<b>Figura 8</b> - Distribuição dos potenciais de produção de biogás a partir de resíduos sucroenergéticos -----	36
<b>Figura 9</b> - Distribuição dos potenciais de produção de biogás a partir de resíduos urbanos -	38
<b>Figura 11</b> - Infraestrutura de transporte de gás natural -----	40
<b>Figura 12</b> - Infraestrutura de transporte e traçado da rede das concessionárias distribuidoras de gás paulistas -----	42
<b>Figura 13</b> - Comparativo entre rede instalada pela Comgás e potencial de biogás/biometano produzido por fonte: resíduos urbanos e resíduos sucroenergéticos -----	43
<b>Figura 14</b> - Comparativo entre rede instalada pela Naturgy e potencial de biogás/biometano produzido por fonte: resíduos sucroenergéticos -----	43
<b>Figura 15</b> - Comparativo entre rede instalada pela Gás Brasileiro e potencial de biogás/biometano produzido por fonte: resíduos sucroenergéticos -----	44
<b>Figura 15</b> - Consumo de GLP em Biometano equivalente em m <sup>3</sup> /ano -----	47
<b>Figura 16</b> - Consumo de Diesel em Biometano equivalente em m <sup>3</sup> /ano -----	48



## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Composição química típica biometano-----	25
<b>Tabela 2</b> – Investimentos e custos para implantação da planta de biogás e custos para produção anual de biometano -----	30
<b>Tabela 3</b> - Investimentos e custos de upgrading por lavagem de água e injeção na rede de distribuição. -----	31
<b>Tabela 4</b> - Investimentos e custos de upgrading por PSA e injeção na rede de distribuição. 31	
<b>Tabela 5</b> - Investimentos e custos de upgrading por Membrana Separadora e injeção na rede de distribuição. -----	32
<b>Tabela 6</b> - Investimentos e custos de upgrading por Lavagem com Amina e injeção na rede de distribuição. -----	32
<b>Tabela 7</b> – Potencial de Produção Total por Região de Concessão em Nm <sup>3</sup> /ano -----	35
<b>Tabela 8</b> - Potencial de Produção de Biogás por Concessionária e por Fonte em Nm <sup>3</sup> /ano --	37
<b>Tabela 9</b> - Potencial de Produção de Biometano por Concessionária e por Fonte em Nm <sup>3</sup> /ano -----	38
<b>Tabela 10</b> - Intensidade de carbono do biometano por fonte produtora -----	49
<b>Tabela 11</b> - Percentual obrigatório de injeção de biometano na rede, por concessionária----	50
<b>Tabela 12</b> – Comparativo entre o volume de gás natural distribuído atualmente e de biometano a ser distribuído, em cada cenário -----	50
<b>Tabela 13</b> – Quantidade diária de CBIOs produzidos por concessionária, em cada cenário -	51
<b>Tabela 14</b> - Investimento inicial e custos para injeção de biometano na rede das concessionárias -----	53

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEGÁS	–	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ANP	–	Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis
ARSESP	–	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
CAPEX	–	Capital Expenditure
CBIO	–	Crédito de Descarbonização
CEGÁS	–	Companhia de Gás do Ceará.
COMGAS	–	Companhia de Gás de São Paulo
EPE	–	Empresa de Pesquisa Energética
ETE	–	Estação de Tratamento de Esgoto
GEE	–	Gases de Efeito Estufa
GNR	–	Gás Natural Renovável
IBGE	–	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IPEA	–	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MME	–	Ministério de Minas e Energia
OMS	–	Organização Mundial da Saúde
OPEX	–	Operational Expenditure
PIB	–	Produto Interno Bruto
PNRS	–	Política Nacional dos Resíduos Sólidos
PPE	–	Plano Paulista de Energia
PSA	–	Pressure Swing Adsorption
RCGI	–	Research Center for Gas Innovation
SNIS	–	Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	1
2. OBJETIVOS.....	8
2.1. Objetivo Geral .....	8
2.2. Objetivos Específicos .....	8
3. METODOLOGIA .....	9
3.1. Identificação da Área de Concessão de cada Concessionária de Gás Natural do Estado de São Paulo .....	9
3.2. Identificação e análise do Potencial de Produção de Biogás e Biometano por Região .....	9
3.3. Identificação e análise da Infraestrutura Existente no Estado de São Paulo: distribuição de gás natural.....	10
3.4. Identificação das principais Barreiras e Entraves para Distribuição de Biometano .....	11
3.5. Soluções Alternativas para Distribuição do Biometano.....	11
3.6. Análise dos Principais Benefícios Ambientais Associados .....	12
4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	14
4.1. Matriz Energética Brasileira.....	14
4.2 Matriz energética do Estado de São Paulo .....	16
4.2. Biogás.....	19
4.2.1.Degradação Anaeróbia e Produção de Biogás.....	20
4.3. Usos e Aplicações do Biogás .....	22
4.4. Produção de Biometano .....	24
4.4.1.Usos e Aplicações do Biometano .....	25
5.Mercado do Biogás e Biometano no Brasil, União Europeia e Estados Unidos .....	28
6.Custos de Produção e Injeção do Biometano .....	29
7.RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	34
7.1. Análise do Potencial de Produção de Biogás e Biometano por Região do Estado de São Paulo .....	34
7.2. Análise da Infraestrutura Existente no Estado de São Paulo para Distribuição de Gás Natural .....	40
7.3. Identificação das principais Barreiras e Entraves para Distribuição de Biometano .....	42
7.4. Soluções Alternativas para Distribuição do Biometano: Estudo do Caso “Cocal” .....	46
7.5. Indicador de Benefícios Ambientais e Incentivo Financeiro: Créditos de Descarbonização - CBIO .....	48

8. CONCLUSÕES.....	54
9. REFERÊNCIAS.....	56
<b>ANEXO I.....</b>	<b>62</b>
<b>ANEXO II.....</b>	<b>64</b>
<b>ANEXO III.....</b>	<b>68</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Diversas políticas públicas têm surgido nos últimos anos na busca de caminhos alternativos para a diminuição das externalidades ambientais. Tanto pela adoção de melhores práticas no saneamento urbano, por meio do gerenciamento dos resíduos sólidos e da adequada coleta e tratamento dos efluentes sanitários, quanto através do investimento na produção de combustíveis renováveis, que emitam menores índices de gases de efeito estufa, é possível identificar oportunidades para a redução dos impactos ambientais negativos no meio ambiente.

Neste contexto a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), instituída pela Lei 12.305/2010, foi uma importante iniciativa para regulação e direcionamento do gerenciamento adequado dos resíduos sólidos<sup>1</sup>, visando a redução dos impactos ambientais negativos e reconhecendo o valor econômico associado a resíduos reutilizáveis e recicláveis. Para tanto, a PNRS adota como instrumentos o incentivo ao desenvolvimento de métodos para reutilização e reciclagem de resíduos sólidos, além de tecnologias para o tratamento, destinação final de resíduos e disposição final ambientalmente adequada de rejeitos. Dentre as técnicas de destinação final, a política cita a recuperação de materiais e aproveitamento energético de resíduos, todavia, apenas em casos em que a viabilidade técnica e ambiental é comprovada (PNRS, 2010).

Apesar da criação de políticas para o controle e destinação de resíduos, dados mostram que a quantidade produzida tem aumentado ano a ano.

No setor de saneamento, segundo o levantamento realizado em 2017 pelo Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento, a produção de resíduos domiciliares e públicos atingiu o total de 60,6 milhões de toneladas de resíduos coletados, aumento de

---

<sup>1</sup> Resíduos sólidos: “material, substância, objeto ou bem descartado resultante de atividades humanas em sociedade, a cuja destinação final se procede (...) nos estados sólido ou semissólido, bem como gases contidos em recipientes e líquidos cujas particularidades tornem inviável o seu lançamento na rede pública de esgotos ou em corpos d’água, ou exijam para isso soluções técnica ou economicamente inviáveis em face da melhor tecnologia disponível”;

Rejeitos: “resíduos sólidos que, depois de esgotadas todas as possibilidades de tratamento e recuperação por processos tecnológicos disponíveis e economicamente viáveis, não apresentem outra possibilidade que não a disposição final ambientalmente adequada” (PNRS, 2010).

aproximadamente 3% do volume total registrado no ano anterior. No entanto, apenas pouco mais da metade dos resíduos sólidos urbanos produzidos (58,06%) são destinados para aterros sanitários (ABRELPE E PLASTIVIDA, 2012), os quais atualmente são considerados como forma de disposição final ambientalmente adequada para rejeitos. Aterros sanitários são estruturas compostas por infraestrutura de impermeabilização, drenagem, captação e tratamento de efluentes líquidos e gasosos produzidos durante a decomposição de resíduos orgânicos. Assim, a sua utilização como forma de disposição final e condicionamento de rejeitos permite a diminuição do passivo ambiental resultante da degradação da matéria orgânica, evitando a contaminação do solo e de águas subterrâneas, assim como, reduzindo o impacto dos gases emitidos para a atmosfera. No entanto, segundo informações divulgadas pela Abrelpe e Plastivida (2012), grande parte dos resíduos sólidos urbanos ainda são descartados incorretamente, ou seja, cerca de 42% dos resíduos produzidos nos municípios ainda são destinados para lixões, aterros controlados ou outras formas inapropriadas de disposição final.

Em relação ao sistema de esgotamento sanitário brasileiro, apesar dos significativos investimentos no setor nos últimos anos, o cenário atual ainda apresenta resultados preocupantes. O panorama geral do país indica que apesar de cerca de 52,4% da população ser atendida por sistema de coleta de esgoto público, apenas 46% do esgoto gerado recebe tratamento. Quando analisado o sistema de esgotamento público nas macrorregiões, o cenário se mostra ainda mais alarmante: na região Norte do país, apenas 13% da população urbana possui acesso à rede coletora de esgoto e o tratamento atinge 22,6% do volume total gerado na região<sup>2</sup> (SNIS, 2019).

Apesar dos resultados terem se mostrado ainda pouco satisfatórios, investimentos em saneamento básico são premissas para o desenvolvimento sustentável das nações. Pois de acordo com o relatório da Organização Mundial da Saúde (OMS), a cada dólar investido em saneamento básico têm-se a economia de aproximadamente 4,3 dólares na saúde global, visto que, doenças parasitárias têm atingido e levado à morte milhares de pessoas, principalmente, de populações em regiões pouco assistidas (OMS, 2014).

Somado aos problemas citados acima, a disposição de maneira inadequada dos resíduos, ou até mesmo, a disposição em aterros sanitários que não realizam a queima ou tratamento dos efluentes gasosos, pode acarretar em impactos ambientais resultantes das emissões de gases de efeito estufa. Estes gases, geralmente produzidos durante a degradação da matéria orgânica, são compostos, principalmente, por metano, dióxido de carbono. Segundo Russo (2005), aterros

---

<sup>2</sup> O levantamento não engloba índices de coleta referentes a soluções de tratamento individuais, tais como fossas sépticas, logo, isso poderia justificar o maior volume de esgoto tratado em relação ao coletado.

sanitários possuem potencial para geração de impactos ambientais no solo, água e atmosfera local. Os processos de digestão anaeróbia produzem quantias significativas de biogás, composto basicamente por metano e dióxido de carbono, e quando liberados na atmosfera contribuem para intensificação do efeito estufa. Ainda, segundo Russo (2005), a estimativa das emissões de metano, advindas de aterros sanitários, contribuem em uma escala global na ordem de 6 a 13% da emissão total deste composto no planeta. Logo, o aproveitamento energético do biogás se configura como uma excelente oportunidade para diminuição das emissões e dos impactos negativos associados a esta forma de disposição final.

Ao mesmo tempo, as técnicas aplicadas para o condicionamento de contaminantes, em sistemas tratamento de esgotamento sanitário, também produzem resíduos secundários como gases de efeito estufa. Segundo Lima (2005), os processos biológicos aplicados para a degradação e remoção de matéria orgânica, em estações de tratamento de esgoto doméstico, se dividem basicamente em dois tipos: anaeróbios e aeróbios. Estes processos biológicos são conduzidos, basicamente, pelo crescimento e agrupamento de culturas de microrganismos. Os microrganismos anaeróbicos degradam e reduzem a matéria orgânica presente no esgoto doméstico produzindo um gás combustível denominado de biogás. Apesar do seu potencial de efeito estufa, existem diversas oportunidades ambientais atreladas ao uso de sistemas biológicos de degradação anaeróbia do esgoto sanitário, pois além de consumirem menor quantidade de energia elétrica devido à ausência de mecanismos de aeração, têm-se também como benefício a oportunidade do aproveitamento energético do biogás produzido, evitando a sua emissão direta na atmosfera (LIMA, 2005).

Do mesmo modo, os setores agropecuários e agroindustriais geram resíduos que também necessitam de destinação final ambientalmente adequada. No caso do processamento industrial da cana-de-açúcar são produzidos dois importantes resíduos: a torta de filtro e a vinhaça, além do bagaço que é considerado importante subproduto da produção sucroalcooleira. Na extração do caldo da cana-de-açúcar ocorre a geração do bagaço utilizado para geração de calor e energia elétrica, enquanto, na produção do etanol e do açúcar tem-se a torta de filtro e a vinhaça, que quando submetidos a processos de biodigestão anaeróbia, produzem o biogás. Ainda, durante a colheita há produção de biomassa oriunda da palha e pontas da cana (EPE, 2018) que podem também ser aproveitados para geração de energia, desde que a sua retirada não causem outros problemas ambientais e agrônômicos como a degradação do solo (CARVALHO et al., 2017). Segundo relatório publicado pelo Ipea (2012), a quantidade total de torta de filtro e bagaço produzidos pelo processamento da cana-de-açúcar ultrapassava os

201 milhões de toneladas em todo Brasil, em 2009. Do mesmo modo, a produção de vinhaça em todo território brasileiro contribuiu com a geração de 604 milhões de metros cúbicos, no mesmo ano. Números que demonstram o alto potencial de produção de biogás a partir da biodigestão de resíduos agrícolas. Além disso, a vinhaça biodigerida pode ser utilizada na fertirrigação, como já ocorre atualmente com a vinhaça *in natura*. Todavia, a vinhaça biodigerida possui menor carga orgânica, viscosidade e quantidade de sólidos suspensos quando comparada com a *in natura*, o que contribui para restauração dos nutrientes do solo sem que ocorra a fadiga pelo excesso de sais minerais (IPEA, 2012)

Semelhantemente, a cadeia de produção de proteína animal também é responsável pela geração de grandes volumes de resíduos sólidos e líquidos resultantes da criação intensiva de animais. Estes resíduos possuem alta carga orgânica e capacidade de dispersão dos poluentes. Então, quando descartados incorretamente, podem reduzir a qualidade do meio ambiente impactando principalmente áreas de uso pecuário direto e indireto, contribuindo para a eutrofização dos cursos d'água, desequilíbrio de microssistemas e poluição do solo e subsolo. Todavia, soluções alternativas podem ser aplicadas para mitigação dos impactos negativos dos resíduos resultantes da criação intensiva de animais, tais como o uso de sistemas de tratamento anaeróbico dos efluentes líquidos produzidos. Ou seja, soluções bastante similares às técnicas empregadas no tratamento dos resíduos agrícolas. Ademais, os principais benefícios do tratamento dos resíduos da cadeia produtiva de proteína animal são a redução da carga orgânica do efluente final, a diminuição do volume a ser dispostos e a produção de biogás, o qual, como citado anteriormente, pode ser aproveitado como energético (COELHO et al., 2018).

Logo, considerando o processo como o biogás é produzido (a partir da matéria orgânica de resíduos), pode-se dizer que se trata de um energético de “origem limpa” e pode ser considerado um biocombustível. Além do mais, a sua aplicação energética evita a emissão direta de metano, trazendo benefícios ao meio ambiente e a economia local, dado o seu alto potencial como gás de efeito estufa e, também, devido ao valor econômico agregado ao seu uso.

Somado as questões ambientais, a utilização do processo de biodigestão para tratar resíduos orgânicos também contribui na gestão do saneamento urbano e manutenção da saúde pública, por ser uma técnica adequada para destinação de resíduos e atuar como barreira para a proliferação de doenças causadas pela falta de saneamento.

Diversos autores têm analisado os benefícios da aplicação do biogás como fonte de energia. Segundo Costa (2012) a produção de biogás e o seu uso como fonte energética sustentável deve considerar os impactos ecológicos, sociais e econômicos gerados em todo o processo produtivo, desde a fonte até o consumo final, de forma que o resultado seja favorável



ou traga mais vantagens para o uso desta forma de biocombustível em detrimento de outros não renováveis. De fato, quando analisado o ciclo de produção de gás metano (ponta a ponta) os resultados têm-se demonstrado positivos, comprovando que este biocombustível possui vantagens e benefícios que justificam o seu potencial uso como energia limpa. Segundo Costa (2012), a análise global do processo de produção do gás metano, por meio da operação de uma Estação de Tratamento de Esgoto (ETE) que trata aproximadamente 62.000 m<sup>3</sup>/dia, contribuíram para redução de emissão de aproximadamente 2,9 mil kg de CO<sub>2</sub>eq.

No entanto, para escalabilidade do biogás como fonte de energia, um dos principais fatores a ser considerado é o potencial de produção deste biocombustível para o suprimento da demanda do mercado brasileiro. Segundo dados divulgados pelo RCGI (2019), o potencial produtivo de biogás no estado de São Paulo é superior aos 16 bilhões de metros cúbicos ano, sendo o setor sucroalcooleiro responsável por mais de 14 bilhões de metros cúbicos. Sendo assim, os resíduos sucroenergéticos são os principais responsáveis pela manutenção deste potencial, adicionadas significativas contribuições de fontes agropecuárias, aterros sanitários, entre outras. Entretanto, quando o biogás é purificado à biometano<sup>3</sup>, este teria o potencial correspondente a 8 bilhões de metros cúbicos ano. Além disso, vale ressaltar que grande parte da produção deste biocombustível se concentra no noroeste paulista, onde há maior recorrência de usinas sucroenergéticas, o que pode dificultar o escoamento desta produção.

Quanto aos usos finais do biogás, segundo Monteiro (2011), o biogás é um combustível versátil que pode ter diversas aplicações que variam de acordo com o seu grau de pureza. Os usos mais comuns deste recurso são a produção de energia elétrica, em motores ou microturbinas, e a utilização como combustível veicular. Mas também, pode ser injetado na rede de distribuição de gás natural ou utilizado em células combustíveis do tipo SOFC. No entanto, a aplicação em quase todos estes casos (excetuando para geração de energia elétrica) exigem a purificação do biogás, transformando-o em biometano, gás combustível com características muito similares ao gás natural.

Apesar da versatilidade do biogás, a primeiro momento, algumas aplicações podem ganhar maior proporção do que outras. Geralmente, a definição do uso final deste biocombustível ocorre de acordo com diversos fatores, principalmente, aqueles relacionados ao retorno financeiro (GRANATO, 2003)

Em relação a injeção de biometano na rede de distribuição de gás natural, esta aplicação ainda é pouco realizada. A falta de infraestrutura para injeção na rede de distribuição, os custos

---

<sup>3</sup> Biometano: gás constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do Biogás (ANP, 2017).

envolvidos e os requisitos de qualidade são os motivos para a baixa aplicação do biometano como substituto do gás natural na injeção na rede e no uso automotivo. Atualmente, somente os aterros de Fortaleza e de Dois Arcos produzem biometano com a qualidade necessária para injeção na rede de distribuição de gás canalizado (ABEGAS, 2018; CEGÁS, 2019).

De acordo com dados divulgados pela ARSESP, a concessionária responsável pela distribuição de gás natural na região nordeste do estado, Gás Brasileiro, possui apenas 1.010,17 km de rede de distribuição instalada. No entanto, esta região coincide com o território de maior potencial produtivo de biometano. Enquanto a região que possui maior extensão de malha de distribuição, Comgás, detém baixa capacidade produtiva de biometano. Ou seja, a falta de conexão entre infraestrutura instalada e os altos potenciais produtivos pode intervir na viabilidade de injeção e comercialização deste biocombustível.

Ainda que a distribuição do biometano não tenha sido uma das utilizações prioritárias deste recurso nos últimos anos, políticas públicas têm estimulado a mudança deste cenário. Em 2014, o Governo do Estado do Rio de Janeiro estabeleceu o decreto nº 44.855, alterado pelo Decreto nº 46476 de 25/10/2018 que regulamentam a Lei nº 6.361/2012, a qual dispõe sobre a Política Estadual de Gás Natural Renovável (GNR), estabelecendo as condições mínimas e incentivando o consumo e distribuição do biometano. Mais tarde, em 2017, a deliberação ARSESP nº 744 que “Dispõe sobre as condições de distribuição e comercialização de Biometano na rede de gás canalizado no âmbito do Estado de São Paulo, e dá outras providências”, tendo como objetivo, a regulação da distribuição de biometano por meio da rede de gás canalizado do estado de São Paulo. Neste mesmo contexto, a Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, por meio das Resoluções Nº 8 de 30 de janeiro de 2015 e 658 de 29 de junho de 2017, especificou requisitos de qualidade e controle de qualidade do biometano no território brasileiro. Por fim, em 2018, a Secretaria de Energia e Mineração de São Paulo por meio do “projeto de lei complementar à Política Paulista do Biogás (Decreto 58.659/2012), fundamentado pela deliberação ARSESP 744”, estabelece o percentual mínimo compulsório de injeção de biometano nas redes de gás canalizado do estado de São Paulo. Segundo este projeto de lei, as metas compulsórias de injeção de biometano nas redes das concessionárias paulistas, nos primeiros três anos após a sua aprovação, serão de 0,5% para a Comgás e 1% para as demais, Naturgy e Gás Brasileiro. Além disso, após este período os percentuais devem ser dobrados para 1% e 2% de biometano inserido na rede de distribuição de gás encanado (ABEGÁS, 2018). Apesar de ainda não aprovado, este projeto de lei alerta as concessionárias a buscarem alternativas de suprimento e estudar melhorias na infraestrutura

para garantir possíveis exigências do governo do estado quanto a distribuição de biocombustíveis.

