

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

Allan Ribeiro Machado

**POTENCIALIDADES E DESAFIOS DA UTILIZAÇÃO DE BIOGÁS  
PARA TRANSPORTE E GERAÇÃO DE ENERGIA**

Santa Maria, RS  
2019

**Allan Ribeiro Machado**

**POTENCIALIDADES E DESAFIOS DA UTILIZAÇÃO DE BIOGÁS PARA  
TRANSPORTE E GERAÇÃO DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de Engenheiro Mecânico.

Orientador: Prof. PhD Mario Eduardo Santos Martins

Santa Maria, RS  
2019

Allan Ribeiro Machado

**POTENCIALIDADES E DESAFIOS DA UTILIZAÇÃO DE BIOGÁS PARA  
TRANSPORTE E GERAÇÃO DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de Engenheiro Mecânico.

**Aprovado em 19 de julho de 2019:**

---

**Mario Eduardo Santos Martins, Ph.D. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Denis Rabenschlag, Dr. (UFSM)**

---

**Paulo Romeu Moreira Machado, Dr. (UFSM)**

Santa Maria, RS  
2019

## RESUMO

### POTENCIALIDADES E DESAFIOS DA UTILIZAÇÃO DE BIOGÁS PARA TRANSPORTE E GERAÇÃO DE ENERGIA

AUTOR: Allan Ribeiro Machado  
ORIENTADOR: Mario Eduardo Santos Martins

Na conjuntura atual em que a sustentabilidade ambiental se tornou uma preocupação em nível global - imprescindível para a sobrevivência das empresas no mercado - a busca de fontes de energia que substituam as tradicionais por sustentáveis expandiu-se significativamente. O Brasil é privilegiado pela variedade destas fontes disponíveis, dentre elas, o biogás se destaca por aproveitar o potencial energético renovável disponível no meio ambiente. Contribuí, com isso, para a redução de resíduos que causam prejuízos ambientais. O objetivo desse trabalho de conclusão de curso é avaliar a potencialidade da utilização do biogás, tanto na geração de energia elétrica como combustível veicular na matriz energética brasileira. O desenvolvimento do trabalho foi realizado com revisão bibliográfica e análise do gás no cenário brasileiro atual, englobando aspectos técnicos, econômicos e políticos. Os resultados mostraram uma viabilidade econômica melhor para o biogás como fonte de energia elétrica, devido a recentes modelos de negócios que favoreceram a geração distribuída para esse fim. Em relação a utilização como combustível veicular, sua viabilidade mostra-se limitada principalmente pelos altos custos em escalas de produção menores. Assim, o preço de mercado da energia a partir do biogás, não representa o valor ambiental total fornecido. São necessários, portanto, melhores incentivos no uso do biogás e do biometano no Brasil. Novas políticas e iniciativas públicas abrangentes - coordenadas em âmbitos nacional e estadual - são de grande importância a fim de diminuir os custos de produção, para se beneficiar completamente do potencial desta fonte energética renovável de excelente valor ambiental.

**Palavras-chave:** Biogás. Biometano. Energia renovável. Sustentabilidade ambiental. Potencialidade da utilização.

## **ABSTRACT**

### **POTENTIALITIES AND CHALLENGES OF THE BIOGAS USE FOR TRANSPORTATION AND ENERGY GENERATION**

AUTHOR: Allan Ribeiro Machado  
ADVISOR: Mario Eduardo Santos Martins

In the current conjuncture where environmental sustainability has become a global concern - essential for the survival of market companies - the search for energy generation to replace traditional sources for sustainable sources has expanded significantly. Brazil is benefited by the variety of these available sources. Among them, biogas stands out for taking advantage of the renewable energy potential available in the environment. It contributes, therefore, to the reduction of waste that causes environmental damage. The objective of this work is to evaluate the potential use of biogas for electrical energy generation and as vehicular fuel in the Brazilian energy matrix. The work development was carried out with a bibliographic review and biogas analysis in the current Brazilian scenario, encompassing technical, economic and political aspects. The results showed a better economic viability for biogas as a source of electrical energy, due to recent business models that favored distributed generation for this purpose. Regarding the use as a vehicular fuel, its viability is limited mainly by the high costs in smaller production scales. Thus, the market price of energy from biogas does not represent the total environmental value provided. Therefore, are necessary better use incentives of biogas and biomethane in Brazil. New comprehensive public policies and initiatives - coordinated at national and state levels - are of great importance in order to reduce production costs, to fully benefit from the potential of this renewable energy source of excellent environmental value.