Deste modo, a determinação de alternativas para garantir o cumprimento de possíveis metas compulsórias, a adequação da regulação do estado de São Paulo e o mapeamento das possíveis barreiras para a distribuição do biometano na rede de gás canalizada são objetos de estudo de grande interesse das concessionárias, dos produtores, dos potenciais consumidores deste combustível renovável.

Isto posto, este estudo tem por objetivo estudar as barreiras e benefícios da introdução de biometano na rede de distribuição de gás natural. A motivação para o estudo reside no fato do biometano ser um combustível de origem renovável e, portanto, a sua introdução na matriz energética torna-a mais sustentável. Ademais, devido a principal matéria prima para o processo de produção deste biocombustível, no Brasil, serem os resíduos sólidos, o seu aproveitamento energético auxilia no saneamento agrícola e urbano.

## 2. OBJETIVOS

### 2.1.Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é estudar as principais barreiras e benefícios ambientais para a introdução de biometano de origens diversas (resíduos urbanos, sucoenergéticos e vinhaça) na matriz energética do estado de São Paulo, por meio de sua injeção na rede de distribuição de gás natural.

Para tanto o estado de São Paulo será estudado considerando as três áreas de concessão de distribuição de gás encanado no estado.

### 2.2.Objetivos Específicos

- Identificar o potencial de biometano no estado de São Paulo por área de concessão de distribuição de gás natural no estado de São Paulo.
- Identificar a infraestrutura de distribuição de gás natural existente em cada área de concessão de distribuição de gás natural.
- Identificar as principais barreiras para distribuição deste gás nas redes da concessionária objeto de estudo;
- Analisar soluções alternativas que viabilizem a distribuição do biometano na área de concessão estudada;
- Identificar os principais benefícios associados ao fornecimento deste biocombustível.

### 3. METODOLOGIA

O presente trabalho foi dividido em cinco tópicos principais, com o objetivo de avaliar e identificar os pontos críticos e os benefícios associados a viabilização técnica e econômica da distribuição de biometano na rede de distribuição de gás natural existente no estado de São Paulo.

Para tanto, utilizou-se como base de fundamentação o levantamento exploratório do tema a partir da revisão bibliográfica do material científico, informações de instituições governamentais e associações técnicas.

#### 3.1. Identificação da Área de Concessão de cada Concessionária de Gás Natural do Estado de São Paulo

A distribuição de gás natural encanado no estado de São Paulo é regulada por meio de contratos de concessão firmados entre o órgão regulador (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP) e empresas privadas detentoras do monopólio de distribuição, nas determinadas regiões de concessão. O estado de São Paulo foi dividido em três grandes áreas de concessão, nas quais têm-se a atuação das seguintes empresas: Comgás, Naturgy e Gás Brasileiro. Para identificação da abrangência de cada concessionária foram utilizados os contratos de concessão, em que são listados os municípios pertencentes a cada macrorregião de distribuição (Anexos I, II e III).

#### 3.2. Identificação e análise do Potencial de Produção de Biogás e Biometano por Região

A identificação e análise da produção teórica de biogás e biometano, em cada área de concessão de gás natural no estado de São Paulo, foram realizadas considerando os potenciais calculados e disponibilizados pelo Grupo de Bioenergia do Instituto de Energia e Meio Ambiente da USP, cujos valores, mapas interativos e metodologias se encontram disponíveis em: <https://www.rcgi.poli.usp.br/pt-br/rcgi-lanca-mapas-interativos-com-o-potencial-de-geracao-de-energia-por-biogas-em-sp/>.

Para definição dos potenciais produtivos, utilizou-se como base os dados gerados por município, devido ao fato de serem estas as únicas informações disponíveis. Portanto, o recorte geográfico fez-se necessário para determinação do potencial teórico de produção de biogás e biometano por área de concessão de gás natural no estado.

Além disso, a análise do potencial teórico por região de concessão, deveu-se a sua variação de acordo com as atividades desenvolvidas nas três macrorregiões de concessão do estado de São Paulo. Esta oscilação ocorre, principalmente, devido à frequência (ou ausência) das principais fontes produtoras citadas anteriormente, tais como usinadas sucroalcooleiras, aterros sanitários, estações de tratamentos de esgoto e até mesmo, criadouros de animais. Outro aspecto preponderante para o potencial teórico é a capacidade produtiva destas fontes, geralmente, relacionada ao montante de resíduos gerados/tratados e ao porte das atividades desenvolvidas.

Portanto, com o intuito de identificar as oportunidades para o mercado de distribuição do biometano, este estudo contou com a análise quantitativa das áreas com principais potenciais de geração deste gás. Esta análise teve como embasamento o levantamento bibliográfico o material científico disponível na literatura, tais como mapas e cálculos de potenciais já pré-estabelecidos.

### 3.3. Identificação e análise da Infraestrutura Existente no Estado de São Paulo: distribuição de gás natural

A identificação da infraestrutura disponível para injeção de biometano na rede de distribuição de gás natural, por área de concessão, foi realizada a partir do levantamento da quantidade total de quilômetros de rede, valores disponibilizados pela ARSESP; conjuntamente, com imagens representativas da expansão e ramificação das malhas de distribuição, disponibilizadas pelas concessionárias.

A avaliação da disponibilidade de infraestrutura instalada na área de estudo possui extrema importância para as proposições do presente trabalho, pois tal levantamento é primordial tanto para determinação das oportunidades e barreiras estruturais para viabilização técnica do projeto, no cenário atual, quanto para identificação dos principais pontos de melhoria para ampliação da distribuição de biometano em cenários futuros.

Segundo Wilken et al (2017) para a viabilização da injeção do biometano na rede de distribuição de gás natural, geralmente, são necessárias alterações e expansões na infraestrutura, permitindo que a rede chegue as fontes produtoras. Além disso, também são necessárias alterações de origem regulatória, pois estas redes pertencem a concessionárias detentoras do “monopólio” de distribuição. Logo, cabe ao agente regulador o estabelecimento de condições mínimas necessárias para o acesso do biometano ao grid.

### 3.4. Identificação das principais Barreiras e Entraves para Distribuição de Biometano

Os principais entraves e barreiras para distribuição de biometano foram estimados através da análise dos levantamentos gerados nos itens anteriores. A metodologia procedeu de acordo com os seguintes pontos de apoio:

- I. Correlação entre áreas de alto potencial teórico de produção de biometano e a infraestrutura instalada, visando identificar as barreiras para implantação a curto prazo;
- II. Detecção de zonas carentes de infraestrutura na área de estudo, com intuito de verificar pontos de melhoria e a principais barreiras para o desenvolvimento da base estrutural necessária, a médio e longo prazo;
- III. Análise de questões normativas e regulatórias, além de custos financeiros para o *upgrading*;

Nos itens I e II foram relacionados os dados resultantes da análise dos mapas de potenciais teóricos de produção de biometano, a quantidade total e a ramificação da rede de distribuição por concessionária, afim de se identificar as principais barreiras resultantes da ausência estrutural em áreas com alto potencial produtivo. No item III foram analisados requisitos regulatórios, normas de qualidade do biometano e os custos associados para purificação e injeção do biometano na rede de distribuição.

### 3.5. Soluções Alternativas para Distribuição do Biometano

Após a contextualização do cenário potencial-produtivo atual e a identificação das principais barreiras para efetivação da distribuição de biometano, iniciou-se a análise de um caso real de implantação desta atividade: o projeto desenvolvido pelo Grupo Cocal, cujo escopo é a operacionalização da injeção de biometano na rede pertencente a área de concessão da Gás Brasileiro. Com o intuito de viabilizar tecnicamente o projeto, a principal solução adotada pelo grupo foi a construção de redes dedicadas de distribuição, interligando produtores a consumidores desse gás renovável.

Apesar da escala reduzida e da operação assistida a primeiro momento, o estudo do “caso Cocal” permitiu o levantamento de diversos fatores preponderantes para o entendimento dos caminhos possíveis para efetivação da inserção e distribuição de biometano pelas redes das concessionárias de gás natural encanado.

### 3.6. Análise dos Principais Benefícios Ambientais Associados

Além dos benefícios comerciais e estratégicos, a concretização da temática aqui proposta possui também enorme capacidade de resultar em benefícios ambientais que poderiam impactar a sociedade como um todo, devido: a redução dos níveis de gases de efeito estufa emitidos na atmosfera, em virtude da reutilização do metano; a substituição de fontes fósseis por uma fonte renovável de energia; aumento do saneamento de resíduos sólidos, reduzindo o impacto na qualidade do solo, ar e dos recursos hídricos, mas também, diminuindo riscos associados a transmissão de doenças provocadas pela falta de saneamento básico de rejeitos.

Neste estudo, para efeitos de identificar benefícios ambientais foi definido a descarbonização da matriz energética do estado como parâmetro principal.

Observa-se que os demais benefícios como aqueles relacionados com disposição adequada de resíduos são tão importantes quanto a descarbonização da matriz energética. Entretanto, a escolha toma como base a possibilidade de quantificar e qualificar alguns dos benefícios ambientais relacionados a distribuição de biometano por meio da metodologia de cálculo de créditos de descarbonização por biocombustíveis (CBIO).

Os créditos de descarbonização (CBIOs) são ativos negociáveis na bolsa de valores que são emitidos de acordo com mitigação de GEE emitidos por empreendimentos (STILPEN; STILPEN; MARIANI, 2018). O cálculo de CBIO pode ser realizado de acordo com a seguinte equação:

$$V_{biometano} = Q_{CBIO}(IC_{médio} - IC_{biometano}) \times FC \times 10^{-6} \quad \text{Eq. 1}$$

Em que:

$V_{biometano}$ : Volume de biometano ( $m^3$ );

$Q_{CBIO}$ : Quantidade de CBIO;

$IC_{médio}$ : Intensidade de Carbono GN ( $gCO_2eq/MJ$ );

$IC_{biometano}$ : Intensidade de Carbono do biometano ( $gCO_2eq/MJ$ );

$FC$ : Fator de conversão entre MJ e  $m^3$  de biometano ( $35,55 MJ/m^3$ );

A metodologia aplicada consistiu na quantificação dos créditos de descarbonização (CBIOs) através do estudo de dois grandes cenários, considerando os percentuais a serem impostos caso o projeto de lei complementar à Política Paulista de Biogás (Decreto



58.659/2012) seja aprovado e correlacionando com as metas estabelecidas pelo Acordo de Paris. Os cenários estudados estão descritos a seguir:

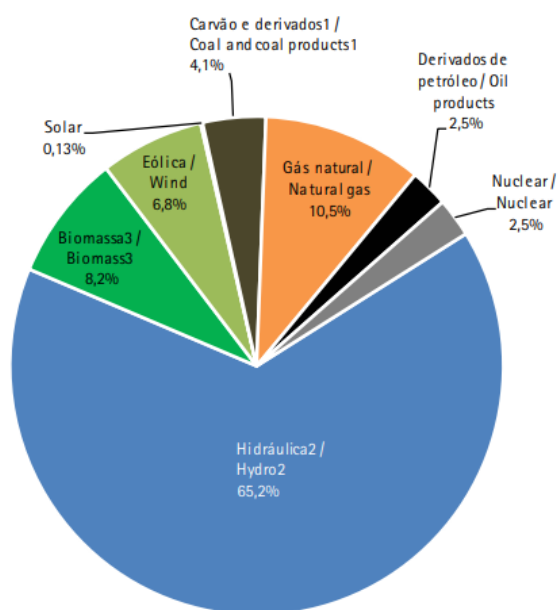
- Cenário 1: considerou-se a injeção de biometano em 0,5% do volume total distribuído pela Comgás, 1% do volume distribuído pela Naturgy e 1% da distribuição da Gás Brasileiro; os resultados foram relacionados com as metas propostas para o Brasil no Acordo de Paris.
- Cenário 2: considerou-se a injeção de biometano em 1% do volume total distribuído pela Comgás, 2% do volume distribuído pela Naturgy e 2% da distribuição da Gás Brasileiro; os resultados foram relacionados com as metas propostas para o Brasil no Acordo de Paris.

## 4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 4.1. Matriz Energética Brasileira

A disponibilidade e diversidade de recursos base para produção de energia renovável impactam diretamente na configuração da matriz energética dos países. E isto se confirma na publicação dos resultados do Balanço Energético Nacional (EPE): a matriz elétrica brasileira tem origem em fontes predominantemente renováveis, sendo a maior parte consequente da produção de energia por meio de hidrelétricas (65,2%), devido à enorme disponibilidade de recursos hídricos no país. Além do mais, quando consideradas tanto a produção local quanto as importações, a parcela referente aos renováveis atinge aos 80,4% da oferta interna de eletricidade, demonstrando a grande potência das energias renováveis no cenário brasileiro de geração de eletricidade. Quando analisada a capacidade instalada, o cenário praticamente se repete: as hidrelétricas são as principais estruturas geradoras de eletricidade no país, sendo responsáveis por 63,8% de todo o potencial instalado, além de contribuírem por quase metade da expansão da capacidade instalada entre os anos de 2016 e 2017. Neste mesmo contexto, outros renováveis têm ganhado destaque: a energia solar cresceu de 24 MW para 935 MW em potência instalada, assim como a energia eólica, que apresentou o aumento de 26,5% em relação ao ano anterior (EPE, 2018). As Figuras 1 e 2 ilustram o cenário descrito acima.

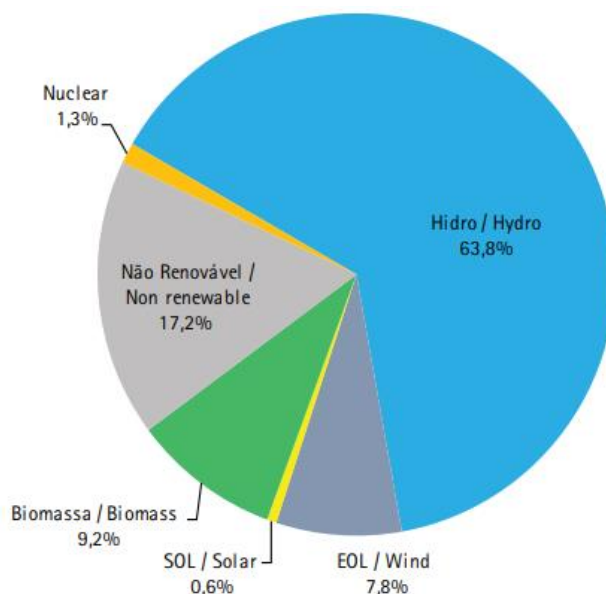
**Figura 1** - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte



Fonte: Balanço Energético Nacional 2018 (ano base 2017).

Dentre os recursos energéticos não renováveis, o gás natural é o principal energético em volume disponível para geração elétrica. As principais aplicações identificadas, em quantidade destinada deste recurso, foram a própria geração de eletricidade, a geração térmica e a aplicação industrial. Sendo que, entre os anos de 2016 e 2017, houve aumento de 15,3% da utilização deste recurso geração de eletricidade e térmica. Além disso, a capacidade instalada para geração de energia elétrica é de 12.980 MW, grandeza muito superior quando comparada ao biogás, que possui apenas 135 MW de capacidade instalada (EPE, 2018). No entanto, vale ressaltar que o aumento da demanda do gás natural reflete diretamente na possibilidade de abertura de mercado para o biometano, dada a intercambialidade e a possibilidade de substituição do gás natural por biometano. Possibilitando assim, aumentar ainda mais a contribuição de renováveis na matriz energética brasileira.

**Figura 2** - Participação das fontes na capacidade instalada

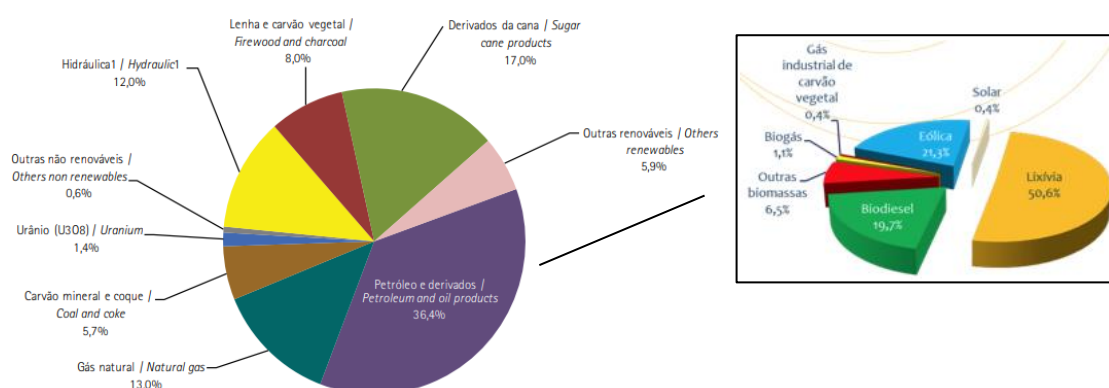


Fonte: Balanço Energético Nacional 2018 (ano base 2017).

Entretanto, a oferta interna de recursos energéticos difere bastante. O potencial hídrico representa apenas 12% do total, enquanto, fontes derivadas do petróleo ocupam a maior parte da matriz energética: atingindo 36,4% da oferta disponível no mercado interno. Neste contexto, a matriz brasileira se apresenta “pouco renovável”, pois apenas 34,6% da origem ofertada é de fato renovável, parcela bastante inferior a soma de todos os não-renováveis (65,1%). Outro

destaque importante no balanço energético nacional é o alto montante disponível de derivados da cana-de-açúcar (EPE, 2018). Estes recursos são resultado direto da produção de etanol combustível e dos subprodutos associados, tais como a torta de filtro, o bagaço e palha da cana, os quais podem ser queimados diretamente para geração de calor e energia elétrica ou tratados biologicamente resultando o biogás.

**Figura 3 - Oferta Interna de Energia para diferentes aplicações**



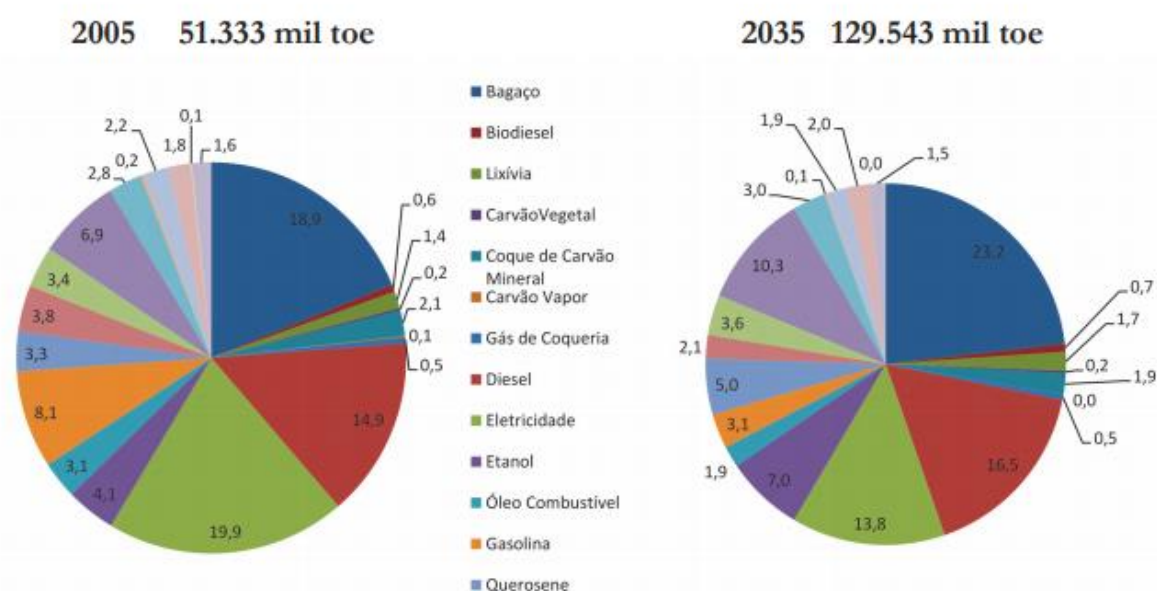
Fonte: Balanço Energético Nacional 2018 (ano base 2017).

## 4.2 Matriz energética do Estado de São Paulo

O estado de São Paulo é considerado o estado mais rico em todo território brasileiro. Em 2018, o PIB do estado ultrapassou mais de 2 trilhões de reais, dos quais cerca de 1,31% teve origem no setor agropecuário. Além disso, os resultados referentes ao primeiro semestre deste ano demonstram uma contribuição ainda maior: cerca de 1,72% do PIB teve origem em atividades agropecuárias (SEADE, 2019). Segundo Plano Paulista de Energia (PPE) lançado pelo Governo do Estado de São Paulo (2012), apesar do estado possuir matriz energética predominantemente limpa, há interesse público no crescimento destas fontes alternativas de energia até que 70% de toda matriz seja composta por fontes limpas, para tanto, conta-se com o incentivo ao uso da biomassa e o fomento a cogeração e a autoprodução como iniciativas para atingir este resultado. Por meio da análise histórica, entre os anos de 1980 e 2010, a participação da biomassa no perfil energético paulista saltou de 13% para 27%, sendo o bagaço da cana-de-açúcar os maiores contribuintes deste crescimento. Em relação aos próximos anos, o Plano Paulista (2012) tem projetado que haverá o aumento de 2.565 MW médio para 17.232 MW

médio de toda a eletricidade ofertada no estado e que tenha como origem os resíduos do setor sucroalcooleiro segundo dados divulgados em 2010 e a projeção realizada para 2035. Ou seja, espera-se que a oferta futura seja quase 7 vezes superior à atual. Do mesmo modo, este cenário deve se repetir para outros renováveis: tem-se projetado que ocorra o aumento em mais de 253% na oferta de eletricidade com origem no gás de aterro. Segundo a projeção do Governo do Estado de São Paulo (2012), espera-se que em 2035 o bagaço da cana supere todos as outras fontes e possua a maior demanda energética do estado. Assim como, espera-se que ocorra a diminuição da participação das fontes gasolina e eletricidade. A **Figura 4** mostra a demanda de energia por fonte no estado de São Paulo.