**Keywords:** Biogas. Biomethane. Renewable energy. Environmental sustainability.  
Potentiality of use.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Poder calorífico superior e inferior do biogás por concentração de metano.....	16
Figura 2 - Esquema da decomposição anaeróbia.....	17
Figura 3 - Esquema do processo de produção de biogás e biofertilizante .....	19
Figura 4 - Etapas de tratamento do biogás conforme seu uso final .....	21
Figura 5 - Unidades de produção de biogás cadastradas no Brasil.....	27
Figura 6 - Dados do crescimento da produção biogás de 2015 para 2018.....	28
Figura 7 - Diferença da quantidade de plantas e volume diário de produção quanto ao substrato .....	30
Figura 8 - Potencial de produção do biogás de cada setor .....	31
Figura 9 - Principais usinas de geração de energia por meio do biogás .....	32
Figura 10 - Usina de biogás GNR Fortaleza .....	32
Figura 11 - Principais usinas de biogás para produção de biometano .....	33
Figura 12 - Comparativo de emissões de CO <sub>2</sub> eq de diferentes combustíveis provenientes de diversos países do mundo .....	36
Figura 13 - Números relacionados a produção de energia por meio de resíduos no Brasil .....	36
Figura 14 - Estação de tratamento de esgoto de Suzano .....	37
Figura 15 - Demanda acumulada de energia durante todas as etapas de processamento do biogás .....	38
Figura 16 - Comparativo geral entre emissões de CO <sub>2</sub> eq totais das quatro etapas .....	39
Figura 17 - Esquema do modelo de funcionamento do RenovaBio .....	41
Figura 18 - Custos específicos de upgrading do biogás, em dólares por m <sup>3</sup> de metano .....	50
Figura 19 - Custos totais de produção encontradas no estudo em R\$/MJ .....	51
Figura 20 - Valores de CAPEX para plantas com upgrade para biometano de alto poder calorífico .....	51
Figura 21 - Valores de investimento para conversão e tratamento adotado para os projetos simulados .....	52
Figura 22 - Custo do biometano para diferentes condições de financiamento e escala de produção em R\$/MJ.....	53
Figura 23 - Investimento total por fonte de energia em função da potência .....	55
Figura 24 - Comparativo da viabilidade econômica de diferentes projetos para geração de energia elétrica .....	58
Figura 25 - Interesse de pesquisa relativo nos últimos anos por meio do Google Trends, pesquisando pela palavras-chave biogás, no Brasil, entre os anos de 2004 e 2019 .....	59

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Composição do biogás em função do volume de gás produzido .....	15
Quadro 2 - Comparação entre as principais técnicas de enriquecimento do biogás.....	22
Quadro 3 - Valores de emissões de CO <sub>2</sub> de diferentes combustíveis e sua origem.....	34
Quadro 4 - Valores de emissões de CO <sub>2</sub> de diferentes combustíveis segundo a JRC .....	35
Quadro 5 - Metas de redução de intensidade de carbono em 10 anos .....	40
Quadro 6 - Quantidade mínima de biometano para viabilizar a certificação RenovaBio e equivalência na atividade produtiva .....	43
Quadro 7 - Marco regulatório relevante ao setor de biogás no Brasil .....	44
Quadro 8 - Marco regulatório relevante ao setor de biogás no Brasil .....	45
Quadro 9 - Tributos sujeitos à aplicação no biogás .....	47
Quadro 10 - Custos totais de produção encontradas no estudo em R\$/m <sup>3</sup> .....	50
Quadro 11 - Resultados das tarifas de equilíbrio para os casos simulados, em R\$/m <sup>3</sup> .....	53
Quadro 12 - Estimativas de custo de geração de energia elétrica com biogás .....	55
Quadro 13 - Potencial em energia elétrica da Granja Haacke .....	56
Quadro 14 - Instalação concluída operando em duas situações .....	56
Quadro 15 - Premissas do estudo de geração de energia elétrica por meio do biogás oriundo do esgoto... ..	57
Quadro 16 - Comparativo das opções de obtenção de energia.....	57

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Quantidade de plantas e produção de biogás segundo a situação das plantas em 2015 e 2018.....	28
Tabela 2 - Quantidade de plantas e volume produzido de biogás segundo a origem do substrato .....	29
Tabela 3 - Quantidade de plantas e volume produzido de biogás segundo aplicação energética. ....	30