**Figura 4** – Demanda de Energia por Fonte no estado de São Paulo



Fonte: Plano Paulista de Energia (2012).

Matriz Energética Paulista (2011).

Segundo o (IBGE, 2017), a produção de cana-de-açúcar tem superado aos 450 milhões de toneladas ao ano no estado de São Paulo. No entanto, segundo o Governo do Estado de São Paulo (2012) cerca de 50% da safra é destinada para produção de açúcar e, a fim de atender a demanda por etanol, espera-se o aumento do direcionamento da produção agrícola para geração deste biocombustível. De forma que na safra 2020/21 cerca de 60% da cana-de-açúcar coletada seja convertida em etanol.

A região Sudeste é umas das maiores produtoras de cana-de-açúcar do país, assim como o Nordeste e o Centro-Oeste. Logo a geração de eletricidade a partir dos resíduos do setor

sucroalcooleiro é uma alternativa que tem se demonstrado técnica e ambientalmente viável, devido à grande quantidade de bagaço de cana gerado todos os dias. O processo aplicado para produzir energia consiste na cogeração que além de produzir eletricidade pode gerar também calor de processo (Governo do Estado de São Paulo, 2012), tal como a térmica. Segundo dados divulgados pela Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, uma tonelada de cana-de-açúcar tem capacidade de produzir 276 kg de bagaço, dos quais cerca de 88% pode ser energeticamente aproveitado. Desta forma a produção elétrica média no estado, por tonelada de cana-de-açúcar, já alcança os 48 kWh, dos quais 21 kWh são destinados ao consumo interno médio e o restante é comercializado. Segundo divulgado no Plano Paulista de Energia 2020 pelo Governo do Estado de São Paulo (2012), no ano de 2010 a produção de energia elétrica a partir da biomassa da cana-de-açúcar no estado foi de 10.692 GWh dos 18.502 GWh produzidos em todo o Brasil. Além disso, menos da metade do que foi produzido em São Paulo foi destinado para consumo interno, sendo a maior parte destinada ao sistema elétrico nacional (SIN). Portanto, a participação da biomassa na matriz elétrica do estado tem demonstrado o real potencial existente associado reaproveitamento do bagaço da cana, além do mais, espera-se otimização da produção e do mercado para este renovável nos próximos anos. Através da melhoria da infraestrutura já existente, do aumento do aproveitamento da palha e do biogás.

Em relação ao biodiesel, a região sudeste é a terceira maior produtora do país, contando com 8 usinas e capacidade instalada de produção de 990 mil metros cúbicos por ano (MME, 2017a). Segundo divulgado pela Agência Nacional do Petróleo (2019), a produção anual de biodiesel B100 no Estado de São Paulo, em 2018, superou 1,4 milhões de barris, no entanto, ainda bastante inferior a produção de outros estados tais como Rio Grande do Sul, Mato Grosso e Bahia. Segundo divulgado no PPE pelo Governo do Estado de São Paulo (2012), apesar de possuir capacidade de produção que supra a sua demanda interna, o estado de São Paulo ainda necessita importar biodiesel. Todavia, o Plano Paulista de Energia prevê oportunidades para ampliar a produção deste biocombustível, tais como programas para a recuperação do óleo de cozinha; desenvolvimento do plantio de culturas como amendoim, girassol; rotação de culturas entre oleaginosas e a cana-de-açúcar, entre outros.

Quanto ao biogás existem três importantes fontes para produção no estado de São Paulo: a vinhaça, os aterros sanitários e os sistemas de tratamento de efluentes. O biogás proveniente da vinhaça geralmente é produzido por meio do tratamento em reatores de fluxo ascendente, onde há a biodigestão da matéria orgânica, tendo como resultado um efluente com menor carga orgânica que pode ser lançado na natureza com menores riscos de comprometimento dos cursos d'água e do lençol freático. Um metro cúbico de vinhaça pode gerar 0,015 MWh (Governo do

Estado de São Paulo, 2012). Em relação aos aterros, a produção do gás é resultante da decomposição natural da matéria orgânica e a cada uma tonelada de resíduos sólidos urbanos degradados pode-se ter a geração de cerca de 0,1 a 0,2 MWh de energia. Ainda, em relação ao tratamento de efluentes, estudos da Universidade de São Paulo, em conjunto com a Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo, demonstram que a capacidade de geração de biogás por meio do esgoto tratado na Região Metropolitana de São Paulo tem potencial de geração de 204 MW (Governo do Estado de São Paulo, 2012). Ademais, dentre as fontes produtoras de biogás, o setor sucroalcooleiro possui o maior potencial de produção, dada a grandeza da geração da vinhaça, que atinge volumes na ordem de centenas de milhões de metros cúbicos ao ano. Todavia, o setor agrícola se concentra na parcela Noroeste do estado, o que pode dificultar a distribuição, o uso e diversificação das aplicações do biometano, dada a baixa concentração de infraestrutura de distribuição nesta parcela do estado.

No entanto, a injeção de biometano na rede de distribuição de gás encanado pode resultar em diversos benefícios ambientais, assim como, no aumento da parcela de contribuição de renováveis. Devido a sua capacidade de substituição do gás natural, a utilização do biogás pode contribuir significante para a descarbonização da matriz energética do estado de São Paulo. Uma das principais ferramentas para averiguação desta proposição são os créditos de descarbonização por biocombustíveis (CBIOs). Segundo a Lei nº 13.576/2017 os créditos de descarbonização são “instrumentos registrados sob forma escritural, para fins de comprovação da meta individual do distribuidor de combustíveis”, emitidos de acordo com o volume de biocombustível comercializado. Logo, os CBIOs podem ser considerados importante ferramenta quantitativa para verificação dos benefícios ambientais associadas a redução de emissões de gases de efeitos estufa (GEE) para a atmosfera, devido a adoção de biocombustíveis em detrimento das fontes fósseis.

## 4.2. Biogás

Segundo a Resolução ANP Nº 8 de 30 de janeiro de 2015, o biogás pode ser definido como “gás bruto obtido da decomposição biológica de produtos ou resíduos orgânicos”. Além do mais, a sua aplicação como combustível depende da transformação química da energia nele armazenada (DAE, 2018). Este biocombustível é composto por diversos componentes gasosos: metano ( $\text{CH}_4$ ), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), hidrogênio ( $\text{H}_2$ ), nitrogênio ( $\text{N}_2$ ), oxigênio ( $\text{O}_2$ ), sulfureto de hidrogênio ( $\text{H}_2\text{S}$ ), amônio ( $\text{NH}_3$ ), monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) e água ( $\text{H}_2\text{O}$ ). No

entanto, os principais compostos constituintes do biogás são o metano (50 a 75%) e o gás carbônico (25 a 40%). Em condições naturais, este gás é caracterizado como incolor, não tóxico, de baixa densidade e corrosivo, devido à presença de gás sulfídrico em sua composição. O poder calorífico do biogás está intrinsicamente ligado a presença do metano que quando presente em 60% do volume contribui para o PCI (poder calorífico específico) de 5.500 kcal/m<sup>3</sup>. Além do mais, apesar de comumente ser realizado a queima do metano, a sua emissão direta na atmosfera poderia provocar o potencial de efeito estufa cerca de trinta vezes superior ao gás carbônico (PROSAB, 2003).

#### 4.2.1. Degradação Anaeróbia e Produção de Biogás

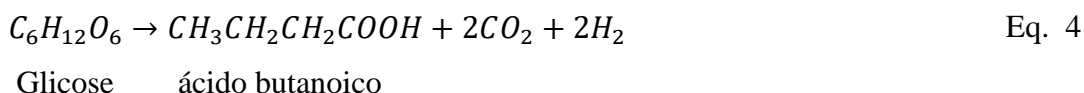
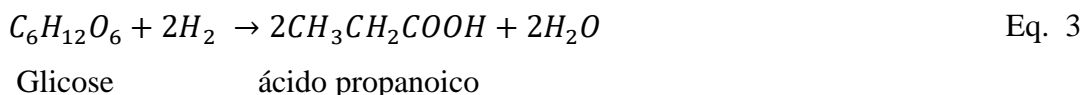
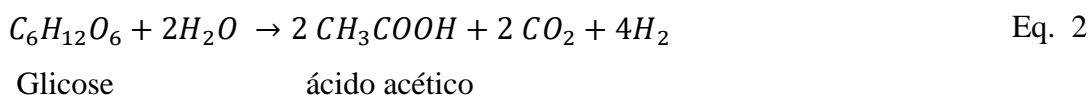
O mecanismo de digestão anaeróbia é conduzido, quase exclusivamente, por consórcios bacterianos que atuam simbioticamente na degradação da matéria orgânica até que se tenha como produto final gás carbônico e metano. Segundo Mosey (1983), se trata de um processo biológico natural e a sua utilização em processos de tratamento de efluentes depende basicamente da sofisticação do controle microbiológico, dada a capacidade das bactérias de controle do pH e do potencial redox do meio. A digestão anaeróbia (figura 5) depende de quatro grupos principais de bactérias: acidogênicas, acetogênicas, metanogênicas hidrogenotróficas, metanogênicas acetoclásticas. O primeiro grupo é responsável pela produção de ácidos de cadeia curta tais como: acético, propanoico e butanoico, além da formação de hidrogênio. A produção de ácido propanoico contribui para a remoção de parte do hidrogênio presente no meio, o que promove a manutenção do pH e o controle do potencial redox. No entanto, a sua presença em excesso pode gerar a falência dos sistemas anaeróbios. O segundo grupo, composto pelas bactérias acetogênicas, utiliza como substrato os ácidos propanoico e butanoico, formados anteriormente na etapa de acidogênese, e geram como produto final o ácido acético. A formação do ácido acético é de extrema importância para processo de digestão como um todo, pois se trata do principal substrato utilizado pelas arqueias metanogênicas acetoclásticas, que são responsáveis pela maior parte do metano produzido. Por fim, as bactérias metanogênicas hidrogenotróficas utilizam como substrato o hidrogênio e o gás carbônico residual, presentes no meio, e também produzem metano. Estas bactérias têm papel fundamental na remoção de quase todo o hidrogênio presente no meio, no entanto, os traços restantes possuem a capacidade de regular a taxa total de ácidos produzidos, assim como, a quantidade de ácido propanoico e butanoico que são transformados novamente em acético.

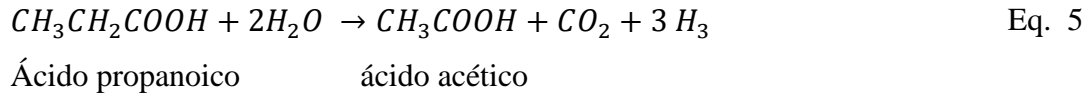


Na etapa de hidrólise, que antecede a acidogênese, ocorre a degradação de proteínas em aminoácidos, os carboidratos são transformados em sacarídeos e os lipídios convertidos em ácidos graxos de cadeia longa e glicerina. Esta etapa possui grande importância no processo degradativo, pois a conversão da matéria orgânica complexa em frações menores é fator limitante para início do processo metanogênico. Na acidogênese tem-se a presença de bactérias facultativas, as quais possuem a capacidade de metabolizar a matéria orgânica por via oxidativa, além de contribuir para a remoção do oxigênio residual que pode interferir na atividade metanogênica devido a toxicidade deste composto às bactérias produtoras de metano. Na acetogênese, grande parte da matéria é transformada em ácido acético (cerca de 70%) enquanto o restante é convertido em hidrogênio (PROSAB, 1999).

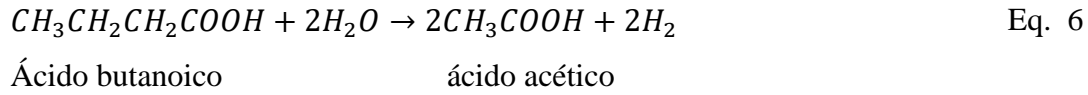
Analizando o processo de degradação anaeróbia como um todo, o sistema possui baixa resiliência a alterações operacionais abruptas, tais como variações na temperatura ou no pH. A principal resposta é a inibição da atividade metanogênica que, consequentemente, interfere no acúmulo dos ácidos de cadeia curta (gerados na acidogênese), na diminuição do pH e alcalinidade do meio, além de variações na produção do biogás, que passa a ter maior quantidade de  $CO_2$  e  $H_2$  em sua composição. Do mesmo modo, mudanças prolongadas na composição dos afluentes podem afetar o equilíbrio entre os grupos bacterianos, devido a mudanças na disponibilidade de carbono. Em casos de desequilíbrio das proporções bacterianas o sistema tende a buscar um novo estado estacionário (LEITÃO et al., 2006), o que pode intervir na produção e na qualidade do biogás produzido.

Portanto, pode-se dizer que o mecanismo de degradação anaeróbia funciona em um ciclo em que as etapas são interdependentes. As quais podem ser descritas de acordo com as seguintes equações:





Eq. 5



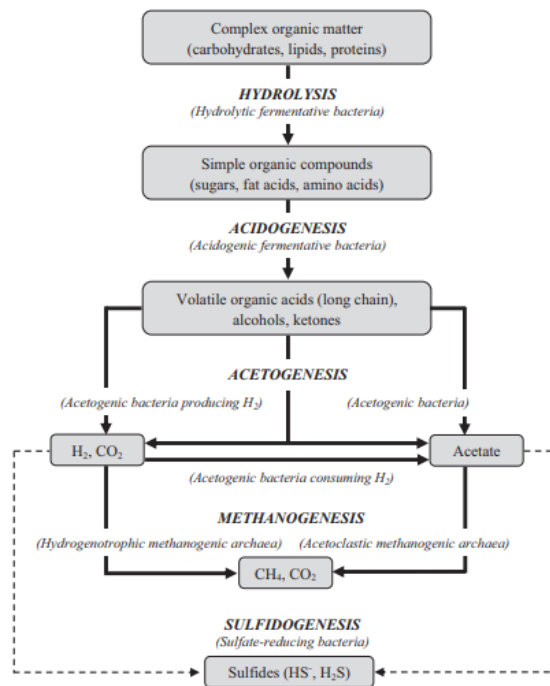
Eq. 6



Eq. 7



Eq. 8

**Figura 5** - Mecanismo de digestão anaeróbia

Fonte: (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015).

#### 4.3. Usos e Aplicações do Biogás

O biogás é um combustível versátil, de caráter renovável que pode ser utilizado em diversas aplicações, devido ao seu alto poder calorífico. Seus usos variam desde a produção térmica e elétrica, como o uso veicular e a injeção na rede de distribuição de gás natural quando purificado, tornando-se biometano (DAE, 2018). Entretanto, quando in natura, ou seja, sem passar por nenhum processo de limpeza e purificação, a composição química deste biocombustível restringe o seu uso devido à presença de componentes como ácido sulfídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), gás carbônico ( $\text{CO}_2$ ) e vapor de água os quais podem inviabilizar a sua utilização para algumas aplicações. O ácido sulfídrico é altamente corrosivo aos materiais comumente utilizados nos equipamentos para geração elétrica, assim como o vapor de água que pode acelerar a corrosão (formação de ácidos) ou obstruir tubulações devido a condensação, enquanto que a presença do gás carbônico é responsável pela redução do poder calorífico. Todavia, o biogás pode ser amplamente empregado na geração distribuída, principalmente em processos de cogeração, devido as oportunidades associadas a produção de energia elétrica e térmica in loco, além da possibilidade de injeção na rede de distribuição da eletricidade excedente ou da comercialização no mercado livre (COELHO et al., 2018).

As principais tecnologias utilizadas para o aproveitamento energético do biogás visando a geração de energia elétrica são os motores, tais como o motor de ciclo otto e em microturbinas, mas também pode-se empregar este biocombustível para queima direta em caldeiras e fornos. Normalmente, os equipamentos devem ser adaptados e dimensionados para utilização do biogás, pois o adequado funcionamento depende das características específicas do gás a ser utilizado. Quanto maior a fração de metano presente na composição do biogás, menor é o seu consumo no gerador, ou seja, a concentração de metano está diretamente relacionada com a eficiência do sistema. Em relação a utilização do biogás em microturbinas, é necessária a retirada de componentes como a umidade, o ácido sulfídrico e, em biogás de aterro sanitário e estações de tratamento de esgoto, siloxanos também. As vantagens desta aplicação em relação a motores otto são, a compactidade do sistema, a menor emissão de poluentes atmosféricos e geração de ruídos. Outra opção para o aproveitamento energético do biogás são os sistemas de ciclo a vapor, onde se produz energia a partir da combustão direta para geração de vapor em caldeira. Este é capaz de produzir energia mecânica, responsável pelo acionamento do gerador e, conseqüentemente, pela geração elétrica. Assim como nos motores, as caldeiras também devem passar por adaptações para operar com o biogás (COELHO et al., 2018). Segundo Da Silva et al. (2004) outra possibilidade de aplicação do biogás seria a utilização como fonte para o aquecimento de água, comumente usada para assepsia em instalações rurais. O sistema de

aquecimento estudado pelo autor possuía eficiência térmica média satisfatória, em torno de 68%, e tinha como principais benefícios a fácil instalação, operação e a capacidade de aproveitamento energético do biogás “in natura”, sem necessidade de purificações ou pré-tratamentos.

Vale ressaltar que quando realizada a remoção das impurezas do biogás a diversidade de aplicações disponíveis para este biocombustível é ainda maior, pois ele passa a ser composto basicamente por metano. Estes usos e aplicações serão descritos nos tópicos a seguir.

#### 4.4. Produção de Biometano

Derivado do enriquecimento ou purificação do biogás, o biometano é uma fonte energética renovável, rica em metano, que possui alta intercambialidade com o gás natural, devido à similaridade das características físico-químicas entre ambos combustíveis. O processo de purificação do biogás consiste na retirada de compostos como o gás carbônico ( $\text{CO}_2$ ) e o ácido sulfídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), além de siloxanos, umidade e outros contaminantes. O biometano possui maior poder calorífico que o gás não purificado e a remoção da fração volumétrica correspondente aos gases inertes, torna-o economicamente mais vantajoso. Mas também, a principal vantagem talvez seja a similaridade com o gás natural, o que amplia ainda mais a possibilidade de usos e aplicações, fato que justifica o investimento na purificação (COELHO et al., 2018, DAE, 2018).

A presença e concentração de impurezas no biogás dependem primordialmente do substrato e da tecnologia utilizada para sua produção. E quando pretende-se injetá-lo na rede de distribuição de gás natural ou aplicá-lo como combustível automotivo é necessário o pré-tratamento e transformação em biometano. Para remoção de cada contaminante existem processos adequados de tratamento: o ácido sulfídrico pode ser removido por meio do processo biológico de dessulfurização, em que o ácido é convertido em enxofre elementar por meio da reação de bactérias (na presença de oxigênio), mas também, podem ser empregados processos químicos tais como a adição de hidróxido de ferro ou sais de ferro no biodigestor, ou ainda, por meio da oxidação catalítica e adsorção em carvão ativado; os métodos para a remoção da umidade variam desde processos de secagem por condensação ou por adsorção (transferência para superfícies sólidas), até a redução relativa da umidade por meio do aumento da pressão; enquanto as técnicas para separação do gás carbônico são diversas, dentre elas têm-se a separação por membranas, métodos de absorção (transferência para fluídos) tais como lavagem com água, lavagem química e física, mas também, podem-se empregar técnicas como a adsorção por oscilação de pressão (Pressure swing adsorption – PSA), ou ainda, o tratamento

criogênico (WILKEN et al., 2017). A composição típica do biometano está descrita na **tabela 1**, a seguir.

**Tabela 1** - Composição química típica biometano

<b>Parâmetro</b>	<b>Biometano</b>
CH <sub>4</sub> (% mol)	90 – 95
CO <sub>2</sub> (% mol)	4
H <sub>2</sub> (% mol)	0 – 0,06
N <sub>2</sub> (% mol)	<3
H <sub>2</sub> S (ppmv)	<20
NH <sub>3</sub> (ppmv)	<20
H <sub>2</sub> O (% mol)	0

Fonte: (COELHO et al., 2018)

#### 4.4.1. Usos e Aplicações do Biometano

O biometano possui inúmeras possibilidades de aplicação, desde a produção de energia térmica e elétrica, similarmente ao biogás, até a injeção na rede de distribuição, utilização como combustível veicular e como fonte energética em células combustível, ou ainda, na produção de hidrogênio. A abertura do campo de possibilidades de aplicações se deve a capacidade de substituição do gás natural em todos os seus usos. Contanto que sejam removidas, não apenas as impurezas já mencionadas anteriormente, mas também compostos de sílica e amônia, de forma a evitar e prevenir a danificação dos equipamentos comumente utilizados para o transporte e aproveitamento energético deste combustível (COELHO et al., 2018).

O biometano possui enorme potencial de aplicação no setor de transportes, devido às suas características de combustão, bastante similares ao gás natural, que permitem a utilização deste biocombustível em qualquer tipo de motor que opere a gás natural, tais como carros, navios, trens e veículos pesados. Além do mais, a pegada de carbono é muito inferior quando comparada a resultante do seu substituinte não renovável (WILKEN et al., 2017). Outra possibilidade de aplicação do biometano é a injeção na rede de distribuição de gás natural. Para tanto, a composição química deste gás deve ser compatível com o previsto em norma e estabelecido pelas Resoluções N° 8 de 30 de janeiro de 2015, que estabelece parâmetros de qualidade para biometano proveniente de resíduos do setor agrossilvopastoril e 658 de 29 de

junho de 2017 que estabelece parâmetros de qualidade para biometano produzidos em aterros sanitário e estações de tratamento de esgoto, ambas da ANP.

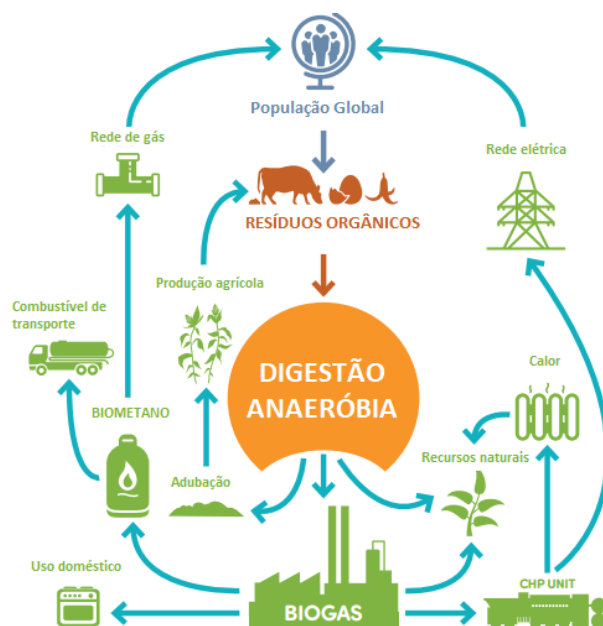
Segundo Wilken et al (2017) manter os padrões de qualidade do biometano a ser inserido na rede de distribuição é de extrema importância uma vez que o faturamento adequado do consumo de gás é medido por condições operacionais (vazão consumida) e convertido em condições de padrões de qualidade (fator de correção) para que se realize a cobrança correta.

Enquanto o aproveitamento energético em células combustível ocorre por meio da transformação da energia química disponível em eletricidade. Esta transformação é realizada com o auxílio de um sistema que apresenta funcionamento análogo a baterias eletroquímicas: o biometano é utilizado como fonte de energia química, para conversão elétrica contínua, e o oxidante encontra-se armazenado fora do compartimento onde ocorrem as reações. As principais vantagens do uso deste sistema são as baixas emissões atmosféricas associadas, a alta eficiência operacional, a capacidade de expansão da potência, por se tratar de um equipamento modular, além da diminuição das perdas na transmissão de energia (FUKUROZAKI, 2006).

Por fim, tem-se a produção de hidrogênio a partir de reações de reforma do metano. Existem inúmeros tipos de reforma, tais como a vapor, a oxidação parcial do metano e a autotérmica. A produção de hidrogênio ocorre por meio de duas etapas: na primeira, as reações acontecem em temperaturas muito altas (acima de 700°C), necessitando de catalisadores e formando como produto o gás de síntese, o qual contém quantias significativas de CO; na segunda etapa, o CO é transformado em hidrogênio por meio da reação com água. A aplicação do biometano neste processo se justifica pelo fato do metano ser reconhecidamente uma fonte excelente para geração de hidrogênio, pois a proporção entre os átomos de hidrogênio e de carbono é quatro para um. Ao fim do processo, o hidrogênio produzido pode ser ainda utilizado em outras aplicações, como em células combustíveis ou outros fins industriais (DANTAS, 2007).

A Figura 6 apresenta de forma esquemática a produção de biogás e biometano e seus usos finais.

**Figura 6** – Ciclo da digestão anaeróbia, principais produtos e suas aplicações



Fonte: Adaptado (JAIN et al., 2019).

## 5. Mercado do Biogás e Biometano no Brasil, União Europeia e Estados Unidos

Frente a outras nações, tais como os Estados Unidos e a União Europeia, o Brasil detém o maior potencial teórico de produção de biogás e biometano. A sua capacidade produtiva teórica é de 52 bilhões<sup>4</sup> de metros cúbicos, sendo a maior parte proveniente do setor sucroalcooleiro (COELHO et al., 2018). O elevado potencial teórico do setor sucroenergético está intrinsicamente ligado ao montante agrícola produzido todos os anos e a elevada proporção de resíduos resultantes desta produção.

A produção elétrica é umas das principais aplicações em relação ao volume de biogás utilizado. No entanto, o atual potencial instalado ainda é bastante inferior a capacidade teórica produtiva. Segundo Balanço Energético Nacional de 2017 publicado pelo EPE (2018), o potencial elétrico instalado no território brasileiro é de 135 MW. Além disso, segundo Coelho et al (2018) atualmente o Brasil possui apenas 128 plantas para produção de biogás e a maior parte do potencial está instalado em aterros sanitários. Dados ainda muito incipientes quando comparados com a capacidade produtiva que pode ser atingida. A capacidade teórica para produção elétrica no Brasil, por meio do biogás, é de 14 GW médios. O processo de comercialização por leilões pode ser uma das principais justificativas para falta de expressividade do biogás no mercado elétrico, pois a livre concorrência entre diversas fontes pode desfavorecer a compra da energia (MWh) com origem neste biocombustível, dado os custos atrelados a produção (COELHO et al, 2018).

Por outro lado, diversos países têm caminhado para consolidação do biogás em sua matriz energética. A União Europeia é reconhecidamente uma das maiores produtoras a nível mundial: sendo responsável por cerca de 60% do total produzido no mundo, contando com o suporte de 17.783 plantas e 10,5 GW de potência instalada. Dentre os países pertencentes a UE, a Alemanha tem se destacado como líder na geração deste biocombustível, contando com 10.971 plantas instaladas, seguida da Itália, França, Suíça e Reino Unido. As principais fontes para obtenção deste gás são os biodigestores, as estações de tratamento de esgoto e os aterros sanitários. No entanto, investimentos recentes apontam para o acréscimo da biodigestão nos próximos anos e declínio da produção em aterros. O principal uso em países como a Alemanha, França e Reino Unido se trata da injeção do biometano nas redes de distribuição de gás encanado, enquanto, a Noruega e Suécia têm investido no uso veicular. Ademais, outros

---

<sup>4</sup> Observa-se que em relação as informações de potenciais de produção de biogás no Brasil e estado de São Paulo pode ser encontrado vários valores. Esta variabilidade de valores reside no fato das diferentes metodologias utilizadas.



continentes têm avançado neste mercado: na América do Norte, os Estados Unidos, já possui 2.221 plantas de produção de biogás e a capacidade instalada de 977MW, sendo a geração elétrica e térmica os seus principais usos finais, enquanto o Canadá conta com 180 biodigestores e a capacidade instalada de 196MW; na Ásia a China dispõe de 110.448 sistemas de geração de biogás e a Índia detém 300 MW instalados (COELHO et al., 2018, RABONI; URBINI, 2014, JAIN et al., 2019).

Apesar de bastante amplo, o mercado brasileiro de aplicações do biogás e do biometano tem sido ainda pouco explorado. Os principais motivos para a baixa diversificação de usos são a falta de regulamentações específicas, assim como, de incentivos fiscais e infraestrutura instalada; a pulverização da produção de resíduos, o que pode dificultar o desenvolvimento de grandes projetos, além de, exigir infraestrutura ampla que consiga interligar os produtores aos consumidores; ademais, têm-se a de falta de conhecimento dos potenciais produtores. Tais fatores determinam a hegemonia da produção elétrica, visto que exige investimentos relativamente baixos em purificação e infraestrutura. Em contrapartida, os dispêndios financeiros e a baixa ramificação da rede de gás natural restringem a injeção do biometano nas redes de distribuição, assim como, o uso como combustível veicular, pois as regiões com maior potencial de produção são as mais escassas em redes de distribuição (COELHO et al., 2018).

## 6. Custos de Produção e Injeção do Biometano

A produção de biometano envolve investimentos e custos que podem ser divididos em dois grandes grupos: OPEX e CAPEX. O primeiro é composto principalmente por gastos operacionais como serviços, manutenção, dispêndios com energia, mão-de-obra etc. O segundo, engloba custos relacionados a preservação ou aquisição de novos ativos, como investimentos na infraestrutura da planta e/ou na unidade de *upgrading*. No entanto, a escolha da tecnologia utilizada para o beneficiamento do biogás infere diretamente no OPEX total do projeto, pois de acordo com o método de *upgrading* utilizado, tem-se gastos operacionais específicos que variam de acordo com a técnica aplicada (STÜRMER et al., 2016). Logo, cabe ao produtor a escolha da tecnologia mais adequada e que esteja de acordo com as condições do afluente, a qualidade esperada para o produto final e as dimensões da planta de tratamento. Ademais, a principal base comparativa para o custo final da produção do biometano é o preço do próprio gás natural (STÜRMER et al., 2016), dada a capacidade de substituição de um pelo outro, o que desperta a concorrência entre os dois combustíveis.

Os principais fatores a serem considerados, para quantificação dos dispêndios para produção do biometano, são os custos na obtenção do substrato, o tamanho das plantas produtivas, a qualidade do efluente final e os contratos de serviço firmados entre fornecedores e distribuidores. A manipulação do substrato envolve dispêndios operacionais relacionados ao transporte, custos energéticos e de mão-de-obra, consequentemente, aumentando os gastos OPEX. Da mesma forma, qualidade do efluente final possui relação diretamente proporcional aos custos operacionais do beneficiamento do biogás, que são resultantes da técnica de *upgrading* selecionada. Em contrapartida, quando realizada em larga escala, estes custos tendem a ser minimizados. Os valores referentes aos investimentos e dispêndios operacionais para aplicação de cada um destes métodos de *upgrading* estão detalhados nas **Tabelas 2 a 6**. Por fim, o contrato de serviço assinado entre produtor e distribuidor também pode impactar significativamente o custo final do biometano (COELHO et al, 2018, MOHR; SEISLER, 2008), pois garantias referentes a constante disponibilidade e a manutenção da qualidade do produto final seriam definidas de acordo com as cláusulas estabelecidas e acordadas entre ambas as partes, o que pode variar a cada caso e resultar em diferentes preços do produto final.

Enquanto os gastos associados a injeção do biometano giram em torno, principalmente da disponibilidade de infraestrutura já instalada. No caso da ausência, os dispêndios se tornam ainda maiores, pois o custo médio para construção de novas redes é de aproximadamente 150 euros por km. Mas este valor pode ser ainda maior em determinadas condições, como em casos de operação em vias de tráfego intenso (MOHR; SEISLER, 2008). Além dos dispêndios relacionados a construção, também são necessários investimentos para compressão do gás e na implantação de estações de transferência de custódia, com a finalidade de tornar a pressão do gás injetado compatível com as condições nas quais o gás natural circula pela rede de distribuição. A soma total destas despesas resulta em valores bastante significativos que podem ser observados nas tabelas abaixo na coluna de custos em OPEX.

**Tabela 2** – Investimentos e custos para implantação da planta de biogás e custos para produção anual de biometano

Planta de Biogás		Unidade	80 m <sup>3</sup> /h	150 m <sup>3</sup> /h	500 m <sup>3</sup> /h
	Investimento inicial	US\$	1.080.000	1.730.000	4.300.000
	CAPEX	US\$/ano	142.000	227.000	565.000
	Custo do substrato	US\$/ano	237.000	445.000	1.483.000
	OPEX	US\$/ano	131.000	194.000	320.000

	<b>Custos totais</b>	<b>US\$/ano</b>	<b>510.000</b>	<b>866.000</b>	<b>2.368.000</b>
		<b>US\$/m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub></b>	<b>75,89</b>	<b>68,73</b>	<b>56,38</b>

Fonte: Adaptado STÜRMER et al. (2016).

**Tabela 3-** Investimentos e custos de *upgrading* por lavagem de água e injeção na rede de distribuição.

Planta de <i>upgrading</i> por Lavagem de Água	<b>Investimento inicial</b>	Unidade	80 m <sup>3</sup> /h	150 m <sup>3</sup> /h	500 m <sup>3</sup> /h
	Purificação biogás	US\$	1.092.000	1.391.000	2.211.000
	Unidade de compressão	US\$	67.000	91.000	162.000
	Estação de transferência	US\$	97.000	139.000	276.000
	Tubulação de gás	US\$	145.000	145.000	145.000
	Investimento total	US\$	1.401.000	1.766.000	2.794.000
	CAPEX	US\$/ano	184.000	232.000	367.000
	<b>OPEX</b>				
	Purificação biogás	US\$/ano	111.000	168.000	368.000
	Unidade de compressão	US\$/ano	7.000	10.000	19.000
	Estação de transferência	US\$/ano	22.000	40.000	126.000
	Total OPEX	US\$/ano	140.000	218.000	513.000
	<b>Custos totais</b>	<b>US\$/ano</b>	<b>324.000</b>	<b>450.000</b>	<b>880.000</b>
		<b>US\$/m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub></b>	<b>48,21</b>	<b>35,71</b>	<b>20,95</b>

Fonte: Adaptado STÜRMER et al. (2016).

**Tabela 4** - Investimentos e custos de *upgrading* por PSA e injeção na rede de distribuição.

Planta de <i>upgrading</i> por PSA	<b>Investimento inicial</b>	Unidade	80 m <sup>3</sup> /h	150 m <sup>3</sup> /h	500 m <sup>3</sup> /h
	Purificação biogás	US\$	1.049.000	1.424.000	2.557.000
	Unidade de compressão	US\$	67.000	91.000	162.000
	Estação de transferência	US\$	97.000	139.000	276.000
	Tubulação de gás	US\$	145.000	145.000	145.000
	Investimento total	US\$	1.358.000	1.799.000	3.140.000
	CAPEX	US\$/ano	179.000	237.000	413.000
	<b>OPEX</b>				
	Purificação biogás	US\$/ano	92.000	154.000	412.000

	Unidade de compressão	US\$/ano	7.000	10.000	19.000
	Estação de transferência	US\$/ano	22.000	40.000	126.000
	Total OPEX	US\$/ano	121.000	204.000	557.000
	<b>Custos totais</b>	<b>US\$/ano</b>	<b>300.000</b>	<b>441.000</b>	<b>970.000</b>
		<b>US\$/m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub></b>	<b>44,64</b>	<b>35,00</b>	<b>23,10</b>

Fonte: Adaptado STÜRMER et al. (2016).

**Tabela 5** - Investimentos e custos de *upgrading* por Membrana Separadora e injeção na rede de distribuição.

Planta de <i>upgrading</i> por Membrana Separadora	<b>Investimento inicial</b>	Unidade	80 m <sup>3</sup> /h	150 m <sup>3</sup> /h	500 m <sup>3</sup> /h
	Purificação biogás	US\$	797.000	1.171.000	2.450.000
	Unidade de compressão	US\$	67.000	91.000	162.000
	Estação de transferência	US\$	97.000	139.000	276.000
	Tubulação de gás	US\$	145.000	145.000	145.000
	Investimento total	US\$	1.106.000	1.546.000	3.033.000
	CAPEX	US\$/ano	145.000	203.000	399.000
	<b>OPEX</b>				
	Purificação biogás	US\$/ano	111.000	188.000	517.000
	Unidade de compressão	US\$/ano	7.000	10.000	19.000
	Estação de transferência	US\$/ano	22.000	40.000	126.000
	Total OPEX	US\$/ano	140.000	238.000	662.000
	<b>Custos totais</b>	<b>US\$/ano</b>	<b>285.000</b>	<b>441.000</b>	<b>1.061.000</b>
		<b>US\$/m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub></b>	<b>42,41</b>	<b>35,00</b>	<b>25,26</b>

Fonte: Adaptado STÜRMER et al. (2016).

**Tabela 6** - Investimentos e custos de *upgrading* por Lavagem com Amina e injeção na rede de distribuição.

Planta de <i>upgrading</i> por Lavagem com	<b>Investimento inicial</b>	Unidade	80 m <sup>3</sup> /h	150 m <sup>3</sup> /h	500 m <sup>3</sup> /h
	Purificação biogás	US\$	934.000	1.324.000	2.583.000
	Unidade de compressão	US\$	67.000	91.000	162.000
	Estação de transferência	US\$	97.000	139.000	276.000
	Tubulação de gás	US\$	145.000	145.000	145.000
	Investimento total	US\$	1.243.000	1.699.000	3.166.000

	CAPEX	US\$/ano	163.000	223.000	416.000
	<b>OPEX</b>				
	Purificação biogás	US\$/ano	120.000	201.000	543.000
	Unidade de compressão	US\$/ano	7.000	10.000	19.000
	Estação de transferência	US\$/ano	22.000	40.000	126.000
	Total OPEX	US\$/ano	149.000	251.000	688.000
	<b>Custos totais</b>	<b>US\$/ano</b>	<b>312.000</b>	<b>474.000</b>	<b>1.104.000</b>
		<b>US\$/m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub></b>	<b>46,43</b>	<b>37,62</b>	<b>26,29</b>

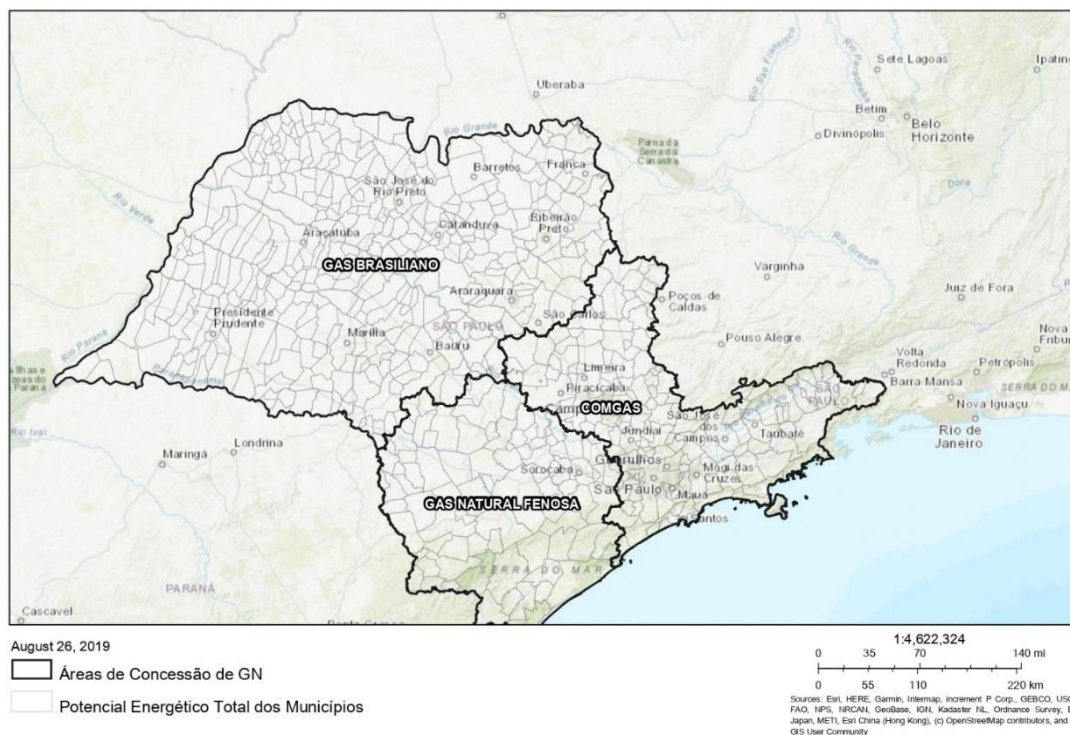
Fonte: Adaptado STÜRMER et al. (2016).

## 7. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 7.1. Análise do Potencial de Produção de Biogás e Biometano por Região do Estado de São Paulo

A análise do potencial de produção de biogás e biometano, nas macrorregiões de concessão para distribuição de gás natural no estado de São Paulo, foi realizada por meio da interpretação da base de dados disponibilizada pelo Research Center for Gas Innovation (RCGI). Estas informações se encontram disponíveis na página do RCGI e podem ser acessadas por meio do mapa interativo “*Biogás, Biometano e Potência Elétrica em São Paulo*”. Os dados utilizados pelo grupo para elaboração do conteúdo final foram obtidos de fontes como Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Associação Brasileira do Biogás (Abiogás), Centro Internacional de Energias Renováveis (Cibiogás), Datagro, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), da Sabesp e da Gás Brasileiro. Enquanto, para fins de análise neste presente trabalho, as regiões referentes a cada área de concessão foram mapeadas através do descritivo dos municípios apresentados nos contratos de concessão da Comgás, Gás Brasileiro e Naturgy (anteriormente denominada Gás Fenosa) e estão disponíveis nos Anexos I, II, III e representadas na **Figura 7**.

**Figura 7** - Áreas de concessão de Distribuição de Gás



Fonte: RCGI (2019).

Com o intuito de calcular o potencial de produção de biometano e biogás por concessionária, foi realizada a somatória dos potenciais por municípios em cada região de distribuição de gás natural, visto que, necessariamente, todos os municípios do estado pertencem a uma das macrorregiões de concessão. Na **Tabela 7** estão expressos os potenciais consolidados de biogás e biometano em cada região de concessão.

**Tabela 7** – Potencial de Produção Total por Região de Concessão em Milhares Nm<sup>3</sup>/ano

Concessionária	COMGÁS	Gás Brasileiro	Naturgy	Total em Milhares (Nm <sup>3</sup> /ano)
Biogás	2.982.014	13.074.591	705.675	<b>16.762.280</b>
Biometano	1.593.139	6.995.649	382.132	<b>8.970.921</b>

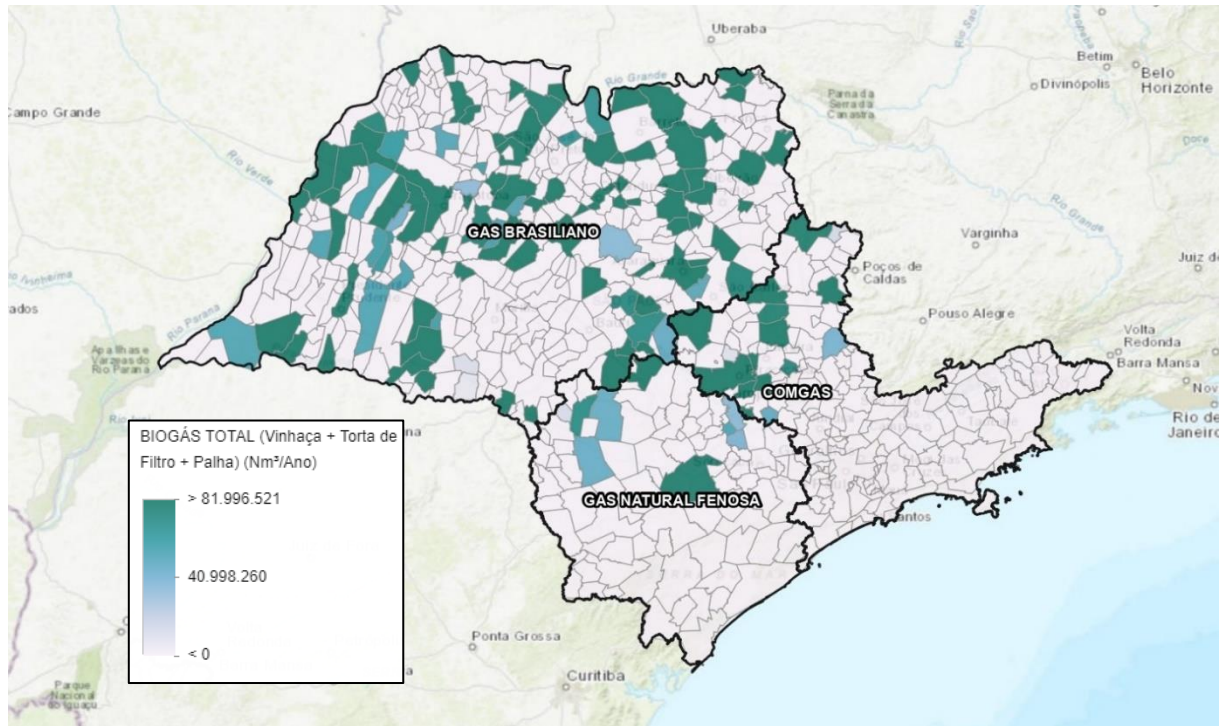
Fonte: RCGI (2019).

Os resultados expressos na **Tabela 7** demonstraram que a região de concessão da Gás Brasileiro possui o maior potencial teórico de produção de biogás e biometano no estado de São Paulo, sendo que 79% do potencial produtivo se concentra em sua área de concessão. Consecutivamente, a segunda maior capacidade produtiva está na área de distribuição da Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS), a qual detém aproximadamente 17% do total. Enquanto, o menor potencial produtivo está localizado na região concedida à Naturgy, onde a capacidade teórica é de apenas 4% do total.

Estes resultados, quando segmentados e analisados de acordo com as fontes produtoras destes biocombustíveis, permitiram a identificação da causa raiz da sua concentração em determinadas regiões do estado. De acordo com o **Gráfico 1**, foi possível inferir que os resíduos sucroalcooleiros (vinhaça + torta de filtro + palha) e a vinhaça somente são os principais contribuintes, percentualmente, para manutenção dos potenciais produtivos de biogás nas regiões estudadas. Do mesmo modo, os resultados expressos na **Tabela 8** reafirmaram que regiões onde há maior produção de resíduos sucroenergéticos também apresentam capacidades produtivas de biogás superiores às demais. Estes resultados justificam o porquê da região concedida a Gás Brasileiro possuir maior destaque no cenário produtivo do biogás, em detrimento das demais concessionárias: a seção Noroeste do estado é reconhecidamente uma das maiores produtoras sucroalcooleiras do país e, conseqüentemente, responsável pela geração de grande parte dos resíduos resultantes do processamento da cana-de-açúcar no Brasil,

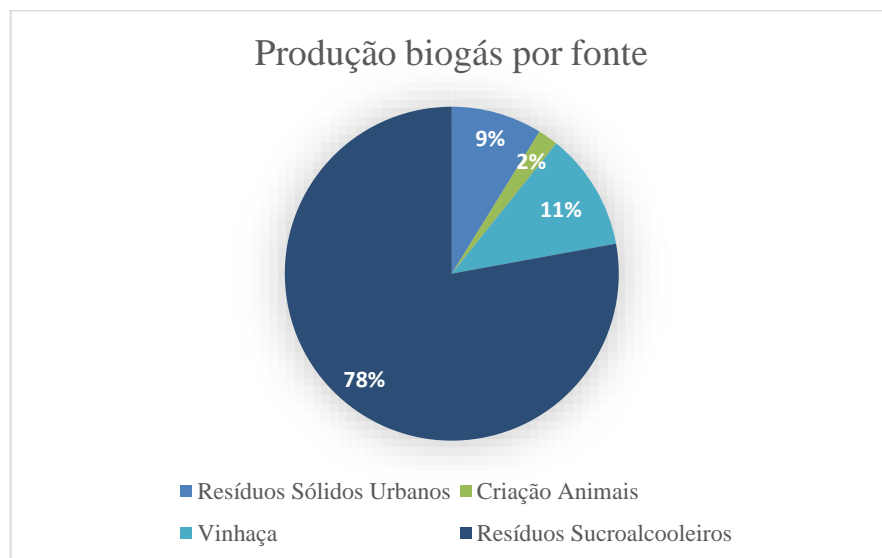
contribuindo assim para o acréscimo do potencial gerador de biogás na região. A distribuição dos potenciais produtivos de biogás a partir destes resíduos pode ser visualizada na **Figura 8**.

**Figura 8** - Distribuição dos potenciais de produção de biogás a partir de resíduos sucroenergéticos



Fonte: RCGI (2019).

**Gráfico 1-** Percentual de Produção de Biogás por Fonte



Fonte: dados RCGI (2019).



**Tabela 8** - Potencial de Produção de Biogás por Concessionária e por Fonte em Nm<sup>3</sup>/ano

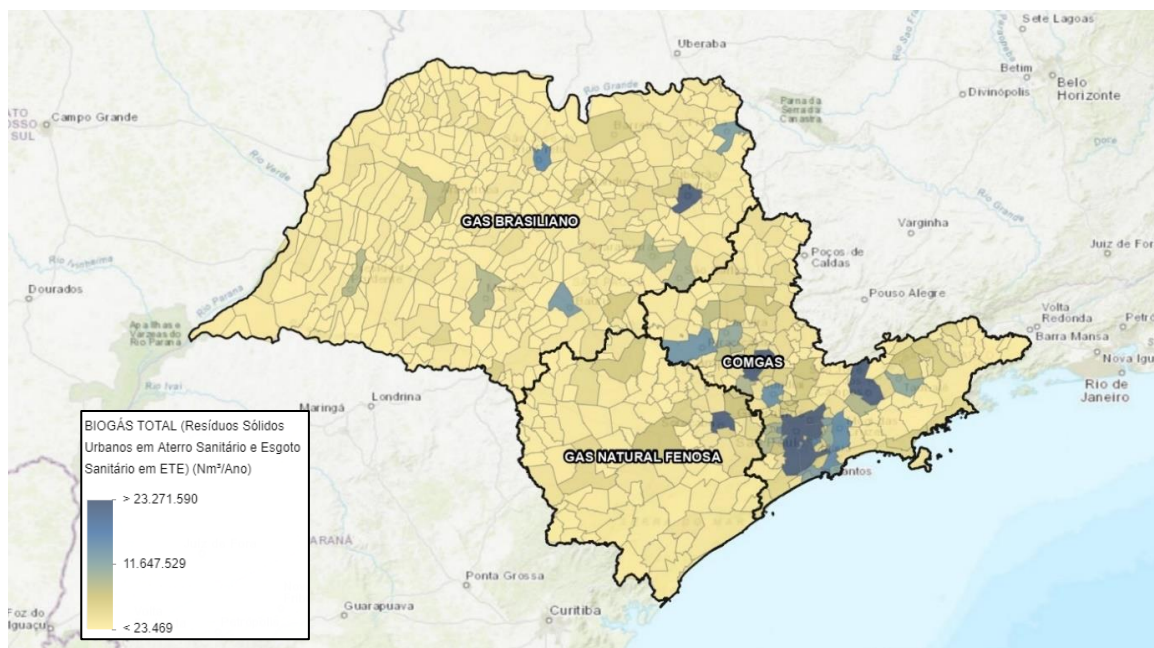
Concessionária	Biogás				
	Resíduos Urbanos <sup>5</sup>	Criação Animais	Vinhaça	Resíduos Sucroalcooleiros <sup>6</sup>	Total em Milhares (Nm <sup>3</sup> /ano)
COMGÁS	1.257.500	65.608	197.943	1.658.904	<b>2.982.013</b>
Gás Brasileiro	293.253	251.133	1.857.717	12.530.204	<b>13.074.591</b>
Naturgy	113.830	54.794	91.735	537.050	<b>705.675</b>

Fonte: RCGI (2019).

No entanto, outras fontes, que não os resíduos sucroenergéticos, também podem ser relevantes para manutenção da capacidade produtiva de biogás em determinados territórios de concessão. Como é o caso da COMGÁS, em que os resíduos urbanos apresentam potencial produtivo de 40% do total de biogás disponível em sua área de concessão. A contribuição e a distribuição dos potenciais de biogás com origem nestes resíduos podem ser visualizadas na **Figura 9**.

<sup>5</sup> A denominação de Resíduos Urbanos englobou Resíduos Sólidos Urbanos em Aterro Sanitário e Esgoto Sanitário em ETE.

<sup>6</sup> A metodologia elaborada pelo RCGI (2019) para os cálculos de produção de biogás a partir dos resíduos sucroalcooleiro (vinhaça, torta de filtro e palha) considera que do total de palha gerada no campo, no mínimo, 7ton/ha devem ser deixadas no campo para mitigar possíveis impactos ambientais e agrícolas.

**Figura 9** - Distribuição dos potenciais de produção de biogás a partir de resíduos urbanos

Fonte: RCGI (2019).

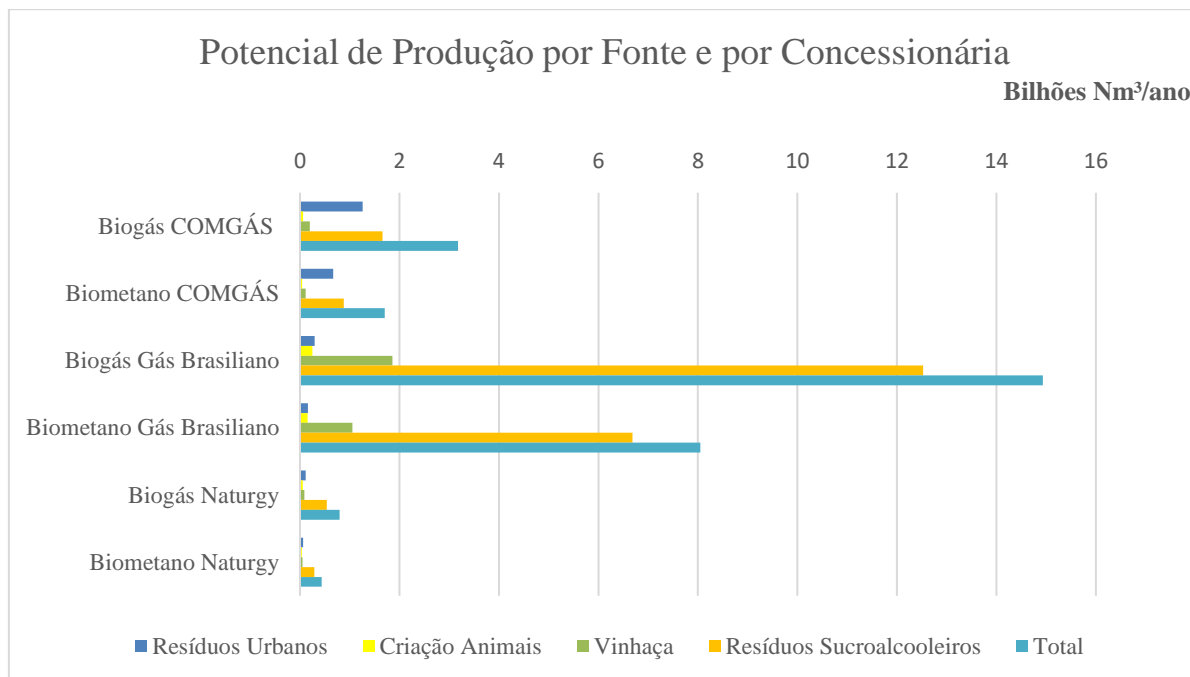
Em relação ao biometano, de acordo com os resultados expressos na **Tabela 9**, a sua capacidade produtiva por fonte, em cada região de concessão, apresentou resultados que acompanham os potenciais produtivos do biogás, o que pode ser observado na **Figura 10**. Esta proporcionalidade está intrinsecamente relacionada ao processo de produção do biometano, que consiste no *upgrading* (ou purificação) do biogás. Portanto, a quantidade total produzida de biometano e a garantia de disponibilidade de abastecimento deste gás dependem diretamente do total de biogás disponível na região.

**Tabela 9** - Potencial de Produção de Biometano por Concessionária e por Fonte em Milhares Nm³/ano

Concessionária	Biometano				Total em Milhares (Nm³/ano)
	Resíduos Urbanos	Criação Animais	Vinhaça	Resíduos Sucroalcooleiros	
COMGÁS	669.305	40.979	112.236	882.855	<b>1.593.139</b>
Gás Brasileiro	157.069	155.776	1.053.344	6.682.803	<b>6.995.649</b>
Naturgy	60.847	34.378	52.015	286.906	<b>382.132</b>

Fonte: RCGI (2019).

**Gráfico 2 - Potencial de Produção de Biogás ou Biometano por Fonte e por Concessionária em Nm<sup>3</sup>/ano**



Fonte: dados RCGI (2019).

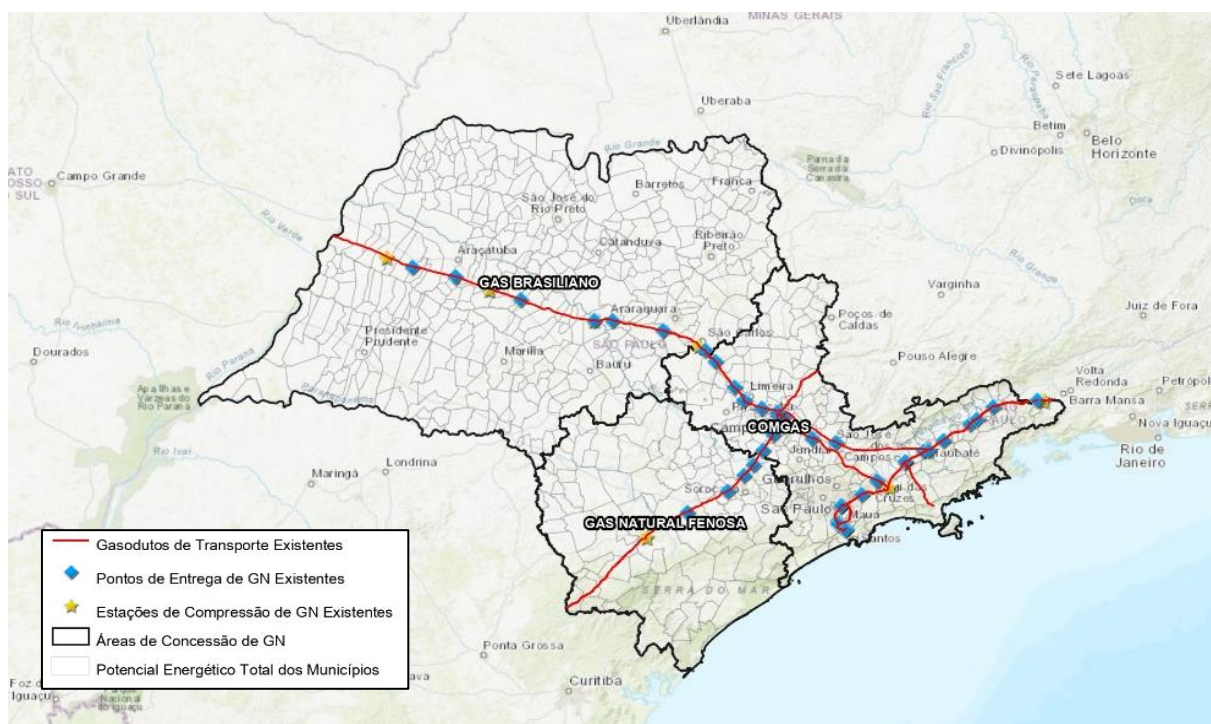
## 7.2. Análise da Infraestrutura Existente no Estado de São Paulo para Distribuição de Gás Natural

Após o levantamento dos potenciais produtivos de biogás e biometano, o próximo passo, para o entendimento da viabilidade da distribuição deste biocombustível, consistiu na identificação da malha de abastecimento já existente no estado de São Paulo. Para tanto, foram utilizados os mapas “*Biogás, Biometano e Potência Elétrica em São Paulo*” do RCGI, além de informações de traçado de rede retiradas dos sites das concessionárias e quilometragem total disponibilizada pelo site da ARSESP. A **Figura 11** traz informações sobre o traçado dos gasodutos de transporte, pontos de entrega e estações de compressão do gás natural. Segundo a ANP (2016), gasodutos de transporte são estruturas que movimentam o gás natural e interligam instalações de processamento ou estocagem até pontos de entrega a concessionárias estaduais de distribuição de gás natural.

Enquanto, as estações de compressão são responsáveis por aplicar maior pressão ao gás distribuído, afim de otimizar o volume transportado.

Neste presente estudo, a identificação destas infraestruturas se faz necessária para a associação com os potenciais produtivos do biogás e biometano para consequente determinação de oportunidades e/ou barreiras para distribuição deste biocombustível.

**Figura 10 - Infraestrutura de transporte de gás natural**



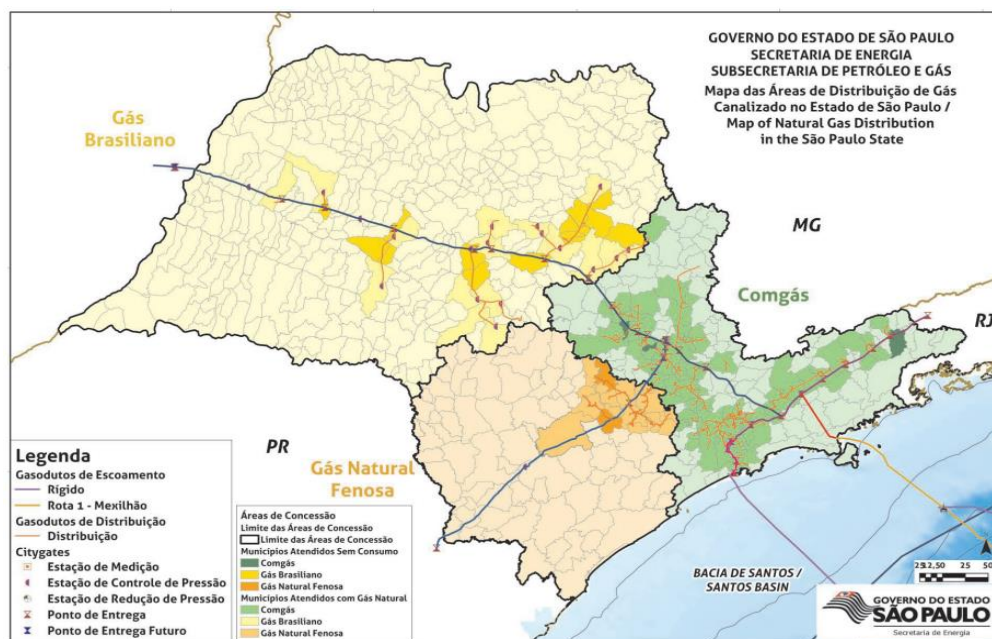
Fonte: RCGI (2019)

Por meio da análise do traçado de rede da Gás Brasileiro, expresso na **Figura 12**, foi observado que a malha primária desta concessionária ainda é pouco expressiva em relação a dimensão do território disponível para exploração. Ainda, segundo informações retiradas do site da ARSESP, a quilometragem de rede instalada na área de concessão da Gás Brasileiro é de apenas 1.010,17 km, ou seja, pouco significativa frente as demais concessionárias, visto que este número corresponde apenas a 6% da malha total disponível.

Do mesmo modo, a análise da rede disponível pela Naturgy (Gás Natural Fenosa), expressa na **Figura 12**, também apresentou resultados similares: a expansão e ramificação da rede instalada atinge apenas uma pequena parcela do território disponibilizado pela concessão. Além disso, segundo divulgado pela agência reguladora ARSESP, a extensão da rede instalada na área concedida à Naturgy é de 1.732 km, quantidade equivalente a apenas a 10% do total disponível no estado.

Por outro lado, quando verificado o traçado de rede da Companhia de Gás de São Paulo (**Figura 12**), foi constatado que a infraestrutura de distribuição abrange grande parte do território de concessão. Apesar de ser notória a concentração da malha na Região Metropolitana de São Paulo. Ainda, segundo divulgado pela ARSESP, a quilometragem de rede instalada no território concedido à COMGÁS é de 14.348,92 km. Valor correspondente ao percentual de 84% do total da rede disponível no estado de São Paulo, caracterizando-a como a maior concessionária em relação ao desenvolvimento e expansão da infraestrutura de distribuição de gás encanado no estado.

**Figura 11** - Infraestrutura de transporte e traçado da rede das concessionárias distribuidoras de gás paulistas



Fonte: Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo (2017)

### 7.3. Identificação das principais Barreiras e Entraves para Distribuição de Biometano

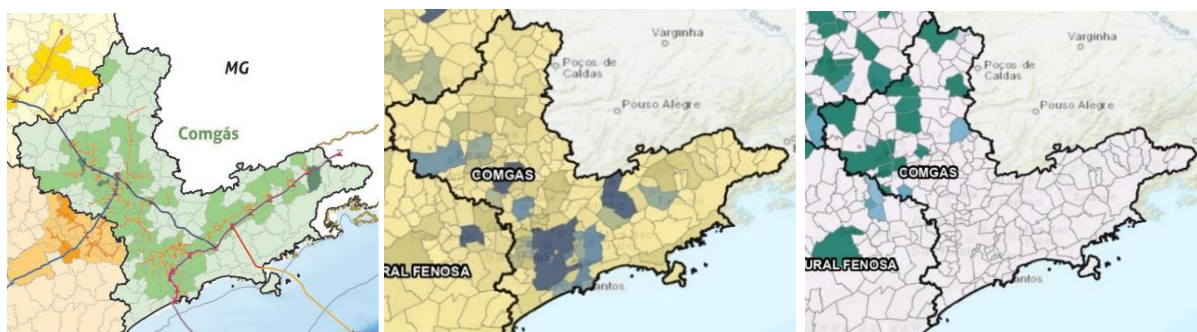
Após a identificação, isoladamente, dos potenciais produtivos de biometano e da infraestrutura instalada, o próximo passo para determinação das possíveis barreiras, para injeção deste gás na malha instalada, consistiu no cruzamento das duas informações e na análise dos resultados. A primeiro momento, foi possível identificar que a concessionária que possui maior disponibilidade de infraestrutura instalada, a Comgás, não coincide com a região que detém o maior potencial produtivo de biogás e biometano, área de concessão da Gás Brasileiro. No entanto, somente esta afirmação não é suficiente para o entendimento de oportunidades e barreiras específicas para viabilização da injeção de biometano na rede de distribuição, portanto, foram necessárias análises mais aprofundadas para identificação dos principais entraves técnicos e econômicos que podem dificultar o estabelecimento desta atividade, a primeiro momento.

A análise do cenário atual da Comgás, mostra que nas regiões onde se concentram sua infraestrutura de rede, a capacidade produtiva de biogás e biometano tem como principal fonte os resíduos urbanos, responsáveis por 42% do potencial total disponível em sua área de



concessão. Enquanto, as regiões com maior potencial produtivo absoluto, onde tem-se maior produção de resíduos sucroenergéticos, ocorre a escassez de infraestrutura instalada (**Figura 13**). O que interfere no aproveitamento do potencial total de biometano disponível no território.

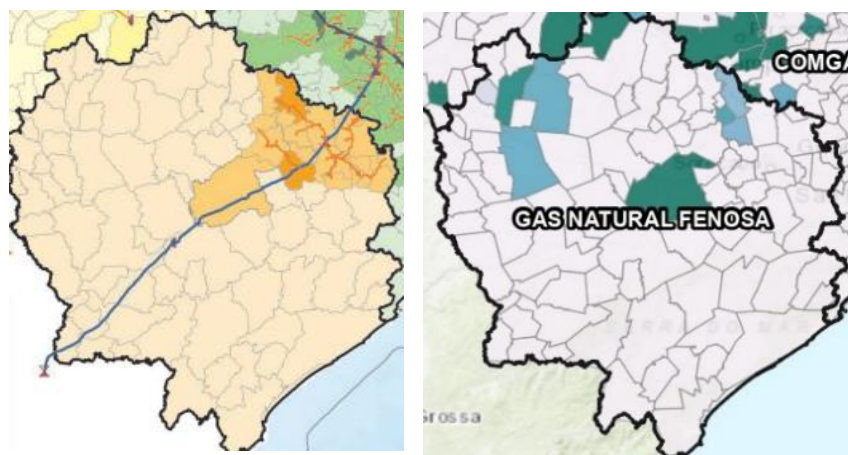
**Figura 12** - Comparativo entre rede instalada pela Comgás e potencial de biogás/biometano produzido por fonte: resíduos urbanos e resíduos sucroenergéticos



Fonte: RCGI (2019); Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo (2017).

Quando associada a infraestrutura disponível, na área de concessão da Naturgy, com os pontos de maior potencial produtivo de biogás e biometano: áreas onde tem-se como destaque a produção de resíduos sucroenergéticos, foi observada a baixa concentração de rede de distribuição nestes pontos de interesse (**Figura 14**). O que pode dificultar a injeção do biometano no sistema de distribuição, a curto prazo, dada a necessidade de expansões da rede.

**Figura 13** - Comparativo entre rede instalada pela Naturgy e potencial de biogás/biometano produzido por fonte: resíduos sucroenergéticos



Fonte: RCGI (2019); Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo (2017).

Por outro lado, a análise concomitante da infraestrutura instalada na área de concessão da Gás Brasileiro e dos pontos de maior potencial produtivo de biogás e biometano nesta região permitiu a identificação de algumas oportunidades para injeção de biometano na malha de distribuição desta concessionária. No entanto, considerando-se o potencial total disponível no território de concessão, a infraestrutura instalada ainda é pouco significativa frente as potenciais oportunidades presentes nesta região.

**Figura 14** - Comparativo entre rede instalada pela Gás Brasileiro e potencial de biogás/biometano produzido por fonte: resíduos sucroenergéticos



Fonte: RCGI (2019).

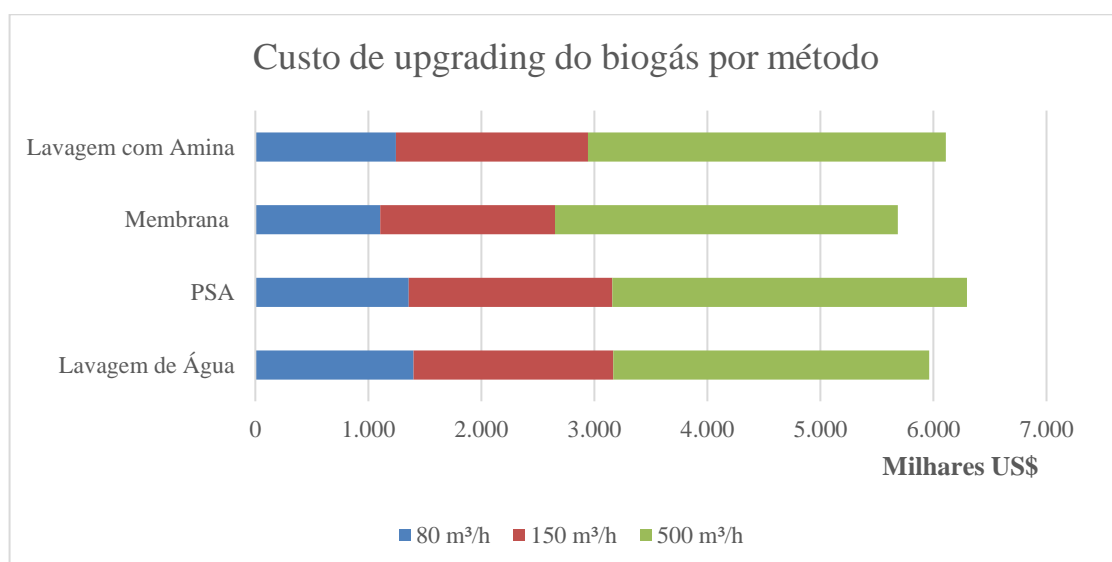
Após a análise integrada, entre a infraestrutura instalada para distribuição de gás canalizado no estado e os potenciais produtivos de biogás e biometano, nas mesmas regiões, foi observada uma barreira comum entre as três concessionárias: falta de infraestrutura instalada nas regiões onde ocorrem as maiores capacidades produtivas destes biocombustíveis. No entanto, apesar de ainda não ser possível o aproveitamento máximo do potencial produtivo do biogás e biometano nestas regiões, foram encontradas algumas oportunidades, como: a possibilidade de distribuição do biometano produzido a partir de aterros sanitários, na área de concessão da Comgás, mais precisamente, próximo a região metropolitana de São Paulo; assim como, a injeção e distribuição do biometano produzido a partir de resíduos sucroalcooleiros, na área de concessão da Gás Brasileiro, em diversos pontos.

Todavia, os entraves consequentes da baixa existência de infraestrutura para o escoamento da produção do biometano não são os únicos a serem superados: desafios



relacionados aos custos envolvidos para purificação do biogás para biometano, exigências regulatórias quanto a qualidade do gás final produzido, além da falta de mercado consolidado para injeção, distribuição e venda do biometano são algumas das barreiras a serem enfrentadas para viabilização desta atividade. Geralmente, os investimentos associados a instalação de estações de *upgrading* do biogás são significativos e, frequentemente, superiores aos custos associados ao aproveitamento elétrico do biogás. Segundo Coelho et al (2018), os custos associados a compra de grupo geradores com potências entre 20 kW e 260 kW, variam de R\$ 187.627 a R\$ 666.800. Enquanto, investimentos iniciais para aquisição de instalações de purificação do biogás, considerando-se o tamanho da planta e o método utilizado, podem variar entre US\$ 1.106.000 e US\$ 3.166.000 (STÜRMER et al., 2016), conforme pode ser visualizado no **Gráfico 3** e nas **Tabelas 2 a 6** disponíveis na revisão bibliográfica. Adicionalmente, são necessários outros investimentos para injeção do biometano na rede, tais como a aquisição de estações de compressão e de transferência do gás produzido. Portanto, os altos dispêndios necessários para purificação e injeção de biometano na malha de distribuição podem ser entraves para a viabilização desta atividade, visto que os produtores de biogás podem optar em destinar sua produção para geração elétrica *in loco*, ou ainda, para outros fins que exijam menores investimentos e retorno financeiro curto prazo.

**Gráfico 3** - Custo de *upgrading* do biogás por método aplicado e por tamanho da planta



Fonte: Adaptado STÜRMER et al. (2016).

Outro importante fator a ser considerado é o atual cenário legislativo e regulatório para injeção e distribuição de biometano, em mistura com gás natural, no estado de São Paulo. Atualmente, têm-se publicadas duas resoluções da ANP N° 8/2015 e N° 685/2017, que dispõem sobre a qualidade do biometano, de origens diversas, a ser atendida para aplicação em uso residencial, industrial, comercial e/ou como combustível veicular. Além disso, a agência reguladora ARSESP, por meio da deliberação N° 744/2017 determinou as condições e critérios a serem atendidos para distribuição de biometano pela rede de gás canalizado do estado de São Paulo. No entanto, ainda são escassas iniciativas que de fato incentivem a efetivação da injeção do biometano na rede canalizada existente. Conforme citado anteriormente, o projeto de Lei que determina metas compulsórias de distribuição de biometano, pelas concessionárias paulistas, ainda se encontra em vias de discussão para aprovação, assim como, carecem de resoluções específicas para o swap<sup>7</sup> de gás entre distribuidoras. O swap de gás pode ser utilizado como importante instrumento para garantia de suprimento de biometano nas regiões com baixo potencial produtivo.

#### 7.4. Soluções Alternativas para Distribuição do Biometano: Estudo do Caso “Cocal”

Após a identificação dos principais entraves para injeção de biometano na rede de distribuição, foram avaliadas alternativas que transpassassem estas barreiras e permitissem a efetivação desta atividade. Para tanto, foi utilizado como objeto de estudo o caso real de parceria entre a Usina Cocal e a Gás Brasileiro que tem como objetivo a distribuição do biometano, produzido a partir de resíduos sucroenergéticos, pela malha da concessionária. O projeto engloba tanto adaptações operacionais para produção deste biocombustível quanto a expansão da rede de distribuição, em 65 quilômetros, promovendo a interligação da unidade Cocal Narandiba com municípios de Presidente Prudente e Pirapozinho. O investimento total do projeto é de R\$ 160 milhões e como já previsto anteriormente, grande parte dos dispêndios será destinada para produção do biocombustível, cerca de R\$ 130 milhões, enquanto o restante será

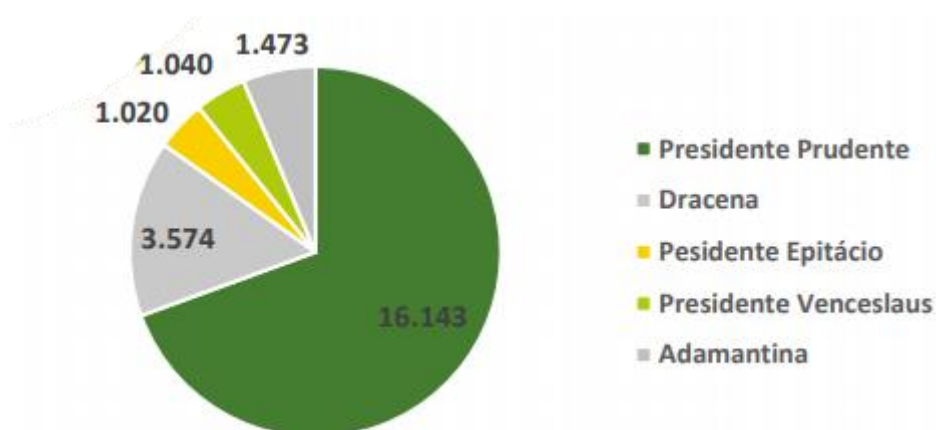
---

<sup>7</sup> Swap: “Serviço de Transporte, prestado pelo Transportador, no qual os fluxos físico e contratual diferem, no todo ou em parte, contribuindo para a operação eficiente da Instalação de Transporte”(ANP, 2016). O swap consiste em uma atividade de otimização da infraestrutura, em que o gás contratado por clientes de uma determinada transportadora é fornecido por uma segunda, devido à proximidade do cliente a sua malha de transporte. Contudo, esta atividade ainda não se encontra regulamentada para o caso de troca operacional (swap) entre concessionárias de distribuição de gás canalizado.

utilizado na expansão de rede. O sistema possui previsão de entrada em operação no segundo semestre de 2020 e será o pioneiro em todo o país. O sistema de distribuição terá a capacidade de abastecimento de 67 mil m<sup>3</sup>/dia, no entanto, este resultado é muito superior a atual demanda dos municípios de 12,5 mil m<sup>3</sup>/dia (COCAL, 2019). Logo, estratégias deverão ser definidas para o aumento da demanda pelo biometano produzido na área de concessão da Gás Brasileiro, tais como incentivos ao uso residencial, comercial, industrial deste gás ou até mesmo como combustível veicular. Ainda assim, o uso do swap pode ser outra alternativa para o escoamento do excedente desta produção, pois além de garantir a demanda por este biocombustível, também poderá auxiliar no suprimento de biometano nas demais concessionárias, caso sejam estabelecidas metas compulsórias para sua injeção na rede de distribuição.

Por meio do estudo do caso Cocal foi observado que as duas principais barreiras para viabilização deste empreendimento foram os investimentos necessários, tanto para o *upgrading* do biogás, quanto para criação da infraestrutura necessária para interligação da fonte produtora aos consumidores. Ou seja, obstáculos que já haviam sido identificados na etapa anterior de análise de barreiras. No entanto, ainda assim o projeto foi aprovado e se encontra em andamento. A principal explicação para a viabilização deste empreendimento talvez sejam as oportunidades mapeadas. Segundo dados divulgados pela Cocal e expressos na **Figura 15**, a oportunidade de consumo de biometano como substituinte do gás liquefeito de petróleo (GLP), no município de Presidente Prudente, é de 16 mil m<sup>3</sup>/ano.

**Figura 15** - Consumo de GLP em Biometano equivalente em m<sup>3</sup>/ano

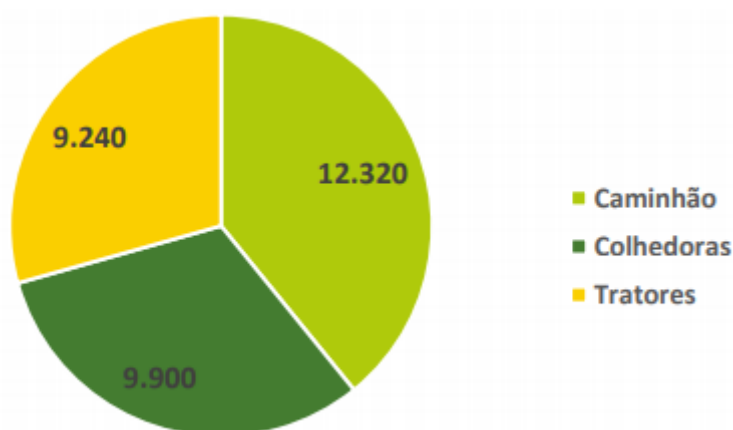


Fonte: Cocal (2019); Anuário Energético por Município no Estado de São Paulo 2017.

Além disso, outra grande oportunidade para garantia da demanda pelo biometano distribuído seria a utilização deste biocombustível como substituinte do diesel, devido a

concentração de atividade agrícola nesta região e a consequente utilização de veículos movidos a diesel. Entretanto, para esse uso final é necessário vencer algumas barreiras tecnológicas como o armazenamento de grandes volume para o uso de biometano em colhedeiras de cana, cujo consumo é bastante alto e a máquina não pode dispender muito tempo em abastecimento, uma vez que isto tem implicação na logística de toda a usina.

**Figura 16** - Consumo de Diesel em Biometano equivalente em m<sup>3</sup>/ano



Fonte: Cocal (2019).

Ademais, políticas de incentivo podem amenizar os custos associados a produção e distribuição do biometano, tal como a RenovaBio que possibilita a emissão e venda de créditos de descarbonização devido a produção e distribuição de biocombustíveis. Estes créditos são contabilizados em CBIOS que são ativos negociáveis na bolsa de valores, além de serem importantes indicadores de emissões atmosféricas evitadas. Demais detalhes a respeito dos créditos de descarbonização e seus benefícios ambientais estão descritos no item 7.5.

#### 7.5. Indicador de Benefícios Ambientais e Incentivo Financeiro: Créditos de Descarbonização - CBIO

O programa RenovaBio foi criado com o objetivo de incentivar a produção e distribuição de biocombustíveis no Brasil, por conseguinte, contribuindo para a redução da emissão de gases de efeito estufa (GEE) produzidos pela matriz energética brasileira e auxiliando no atendimento das metas do Acordo de Paris. Os créditos de descarbonização (CBIOS) configuram o principal instrumento utilizado para verificação do progresso do programa e a sua atribuição está intrinsecamente relacionada ao desempenho dos distribuidores em relação a Nota de Eficiência Energético-Ambiental do biocombustível comercializado. Esta

nota tem como critério básico a diferença de intensidade de carbono entre o biocombustível distribuído e o equivalente fóssil em  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ . Por sua vez, a intensidade de carbono de um biocombustível pode ser determinada através do método de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) do mesmo, o qual considera os impactos ambientais gerados durante todo o ciclo de vida de sua produção (MME, 2017b).

Para fins de cálculo dos créditos de descarbonização, este presente estudo utilizou os dados de intensidade de carbono do biometano, de acordo com a fonte produtora, expressos na **Tabela 10**. Enquanto, a intensidade média de carbono do gás natural adotada neste estudo foi de  $75 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}$ , de acordo com os dados divulgados pelo Ministério de Energia e Minas (MME, 2017b).

**Tabela 10** - Intensidade de carbono do biometano por fonte produtora

<b>Categoria de biometano por tipo de substrato</b>	<b>Quantidade (<math>\text{gCO}_2\text{eq/MJ}</math>)</b>
Dejetos de animais (média suínos e bovinos)	3,95
Vinhaça	4,01
Torta de filtro	4,84
Aterro sanitário	7,44

Fonte: adaptado (MME, 2018).

A capacidade de obtenção de créditos de descarbonização por cada concessionária foi calculada considerando-se os cenários descritos pelo projeto de lei, anteriormente citado, que determina percentuais compulsórios de distribuição de biometano para estas empresas (**Tabela 11**). Mas também, foram necessárias informações sobre o volume diário de gás natural distribuído pelas concessionárias do estado de São Paulo. Sendo assim, foram utilizados os dados divulgados pela ARSESP, disponíveis na **Tabela 12**. Os resultados em relação ao volume diário de biometano a ser comercializado, de acordo com os cenários estabelecidos no projeto de lei e o volume diário de gás canalizado comercializado, estão descritos na **Tabela 12**.

**Tabela 11** - Percentual obrigatório de injeção de biometano na rede, por concessionária

Concessionária	Cenário 1	Cenário 2
Comgás	0,5%	1%
Naturgy	1%	2%
Gás Brasileiro	1%	2%

Fonte: ABEGÁS (2018).

**Tabela 12** – Comparativo entre o volume de gás natural distribuído atualmente e de biometano a ser distribuído, em cada cenário

Concessionária	Distribuição (m³/dia)	Cenário 1: volume biometano (m³/dia)	Cenário 2: volume biometano (m³/dia)
Comgás	11.953.246	59.766	119.532
Naturgy	1.089.440	10.894	21.789
Gás Brasileiro	734.839	7.348	14.697
<b>Total</b>	<b>13.777.525</b>	<b>78.009</b>	<b>156.018</b>

Fonte: ARSESP.

Foi observado que, apesar de imposto menor valor percentual, a Comgás seria a concessionária com maior volume de biometano a ser compulsoriamente distribuído. Isto ocorre devido à grandeza do volume de gás natural diariamente vendido por esta concessionária, o qual é seis vezes superior à soma do volume de distribuição das demais concessionárias.

Os créditos de descarbonização para cada concessionária, em cada um dos cenários, foram calculados utilizando a *Eq. 1* e os resultados estão expressos na *Tabela 13*.

$$V_{biometano} = Q_{CBIO}(IC_{médio} - IC_{biometano}) \times FC \times 10^{-6} \quad \text{Eq. 1}$$

Em que:

Vbiometano: Volume de biometano (m³);

QCBIO: Quantidade de CBIO;

ICmédio: Intensidade de Carbono GN (gCO<sub>2</sub>eq/MJ);

ICbiometano: Intensidade de Carbono do biometano (gCO<sub>2</sub>eq/MJ);

FC: Fator de conversão entre MJ e m³ de biometano (35,55 MJ/m³);

**Tabela 13** – Quantidade diária de CBIOS produzidos por concessionária, em cada cenário

<b>Concessionária</b>	<b>Cenário 1: quantidade diária de CBIO (tCO<sub>2</sub>eq)</b>	<b>Cenário 2: quantidade diária de CBIO (tCO<sub>2</sub>eq)</b>
Comgás	147	294
Naturgy	26	53
Gás Brasileiro	18	36
<b>Total</b>	<b>191</b>	<b>383</b>

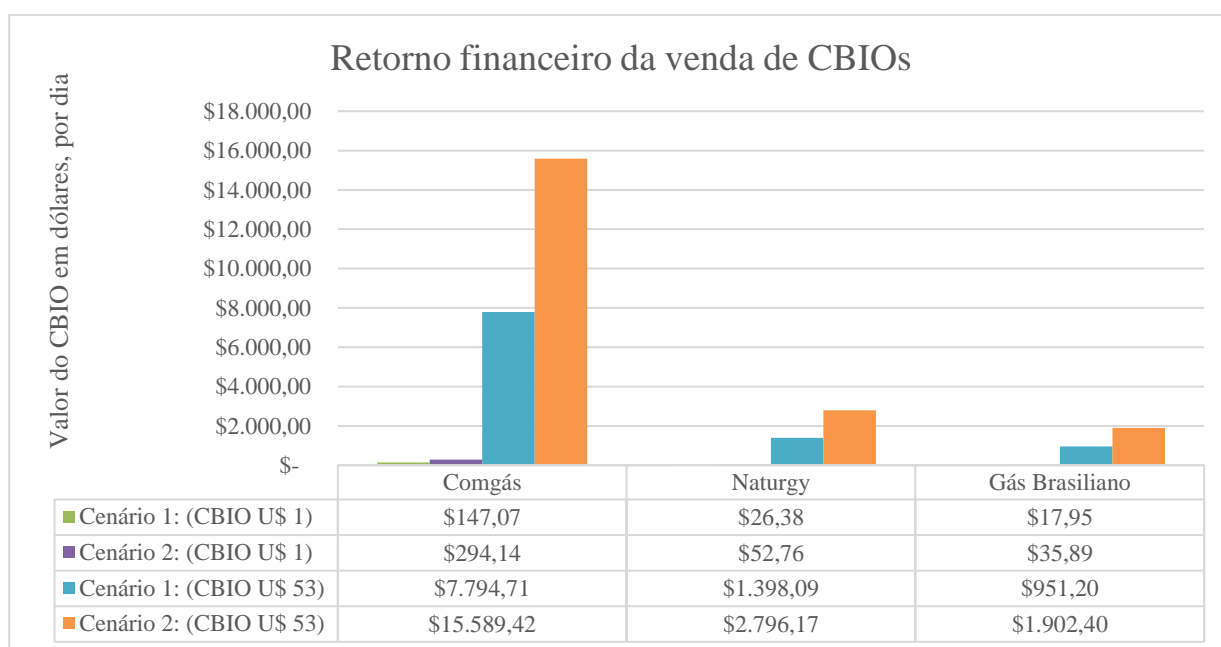
Segundo informações publicadas no Anuário de Energéticos do Estado de São Paulo, pelo Governo do Estado de São Paulo (2019), a emissão de gases de efeito estufa no estado equivalem a 73 milhões tCO<sub>2</sub>eq/ano. No entanto, quando contabilizados os créditos de descarbonização gerados pela distribuição do biometano, foi possível identificar a contribuição anual para redução de emissão de GEE em 69.860 tCO<sub>2</sub>eq no primeiro cenário e de 139.719 tCO<sub>2</sub>eq no segundo cenário. Valores que correspondem, respectivamente a 0,10 e 0,19% das emissões anuais do estado de São Paulo.

Todavia, a distribuição de biometano possui alto potencial a ser explorado: quando calculado o cenário hipotético, em que cerca de 50% do potencial produtivo de biometano possui viabilidade técnico-econômica de comercialização pelas concessionárias, estima-se a descarbonização de 12 milhões tCO<sub>2</sub>eq, ou seja, o equivalente a 17,4 % das emissões de GEE anuais produzidas no estado de São Paulo. Considerando-se que, atualmente, o gás natural representa apenas 13% dos energéticos consumidos no estado, caso ocorra a abertura de mercado para este biocombustível, espera-se que os benefícios ambientais se concretizem, devido ao seu elevado potencial de descarbonização.

Ainda, de acordo com a **Tabela 13**, pode-se observar que a empresa com maior potencial de obtenção de créditos de descarbonização (CBIOS) seria a Companhia de Gás de São Paulo, consequente da maior meta compulsória, em volume de biometano, a ser comercializado. Apesar de obrigatória, a injeção de biometano na rede, esta pode ser benéfica para as empresas pois pode auxiliar tanto no reconhecimento positivo da marca, devido ao aumento da responsabilidade ambiental relacionada a distribuição de combustível renovável, quanto na geração de ganhos monetários oriundos da venda dos créditos de descarbonização.

Segundo projeções divulgadas pelo Ministério de Minas e Energia (2017c), o valor unitário para comercialização do CBIO poderia variar entre 1 dólar até 53 dólares, de acordo com fatores de influência externos tais como o preço do barril de petróleo, a eficiência econômica do produtor de biogás e as metas de descarbonização estabelecidas para combustíveis do ciclo otto (etanol, anidro e hidratado, e gasolina pura). Os resultados referentes ao retorno financeiro da venda dos créditos de descarbonização pelas concessionárias, em cada um dos cenários, estão expressos no **Gráfico 4**.

**Gráfico 4** - Retorno da venda diária dos CBIOs de acordo com o maior e o menor custo unitário projetados



Fonte: MME (2017c).

Sendo assim, o retorno financeiro consequente do comércio de créditos de descarbonização poderia resultar no equivalente a 19,91 milhões<sup>8</sup> de reais adicionais à receita anual da Companhia de Gás de São Paulo. Tal quantia pode parecer pouco significativa frente aos resultados frequentemente alcançados pela empresa, no entanto, este montante poderia ser utilizado como amortizador dos investimentos de expansão de rede ou da infraestrutura necessária para a viabilização da injeção de biometano, desta forma, contribuindo para a sustentação desta atividade, como pode ser visualizado na **Tabela 14**. Do mesmo modo, a comercialização de CBIOs poderia resultar no ganho anual de 3,57 milhões de reais pela Naturgy e 2,43 milhões de reais pela Gás Brasileiro. Ou seja, quantias significantes frente aos

<sup>8</sup> A taxa de câmbio considerada no estudo apresentado pelo Ministério de Minas e Energia foi de 3,50 R\$/U\$.



investimentos necessários para injeção do biometano na rede de distribuição das concessionárias e aos custos operacionais para manutenção desta atividade.

**Tabela 14** - Investimento inicial e custos para injeção de biometano na rede das concessionárias

<b>Investimento/Dispêndio</b>	<b>Unidade</b>	<b>80 m³/h</b>	<b>150 m³/h</b>	<b>500 m³/h</b>
Unidade de compressão	US\$	67.000	91.000	162.000
Estação de transferência	US\$	97.000	139.000	276.000
Tubulação de gás	US\$	145.000	145.000	145.000
<b>CAPEX</b>	<b>US\$</b>	<b>309.000</b>	<b>375.000</b>	<b>583.000</b>
<b>CAPEX</b>	<b>R\$</b>	<b>1.081.500,00</b>	<b>1.312.500,00</b>	<b>2.040.500,00</b>
Unidade de compressão	US\$/ano	7.000	10.000	19.000
Estação de transferência	US\$/ano	22.000	40.000	126.000
<b>OPEX</b>	<b>US\$/ano</b>	<b>29.000</b>	<b>50.000</b>	<b>145.000</b>
<b>OPEX</b>	<b>R\$/ano</b>	<b>101.500,00</b>	<b>175.000,00</b>	<b>507.500,00</b>

Fonte: Adaptado STÜRMER et al. (2016).

## 8. CONCLUSÕES

O presente estudo buscou identificar os principais fatores de interferência para a distribuição de biometano pela rede das concessionárias do estado de São Paulo, assim como, os benefícios ambientais e econômicos associados a esta atividade. Para tanto, foi observado que a região de estudo possui enorme potencial produtivo de biometano, que ultrapassa os 8 bilhões  $\text{Nm}^3/\text{ano}$ . No entanto, grande parte deste potencial, aproximadamente 7 bilhões  $\text{Nm}^3/\text{ano}$ , se concentra em uma única área de concessão, que pertence a Gás Brasileiro.

Além disso, apesar do estado de São Paulo abranger 248.219  $\text{km}^2$  (IBGE, 2018), a cobertura da malha de distribuição atinge apenas parte do território, devido a sua baixa extensão, 17.091 km, e alta concentração na região metropolitana do estado. Logo, ainda que alto o potencial produtivo de biometano, a falta de infraestrutura nas regiões com maior capacidade produtiva (área de concessão da Gás Brasileiro) dificulta a viabilização da distribuição e comercialização deste biocombustível. Este fato demanda soluções alternativas para transpassar a barreira de escassez de infraestrutura, tais como a construção de redes dedicadas, como no caso da Usina Cocal em parceria com a Gás Brasileiro, modificações nas condições de transporte como a compressão ou liquefação do gás, ou ainda, o swap operacional, que consiste no acordo entre concessionárias, em que o gás contratado por clientes de uma primeira transportadora é fornecido por uma segunda devido a maior proximidade da sua malha de distribuição. Assim, permitindo o ganho de eficiência da infraestrutura já instalada. Entretanto, ambos os casos somente são aplicáveis quando há viabilidade técnico-econômica do empreendimento.

Outra grande barreira a ser superada são os custos e investimentos associados a purificação do biogás para produção do biometano, visto que, a tecnologia disponível ainda é bastante onerosa. Além disso, o biogás por si só já é considerado um biocombustível e pode ser utilizado para diversos fins, dentre eles, a produção de energia elétrica. Logo, o mercado do biometano enfrenta concorrência antes mesmo da sua produção. Então, acredita-se que subsídios são necessários para incentivar a produção de biometano, tais como o RenovaBio, fomentos para construção de plantas de *upgrading*, ou ainda, o próprio aumento de interesse dos consumidores em utilizar energia renovável.

Todavia, o cenário atual ainda se encontra bastante distante do amplo aproveitamento do potencial produtivo de biometano, pois até mesmo o seu equivalente fóssil, o gás natural, representa apenas 13% dos energéticos consumidos no estado, cuja estimativa de comercialização anual no estado de São Paulo é de cerca 3 bilhões  $\text{Nm}^3$ , conforme os volumes

diários de distribuição divulgados pela ARSESP. Portanto, a oferta potencial de biometano possui capacidade de superar a atual demanda por gás natural. Todavia, para que isso ocorra de fato, serão necessários o incentivo ao consumo e a abertura de mercado para este renovável, por meio de políticas públicas que reconheçam o seu potencial de descarbonização e que facilitem a inserção do biometano no mercado de combustíveis. Tal como a utilização deste biocombustível no setor de transporte como substituinte de fontes fósseis, que não apenas o gás natural, mas também o diesel e a gasolina. Ademais, o aumento da participação do biometano pode ser uma grande oportunidade para a diminuição da intensidade de carbono na matriz energética do estado de São Paulo, desde que sejam estabelecidas metas significativas para utilização deste biocombustível, assim como, sejam superadas as barreiras tecnológicas ainda existentes para produção de biogás (e biometano) em larga escala.

Em relação ao papel das concessionárias, estas podem buscar soluções que minimizem os custos para a distribuição deste biocombustível, tal como o uso de tecnologias para compressão e transformação em biometano liquefeito, o que aumenta a capacidade volumétrica de transporte; optar pela venda de créditos de descarbonização para produtores de fósseis, gerando receitas adicionais que amortizem os investimentos em infraestrutura de transporte; ou ainda, a adoção de práticas de swap entre concessionárias que aumente o aproveitamento da infraestrutura existente e beneficie ambas as partes.

Portanto, o Estado de São Paulo possui um grande potencial para geração e aproveitamento do biogás e biometano, que podem contribuir significativamente para a descarbonização da matriz energética do estado e do Brasil. Entretanto, devido à falta de infraestrutura, de políticas públicas e regulamentações que incentivem a abertura do mercado para os gases renováveis, a utilização destes biocombustíveis ainda é muito pequena. Acredita-se que, associado a outros fatores, com a plena implementação do RenovaBio, que traz embutido incentivos financeiros para atividades que reduzam da intensidade de carbono, este mercado possa se consolidar.

## 9. REFERÊNCIAS

ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. **SP define percentual mínimo de biometano na rede de gás – ABEGÁS**. Disponível em: <<https://www.abegas.org.br/arquivos/69270>>. Acesso em: 22 jun. 2019.

ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. **Ecometano começa a produzir biogás de aterro no Ceará**. Disponível em: <<https://www.abegas.org.br/arquivos/67138>>. Acesso em: 24 set. 2019.

ABRELPE E PLASTIVIDA. **Caderno Informativo Resíduos Sólidos Urbanos - Recuperação Energética**. 2012. Disponível em: <<https://abrelpe.org.br/caderno-informativo-recuperacao-energetica/>>. Acesso em: 3 ago.2019

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **RESOLUÇÃO ANP Nº 8, DE 30.1.2015 - DOU 2.2.2015**. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2015/janeiro&item=ranp-8--2015>. Acesso em: 2 set. 2019.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **RESOLUÇÃO ANP Nº 685, DE 29.6.2017 - DOU 30.6.2017**. Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2017/junho&item=ranp-685--2017>>. Acesso em: 2 set. 2019.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Dados estatísticos: Produção de biodiesel B100**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>>. Acesso em: 22 jun. 2019.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Gasodutos de Transporte**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/gasodutos-de-transporte>>. Acesso em: 2 set. 2019.

ARSESP - Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo. **DELIBERAÇÃO ARSESP Nº 744, de 26-7-2017**. Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/ldl7442017.pdf>. Acesso em: 23 set. 2019.

ARSESP - Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo. **Perfil do setor de gás canalizado**. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/gas-canalizado/perfil-setor-gas->

canalizado.aspx>. Acesso em: 22 jun. 2019.

BRASIL. Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010. **Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos**; altera a Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências. Brasília: Diário Oficial da União. 2010. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Lei/L12305.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12305.htm)>.

CÂMARA MUNICIPAL DO RIO DE JANEIRO. **Lei nº 6.361, de 22 de maio de 2018**. Dispõe no âmbito da Cidade do Rio de Janeiro sobre cobranças por estimativa das concessionárias fornecedoras de água, luz, gás e dá outras providências. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <<http://mail.camara.rj.gov.br/APL/Legislativos/contlei.nsf/7cb7d306c2b748cb0325796000610ad8/197c21678c201d9d83258294005eecbf?OpenDocument>>. Acesso em: 23 set. 2019.

CARVALHO, J. L. N. et al. **Agronomic and environmental implications of sugarcane straw removal: a major review**. GCB Bioenergy, v. 9, n. 7, p. 1181–1195, 2017.

CEGÁS - Companhia de Gás do Ceará. **CEGÁS apresenta experiência de distribuição de biometano no 6º Seminário Nacional de Resíduos Sólidos**. Disponível em: <<http://www.cegas.com.br/cegas-apresenta-experiencia-de-distribuicao-de-biometano-no-6o-seminario-nacional-de-residuos-solidos-imagem-ascom/>>. Acesso em: 24 set. 2019.

COCAL. **Cocal iniciará produção de biogás na unidade de Narandiba**. Disponível em: <<http://www.cocal.com.br/noticia/87/cocal-iniciara-producao-de-biogas-na-unidade-de-narandiba.html>>. Acesso em: 3 set. 2019.

COELHO, S. T. et al. **Tecnologias de Produção e Uso de Biogás e Biometano: Part. I Biogás; Part. II Biometano**. São Paulo: Synergia, 2018. 218 p. ISBN 978-85-86923-53-1..

COSTA, L. B. O. **Avaliação do ciclo de vida da programação de biogás via estação de tratamento de esgoto e uso em célula a combustível de óxido sólido**. p. 135, 2012. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/85/85134/tde-24102012-080923/pt-br.php>>. Acesso em: 18 jun. 2019.

DA SILVA, F. M. et al. **DESEMPENHO DE UM AQUECEDOR DE ÁGUA A BIOGÁS**. Eng. Agríc., Jaboticabal, v. 25, n. 3, p. 608-614, Dec. 2005. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/1894/S0100-69162005000300005.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 30 jun. 2019.

Revista DAE. **Biometano produzido a partir de biogás de ETEs e seu uso como combustível veicular**. v. 66, p. 156, 2018. Disponível em: <<http://revistadae.com.br/site/artigos/209>>.

DANTAS, S. C. **Influência do teor de níquel e efeito promotor de Ag, Fe, Pd e Pt ao catalisador Ni/CeZrO<sub>2</sub> nas reações de oxidação parcial e reforma autotérmica do metano**. p. 93, 2007. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2007. Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/15242/1/SCDantasDISSPRT.pdf>>. Acesso em: 3 jul. 2019.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional de 2017**. v. 1, p. 294, 2018. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018\\_\\_Int.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf)>.

FUKUROZAKI, S. H. **Análise ambiental da célula a combustível de membrana trocadora de prótons sob o enfoque da avaliação do ciclo de vida**. p. 151, 2006. Dissertação (mestrado) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/85/85134/tde-04062013-104213/fr.php>>.

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO. **PPE - Plano Paulista de Energia 2020**. 2012. Disponível em: <[https://cetesb.sp.gov.br/proclima/wp-content/uploads/sites/36/2014/05/sp\\_ppe2020\\_2012.pdf](https://cetesb.sp.gov.br/proclima/wp-content/uploads/sites/36/2014/05/sp_ppe2020_2012.pdf)>.

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Anuário de Energéticos por Municípios do Estado de São Paulo 2019 - ano base 2018**. 2019. Disponível em: <<https://www.infraestruturameioambiente.sp.gov.br/2019/08/consumo-de-etanol-eletricidade-e-gas-crescem-no-estado-de-sao-paulo-em-2018/>>. Acesso em: 16 set. 2019.

GRANATO, E. F. **Geração de energia através da biodigestão anaeróbia de vinhaça**. p. 139, 2003. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2003. Disponível em: <[https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/90820/granato\\_ef\\_me\\_bauru.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/90820/granato_ef_me_bauru.pdf?sequence=1&isAllowed=y)>. Acesso em: 22 jun. 2019.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Brasil em Síntese: Produção Agrícola - Lavoura Temporária**. 2017. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/sp/pesquisa/14/10193>>. Acesso em: 22 jun. 2019.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Cidades: Panorama São**

**Paulo.** 2018. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/sp/panorama>>. Acesso em: 16 set. 2019.

IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **Diagnóstico dos Resíduos Orgânicos do Setor Agrossilvopastoril e Agroindústrias Associadas - Relatório de Pesquisa.** Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.ipea.gov.br>>. Acesso em: 29 jun. 2019.

JAIN, S. et al. **Global Potential of Biogas.** Londres, 2019. Disponível em: <<https://climateemergencydeclaration.org>>. Acesso em: 11 jul. 2019.

LEITÃO, R. C. et al. **The effects of operational and environmental variations on anaerobic wastewater treatment systems: A review.** Bioresource Technology, v. 97, n. 9, p. 1105–1118, 2006.

LIMA, F. P.; BERMANN, C. **Energia no Tratamento de Esgoto: Análise Tecnológica e Institucional para Conservação de Energia e Uso do Biogás.** p. 139, 2005. Dissertação (mestrado) - Universidade de São Paulo, 2005. Disponível em: <[http://www.iee.usp.br/producao/2005/Teses/Tese\\_FelipeLima.pdf](http://www.iee.usp.br/producao/2005/Teses/Tese_FelipeLima.pdf)>.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Boletim dos Biocombustíveis.** 2017a. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim+DBio+nº+110+jul-ago+de+2017.pdf/e85a585c-10c7-4efc-bb8e-1779604f7487>>. Acesso em: 22 jun. 2019.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Nota Explicativa sobre a Proposta de Criação da Política Nacional de Biocombustíveis.** 2017b. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/32426543/RenovaBio+-Nota+Explicativa/52ef58fa-ae4d-43d0-b5a4-c658e3660825;jsessionid=9B0CC2FAD5CF6053296CC7057FF5421D.srv155>>. Acesso em: 5 set. 2019.

MME - Ministério de Minas e Energia. **RenovaBio: Cenários e simulação de impacto.** 2017c. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/32426543/RENOVABIO+-+Cenários+e+Simulação+de+Impacto/ac0fd0e2-b38d-4347-96b9-ee8bd0c0771e?version=1.1>>. Acesso em: 9 set. 2019.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Proposta de Metas Compulsórias Anuais de Redução de Emissões na Comercialização de Combustíveis.** 2018. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_auth=hzIkUPQ4&p\\_p\\_id=consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_i](http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=hzIkUPQ4&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_i)>

d=column-

1&p\_p\_col\_count=1&\_consultapublicaexterna\_WAR\_consultapublicaportl>. Acesso em: 5 set. 2019.

MOHR, S.; SEISLER, J. M. **How to Implement a Biomethane Project. Decision Makers' Guide**. 2008. Disponível em:

<[https://trimis.ec.europa.eu/sites/default/files/project/documents/20120601\\_134844\\_1357\\_biogasmax\\_decision\\_guide\\_en.pdf](https://trimis.ec.europa.eu/sites/default/files/project/documents/20120601_134844_1357_biogasmax_decision_guide_en.pdf)>.

MONTEIRO, S. D. da S.; CARVALHO. **Produção de Biometano: Análise de Mercado e Estudo da Separação por PSA**. 2011. Dissertação (mestrado) - Universidade do Porto, Porto, 2011. Disponível em: <<https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/69219/1/000150475.pdf>>. Acesso em: 22 jun. 2019.

MORAES, B. S.; ZAIAT, M.; BONOMI, A. Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane ethanol production in Brazil: Challenges and perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 888–903, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.023>>.

MOSEY, F. E. **MATHEMATICAL MODELLING OF THE ANAEROBIC DIGESTION PROCESS: REGULATORY MECHANISMS FOR THE FORMATION OF SHORT-CHAIN VOLATILE ACIDS FROM GLUCOSE**. v. 15, n. August, p. 209–232, 1983.

OMS - Organização Mundial da Saúde. **Investing in water and sanitation: increasing access, reducing inequalities**. 2014. UN-water global analysis and assessment of sanitation and drinking-water (GLAAS) 2014 report. Disponível em: <[https://www.who.int/water\\_sanitation\\_health/publications/glaas\\_report\\_2014/en/](https://www.who.int/water_sanitation_health/publications/glaas_report_2014/en/)>. Acesso em: 22 jun. 2019.

PROSAB - Programa de Pesquisas em Saneamento Básico. **Tratamento de Esgotos Sanitários por Processo Anaeróbio e Disposição Controlada no Solo**. José Roberto Campos (coordenador). Rio de Janeiro : ABES, 1999. 464 p. : il.

PROSAB - Programa de Pesquisas em Saneamento Básico. **Digestão Anaeróbia de Resíduos Sólidos Orgânicos e Aproveitamento de Biogás**. Sérgio Túlio Cassini (coordenador). – Rio de Janeiro : ABES, RiMa, 2003 210 p. : Il.

RABONI, M.; URBINI, G. **Production and use of biogas in Europe: a survey of current status and perspectives**. *Ambiente e Agua - An Interdisciplinary Journal of Applied Science*, v. 9, n. 2, p. 191–202, 26 jun. 2014. Disponível em:



<[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_abstract&pid=S1980-993X2014000200002&lng=en&nrm=iso&tlng=en](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S1980-993X2014000200002&lng=en&nrm=iso&tlng=en)>. Acesso em: 11 jul. 2019.

RCGI – RESEARCH CENTRE FOR GAS INNOVATION. **Biogás, Biometano e Potência Elétrica em São Paulo**. Disponível em:

<<https://www.arcgis.com/apps/View/index.html?appid=280ffdedd6e74724903ff161803a1462&extent=-53.9090,-25.0137,-43.3621,-20.1000>>. Acesso em: 2 set. 2019.

RUSSO, M. A. T. **Avaliação dos processos de transformação de resíduos sólidos urbanos em aterro sanitário**. 2005. Tese (doutorado) - Universidade do Minho, Minho, 2005. Disponível em:

<<https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/7126/1/TESE PhD Versão Final.pdf>>. Acesso em: 22 jun. 2019.

Fundação SEADE - Fundação Sistema Estadual de Análise de Dados. **PIB Trimestral Analise | Produtos Seade**. Disponível em:

<<http://www.seade.gov.br/produtos/pib-trimestral-analise/>>. Acesso em: 22 jun. 2019.

SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Anuário da Indústria de Petróleo e Gás Natural de São Paulo - 2017**. Disponível em: <

[http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalcev2/intranet/BiblioVirtual/petro gas/anuario\\_industria\\_petroleo\\_gas.pdf](http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalcev2/intranet/BiblioVirtual/petro gas/anuario_industria_petroleo_gas.pdf)>. Acesso em: 2 set. 2019.

SNIS. **Diagnóstico de Serviços de Água e Esgoto - 2017**. 2019. Disponível em: <<http://www.snis.gov.br/diagnostico-agua-e-esgotos/diagnostico-ae-2017>>. Acesso em: 18 jun. 2019.

STILPEN, M. R.; STILPEN, D. V. de S.; MARIANI, L. F. **Análise Do Programa Renovabio No Âmbito Do Setor De Biogás E Biometano Do Brasil**. Revista Brasileira de Climatologia, v. 24, n. Nº 4 | 4º Trim, p. 7–19, 2018.

STÜRMER, B. et al. **Technical-economic analysis for determining the feasibility threshold for tradable biomethane certificates**. Biosurf Project, 2016. Disponível em:

<<https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5aa5ba7aa&appId=PPGMS>>.

WILKEN, D. et al. **Biogas to Biomethane: flexible energy supply from biomass**. 2017. Disponível em: <<https://www.biogas-to-biomethane.com/Download/BTB.pdf>>. Acesso em: 30 jun. 2019.

## ANEXO I

### Relação de Municípios Região de Concessão da Companhia de Gás de São Paulo

1) AGUAÍ	60) HOLAMBRA	119) POÁ
2) ÁGUAS DA PRATA	61) HORTOLÂNDIA	120) POTIM
3) ÁGUAS DE LINDÓIA	62) IGARATÁ	121) PRAIA GRANDE
4) ÁGUAS DE SÃO PEDRO	63) ILHA BELA	122) QUELUZ
5) AMERICANA	64) INDAIATUBA	123) RAFARD
6) AMPARO	65) IPEÚNA	124) REDENÇÃO DA SERRA
7) ANALÂNDIA	66) IRACEMÁPOLIS	125) RIBEIRÃO PIRES
8) APARECIDA	67) ITANHAÉM	126) RIO CLARO
9) ARAPEÍ	68) ITAPECERICA DA SERRA	127) RIO DAS PEDRAS
10) ARARAS	69) ITAPEVI	128) RIO GRANDE DA SERRA
11) AREIAS	70) ITAPIRA	129) ROSEIRA
12) ARTUR NOGUEIRA	71) ITAQUAQUECETUBA	130) SALESÓPOLIS
13) ARUJÁ	72) ITATIBA	131) SALTINHO
14) ATIBAIA	73) ITIRAPINA	132) SANTA BÁRBARA D'OESTE
15) BANANAL	74) ITOBI	133) SANTA BRANCA
16) BARUERI	75) ITUPEVA	134) SANTA CRUZ DA CONCEIÇÃO
17) BERTIOGA	76) JACAREÍ	135) SANTA CRUZ DAS PALMEIRAS
18) BIRITIBA MIRIM	77) JAGUARIÚNA	136) SANTA GERTRUDES
19) BOM JESUS DOS PERDÕES	78) JAMBEIRO	137) SANTA IZABEL
20) BRAGANÇA PAULISTA	79) JANDIRA	138) SANTA MARIA DA SERRA
21) BROTAS	80) JARINU	139) SANTANA DO PARNAÍBA
22) CABREÚVA	81) JOANÓPOLIS	140) SANTO ANDRÉ
23) CAÇAPAVA	82) JUNDIAÍ	141) SANTO ANTONIO DA POSSE
24) CACHOEIRA PAULISTA	83) JUQUITIBA	142) SANTO ANTONIO DO JARDIM
25) CACONDE	84) LAGOINHA	143) SANTO ANTONIO DO PINHAL
26) CAIEIRAS	85) LAVRINHAS	144) SANTOS
27) CAJAMAR	86) LEME	145) SÃO BENTO DO SAPUCAÍ
28) CAMPINAS	87) LIMEIRA	146) SÃO BERNARDO DO CAMPO
29) CAMPO LIMPO PAULISTA	88) LINDÓIA	147) SÃO CAETANO DO SUL
30) CAMPOS DO JORDÃO	89) LORENA	148) SÃO JOÃO DA BOA VISTA
31) CANAS	90) LOUVEIRA	149) SÃO JOSÉ DO BARREIRO
32) CAPIVARÍ	91) MAIRIPORÃ	150) SÃO JOSÉ DO RIO PARDO
33) CARAGUATATUBA	92) MAUÁ	151) SÃO JOSÉ DOS CAMPOS
34) CARAPICUÍBA	93) MOCOCA	152) SÃO LOURENÇO DA SERRA
35) CASA BRANCA	94) MOGI DAS CRUZES	153) SÃO LUIS DO PARAÍTINGA
36) CHARQUEADA	95) MOGI-GUAÇU	154) SÃO PAULO
37) CONCHAL	96) MOGI-MIRIM	155) SÃO PEDRO
38) CORDEIRÓPOLIS	97) MOMBUCA	156) SÃO SEBASTIÃO

39) CORUMBATAÍ	98) MONGAGUÁ	157) SÃO SEBASTIÃO DA GRAMA
40) COSMÓPOLIS	99) MONTE ALEGRE DO SUL	158) SÃO VICENTE
41) COTIA	100) MONTE MOR	159) SERRA NEGRA
42) CRUZEIRO	101) MONTEIRO LOBATO	160) SILVEIRAS
43) CUBATÃO	102) MORUNGABA	161) SOCORRO
44) CUNHA	103) NATIVIDADE DA SERRA	162) SUMARÉ
45) DIADEMA	104) NAZARÉ PAULISTA	163) SUZANO
46) DIVINOLÂNDIA	105) NOVA ODESSA	164) TABOÃO DA SERRA
47) ELIAS FAUSTO	106) OSASCO	165) TAMBÁÚ
48) EMBÚ	107) PARAIBUNA	166) TAPIRATIBA
49) EMBÚ-GUAÇÚ	108) PAULÍNIA	167) TAUBATÉ
50) ENGENHEIRO COELHO	109) PEDRA BELA	168) TORRINHA
51) ESPÍRITO SANTO DO PINHAL	110) PEDREIRA	169) TREMEMBÉ
52) ESTIVA GERBI	111) PERUÍBE	170) TUIUTI
53) FERRAZ DE VASCONCELOS	112) PINDAMONHANGABA	171) UBATUBA
54) FRANCISCO MORATO	113) PINHALZINHO	172) VALINHOS
55) FRANCO DA ROCHA	114) PIQUETE	173) VARGEM
56) GUARAREMA	115) PIRACAIA	174) VARGEM GRANDE DO SUL
57) GUARATINGUETÁ	116) PIRACICABA	175) VARGEM GRANDE PAULISTA
58) GUARUJÁ	117) PIRAPORA DO BOM JESUS	176) VÁRZEA PAULISTA
59) GUARULHOS	118) PIRASSUNUNGA	177) VINHEDO

## ANEXO II

### Relação de Municípios Região de Concessão da Gás Brasileiro

1. ADAMANTINA	126. HERCULÂNDIA	251. PENÁPOLIS
2. ADOLFO	127. IACANGA	252. PEREIRA BARRETO
3. AGUDOS	128. IACRI	253. PIACATU
4. ALFREDO MARCONDES	129. IBATÉ	254. PINDORAMA
5. ALTAIR	130. IBIRÁ	255. PIQUEROBI
6. ALTINÓPOLIS	131. IBIRAREMA	256. PIRAJUÍ
7. ALTO ALEGRE	132. IBITINGA	257. PIRANGI
8. ÁLVARES FLORENCE	133. ICÉM	258. PIRAPOZINHO
9. ÁLVARES MACHADO	134. IEPÊ	259. PIRATININGA
10. ÁLVARO DE CARVALHO	135. IGARAÇU DO TIETÊ	260. PITANGUEIRAS
11. ALVINLÂNDIA	136. IGARAPAVA	261. PLANALTO
12. AMÉRICO BRASILIENSE	137. ILHA SOLTEIRA	262. PLATINA
13. AMÉRICO DE CAMPOS	138. INDIANA	263. POLONI
14. ANDRADINA	139. INDIAPORÃ	264. POMPÉIA
15. ANHUMAS	140. INÚBIA PAULISTA	265. PONGAÍ
16. APARECIDA D'OESTE	141. IPAUÇU	266. PONTAL
17. ARAÇATUBA	142. IPIGUÁ	267. PONTALINDA
18. ARAMINA	143. IPUÃ	268. PONTES GESTAL
19. ARARAQUARA	144. IRAPUÃ	269. POPULINA
20. ARCO-ÍRIS	145. IRAPURU	270. PORTO FERREIRA
21. AREALVA	146. ITAJOBÍ	271. POTIRENDABA
22. ARIRANHA	147. ITAJU	272. PRACINHA
23. ASPÁSIA	148. ITÁPOLIS	273. PRADÓPOLIS
24. ASSIS	149. ITAPUÍ	274. PRESIDENTE ALVES
25. AURIFLAMA	150. ITAPURA	275. PRESIDENTE BERNARDES
26. AVAÍ	151. ITIRAPUÃ	276. PRESIDENTE EPITÁCIO
27. AVANHANDAVA	152. ITUVERAVA	277. PRESIDENTE PRUDENTE
28. BADY BASSITT	153. JABORANDI	278. PRESIDENTE VENCESLAU
29. BALBINOS	154. JABOTICABAL	279. PROMISSÃO
30. BÁLSAMO	155. JACI	280. QUATÁ
31. BARBOSA	156. JALES	281. QUEIROZ
32. BARIRI	157. JARDINÓPOLIS	282. QUINTANA
33. BARRA BONITA	158. JAÚ	283. RANCHARIA
34. BARRETOS	159. JERIQUARA	284. REGENTE FEIJÓ
35. BARRINHA	160. JOÃO RAMALHO	285. REGINÓPOLIS
36. BASTOS	161. JOSÉ BONIFÁCIO	286. RESTINGA
37. BATATAIS	162. JÚLIO MESQUITA	287. RIBEIRÃO BONITO
38. BAURU	163. JUNQUEIRÓPOLIS	288. RIBEIRÃO CORRENTE

39. BEBEDOURO	164. LAVÍNIA	289. RIBEIRÃO DO SUL
40. BENTO DE ABREU	165. LENÇÓIS PAULISTA	290. RIBEIRÃO DOS ÍNDIOS
41. BERNARDINO DE CAMPOS	166. LINS	291. RIBEIRÃO PRETO
42. BILAC	167. LOURDES	292. RIFAINA
43. BIRIGUI	168. LUCÉLIA	293. RINCÃO
44. BOA ESPERANÇA DO SUL	169. LUCIANÓPOLIS	294. RINÓPOLIS
45. BOCAINA	170. LUÍS ANTÔNIO	295. RIOLÂNDIA
46. BORÁ	171. LUIZIÂNIA	296. ROSANA
47. BORACÉIA	172. LUPÉRCIO	297. RUBIÁCEA
48. BORBOREMA	173. LUTÉCIA	298. RUBINÉIA
49. BOREBI	174. MACATUBA	299. SABINO
50. BRAÚNA	175. MACAUBAL	300. SAGRES
51. BREJO ALEGRE	176. MACEDÔNIA	301. SALES
52. BRODÓSQUI	177. MAGDA	302. SALES OLIVEIRA
53. BURITAMA	178. MARABÁ PAULISTA	303. SALMOURÃO
54. BURITIZAL	179. MARACÁI	304. SALTO GRANDE
55. CABRÁLIA PAULISTA	180. MARAPOAMA	305. SANDOVALINA
56. CAFELÂNDIA	181. MARIÁPOLIS	306. SANTA ADÉLIA
57. CAIABU	182. MARÍLIA	307. SANTA ALBERTINA
58. CAIUÁ	183. MARINÓPOLIS	308. SANTA CLARA D'OESTE
59. CAJOBI	184. MARTINÓPOLIS	309. SANTA CRUZ DA ESPERANÇA
60. CAJURU	185. MATÃO	310. SANTA CRUZ DO RIO PARDO
61. CAMPOS NOVOS PAULISTA	186. MENDONÇA	311. SANTA ERNESTINA
62. CÂNDIDO MOTA	187. MERIDIANO	312. SANTA FÉ DO SUL
63. CÂNDIDO RODRIGUES	188. MESÓPOLIS	313. SANTA LÚCIA
64. CANITAR	189. MIGUELÓPOLIS	314. SANTA MERCEDES
65. CARDOSO	190. MINEIROS DO TIETÊ	315. SANTA RITA D'OESTE
66. CÁSSIA DOS COQUEIROS	191. MIRA ESTRELA	316. SANTA RITA DO PASSA QUATRO
67. CASTILHO	192. MIRANDÓPOLIS	317. SANTA ROSA DE VITERBO
68. CATANDUVA	193. MIRANTE DO PARANAPANEMA	318. SANTA SALETE
69. CATIGUÁ	194. MIRASSOL	319. SANTANA DA PONTE PENSA
70. CEDRAL	195. MIRASSOLÂNDIA	320. SANTO ANASTÁCIO
71. CHAVANTES	196. MONÇÕES	321. SANTO ANTÔNIO DA ALEGRIA
72. CLEMENTINA	197. MONTE ALTO	322. SANTO ANTÔNIO DO ARACANGUÁ
73. COLINA	198. MONTE APRAZÍVEL	323. SANTO EXPEDITO
74. COLÔMBIA	199. MONTE AZUL PAULISTA	324. SANTÓPOLIS DO AGUAPEÍ
75. COROADOS	200. MONTE CASTELO	325. SÃO CARLOS
76. COSMORAMA	201. MORRO AGUDO	326. SÃO FRANCISCO
77. CRAVINHOS	202. MOTUCA	327. SÃO JOÃO DAS DUAS PONTES
78. CRISTAIS PAULISTA	203. MURUTINGA DO SUL	328. SÃO JOÃO DE IRACEMA

79. CRUZÁLIA	204. NANTES	329. SÃO JOÃO DO PAU D'ALHO
80. DESCALVADO	205. NARANDIBA	330. SÃO JOAQUIM DA BARRA
81. DIRCE REIS	206. NEVES PAULISTA	331. SÃO JOSÉ DA BELA VISTA
82. DOBRADA	207. NHANDEARA	332. SÃO JOSÉ DO RIO PRETO
83. DOIS CÓRREGOS	208. NIPOÃ	333. SÃO PEDRO DO TURVO
84. DOLCINÓPOLIS	209. NOVA ALIANÇA	334. SÃO SIMÃO
85. DOURADO	210. NOVA CANAÃ PAULISTA	335. SEBASTIANÓPOLIS DO SUL
86. DRACENA	211. NOVA CASTILHO	336. SERRA AZUL
87. DUARTINA	212. NOVA EUROPA	337. SERRANA
88. DUMONT	213. NOVA GRANADA	338. SERTÃOZINHO
89. ECHAPORÃ	214. NOVA GUATAPORANGA	339. SEVERÍNIA
90. ELISIÁRIO	215. NOVA INDEPENDÊNCIA	340. SUD MENNUCCI
91. EMBAÚBA	216. NOVA LUZITÂNIA	341. SUZANÁPOLIS
92. EMILIANÓPOLIS	217. NOVAIS	342. TABAPUÃ
93. ESPÍRITO SANTO DO TURVO	218. NOVO HORIZONTE	343. TABATINGA
94. ESTRELA D'OESTE	219. NUPORANGA	344. TACIBA
95. ESTRELA DO NORTE	220. OCAUÇU	345. TAIACU
96. EUCLIDES DA CUNHA PAULISTA	221. ÓLEO	346. TAIÚVA
97. FERNANDO PRESTES	222. OLÍMPIA	347. TANABI
98. FERNANDÓPOLIS	223. ONDA VERDE	348. TAQUARAL
99. FERNÃO	224. ORIENTE	349. TAQUARITINGA
100. FLORA RICA	225. ORINDIÚVA	350. TARABAI
101. FLOREAL	226. ORLÂNDIA	351. TARUMÃ
102. FLÓRIDA PAULISTA	227. OSCAR BRESSANE	352. TEODORO SAMPAIO
103. FLORÍNIA	228. OSVALDO CRUZ	353. TERRA ROXA
104. FRANCA	229. OURINHOS	354. TIMBURI
105. GABRIEL MONTEIRO	230. OURO VERDE	355. TRABIJU
106. GÁLIA	231. OUROESTE	356. TRÊS FRONTEIRAS
107. GARÇA	232. PACAEMBU	357. TUPÃ
108. GASTÃO VIDIGAL	233. PALESTINA	358. TUPI PAULISTA
109. GAVIÃO PEIXOTO	234. PALMARES PAULISTA	359. TURIÚBA
110. GENERAL SALGADO	235. PALMEIRA D'OESTE	360. TURMALINA
111. GETULINA	236. PALMITAL	361. UBARANA
112. GLICÉRIO	237. PANORAMA	362. UBIRAJARA
113. GUAÍÇARA	238. PARAGUAÇU PAULISTA	363. UCHOA
114. GUAIMBÊ	239. PARAÍSO	364. UNIÃO PAULISTA
115. GUAÍRA	240. PARANAPUÃ	365. URÂNIA
116. GUAPIAÇU	241. PARAPUÃ	366. URU
117. GUARÁ	242. PARISI	367. URUPÊS
118. GUARAÇAI	243. PATROCÍNIO PAULISTA	368. VALENTIM GENTIL
119. GUARACI	244. PAULICÉIA	369. VALPARAÍSO
120. GUARANI D'OESTE	245. PAULISTÂNIA	370. VERA CRUZ
121. GUARANTÃ	246. PAULO DE FARIA	371. VIRADOURO

122. GUARARAPES	247. PEDERNEIRAS	372. VISTA ALEGRE DO ALTO
123. GUARIBA	248. PEDRANÓPOLIS	373. VITÓRIA BRASIL
124. GUATAPARÁ	249. PEDREGULHO	374. VOTUPORANGA
125. GUZOLÂNDIA	250. PEDRINHAS PAULISTA	375. ZACARIAS

### ANEXO III

#### Relação de Municípios Região de Concessão da Naturgy

1 ÁGUAS DE SANTA BÁRBARA	32 GUAPIARA	63 PEREIRAS
2 ALAMBARI	33 GUAREÍ	64 PIEDADE
3 ALUMÍNIO	34 IARAS	65 PILAR DO SUL
4 ANGATUBA	35 IBIÚNA	66 PIRAJU
5 ANHEMBI	36 IGUAPE	67 PORANGABA
6 APIÁÍ	37 ILHA COMPRIDA	68 PORTO FELIZ
7 ARAÇARIGUAMA	38 IPERÓ	69 PRATÂNIA
8 ARAÇOIABA DA SERRA	39 IPORANGA	70 QUADRA
9 ARANDU	40 ITABERÁ	71 REGISTRO
10 AREÍÓPOLIS	41 ITAÍ	72 RIBEIRA
11 AVARÉ	42 ITAÓCA	73 RIBEIRÃO BRANCO
12 BARÃO DE ANTONINA	43 ITAPETININGA	74 RIBEIRÃO GRANDE
13 BARRA DO CHAPÉU	44 ITAPEVA	75 RIVERSUL
14 BARRA DO TURVO	45 ITAPIRAPUÃ PAULISTA	76 SALTO
15 BOFETE	46 ITAPORANGA	77 SALTO DE PIRAPORA
16 BOITUVA	47 ITARARÉ	78 SÃO MANUEL
17 BOM SUCESSO DE ITARARÉ	48 ITARIRI	79 SÃO MIGUEL ARCANJO
18 BOTUCATU	49 ITATINGA	80 SÃO ROQUE
19 BURI	50 ITU	81 SARAPUÍ
20 CAJATI	51 JACUPIRANGA	82 SARUTAIÁ
21 CAMPINA DO MONTE ALEGRE	52 JUMIRIM	83 SETE BARRAS
22 CANANÉIA	53 JUQUIÁ	84 SOROCABA
23 CAPÃO BONITO	54 LARANJAL PAULISTA	85 TAGUAÍ
24 CAPELA DO ALTO	55 MAIRINQUE	86 TAPIRAÍ
25 CERQUEIRA CÉSAR	56 MANDURI	87 TAQUARITUBA
26 CERQUILHO	57 MIRACATU	88 TAQUARIVAÍ
27 CESÁRIO LANGE	58 NOVA CAMPINA	89 TATUI
28 CONCHAS	59 PARANAPANEMA	90 TEJUPÁ
29 CORONEL MACEDO	60 PARDINHO	91 TIETÊ
30 ELDORADO	61 PARIQUERA-AÇU	92 TORRE DE PEDRA
31 FARTURA	62 PEDRO DE TOLEDO	93 VOTORANTIM