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABC	Plano da Agricultura de Baixo Carbono
ABIOGÁS	Associação Brasileira do Biogás
ABRELPE	Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais
ACV	Avaliação do Ciclo de Vida
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ARB	California Air Resources Board
CAPEX	Custos de Investimento
CBIOs	Crédito de Descarbonização por Biocombustíveis
CH <sub>4</sub>	Metano
CIBIOGÁS	Centro Internacional de Energias Renováveis–Biogás
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CSL	Contribuição Social sobre Lucro Líquido
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GEEs	Gases do Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNC	Gás Natural Comprimido
H <sub>2</sub>	Hidrogênio
H <sub>2</sub> S	Gás Sulfídrico
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
II	Imposto de Importação
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IRPF	Reduções do Imposto de Renda de Pessoa Física
JRC	Joint Research Centre
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
N <sub>2</sub>	Nitrogênio
NH <sub>3</sub>	Amoníaco
O <sub>2</sub>	Oxigênio
OPEX	Custos de Operação
PASEP	Contribuição para os Programas de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PCI	Poder Calorífico Inferior
PHC	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIS	Contribuição para os Programas de Integração Social
PNPB	Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel
PROBIOGÁS	Projeto Brasil-Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil
PROGD	Programa de Desenvolvimento de Geração Distribuída de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Renováveis de Energia Elétrica
PSA	Pressure Swing Adsorption
RENOVABIO	Política Nacional de Biocombustíveis
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos

TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UASB	Upflow Anaerobic Sludge Blanket

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>6</b>
<b>LISTA DE QUADROS .....</b>	<b>7</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>8</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS .....</b>	<b>9</b>
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
<b>1.1 Objetivos .....</b>	<b>13</b>
1.1.1 Objetivo Geral.....	13
1.1.2 Objetivos Específicos .....	13
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>14</b>
<b>2.1 História do biogás .....</b>	<b>14</b>
<b>2.2 Características do biogás.....</b>	<b>14</b>
<b>2.3 Engenharia do processo de biodigestão: .....</b>	<b>19</b>
<b>2.4 Purificação do biogás.....</b>	<b>20</b>
<b>2.5 Características do biometano.....</b>	<b>24</b>
<b>2.6 Sistemas de armazenamento .....</b>	<b>25</b>
<b>3 CENÁRIO NACIONAL DO USO DE BIOGÁS .....</b>	<b>27</b>
<b>3.1 Produção atual de biogás no Brasil.....</b>	<b>27</b>
<b>3.2 Avaliação do ciclo de vida e potencial de redução de emissões de CO<sub>2</sub></b> <b>    equivalente .....</b>	<b>33</b>
<b>3.3 RenovaBio .....</b>	<b>39</b>
<b>3.4 Políticas de incentivo e tributação aplicada ao biogás e biometano: .....</b>	<b>44</b>
<b>3.5 Análise de custos do biometano como combustível veicular .....</b>	<b>49</b>
<b>3.6 Análise de custos da geração de energia elétrica a partir do biogás.....</b>	<b>54</b>
<b>3.7 Limitantes para expansão do biogás e biometano no Brasil .....</b>	<b>59</b>
<b>4 CONCLUSÃO .....</b>	<b>63</b>
<b>5 REFERÊNCIAS .....</b>	<b>65</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Atualmente, pesquisas como tema “geração de energia” são vinculadas com a tendência mundial de utilizar fontes sustentáveis em substituição às fontes tradicionais, majoritariamente concentradas no uso de combustíveis fósseis (por exemplo, carvão mineral, petróleo e gás natural), além da energia nuclear e hidrelétrica (DUARTE, 2017). Portanto, a sustentabilidade torna-se fundamental para a sobrevivência das empresas do mercado, deixando de ser apenas um elemento diferencial de certas organizações. Na Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano em 1972, realizada em Estocolmo, Suécia, foi marcada a definição do desenvolvimento que busca cumprir as necessidades da geração atual, sem afetar a capacidade das gerações futuras, criando o conceito de desenvolvimento sustentável (PEREIRA et al., 2015). Segundo o MME (2017a) é essencial que o Brasil incentive métodos alternativos, já que até 2016, 56,5% da oferta interna de todas as energias era baseada em fontes não renováveis, como o petróleo e seus derivados, gás natural, entre outros.

No Brasil o uso de fontes renováveis de energia é beneficiado pela variedade de opções disponíveis no meio ambiente e pela abundância de rejeitos orgânicos de atividades em sociedade (CASTRO et al., 2009). Desta forma, a utilização de biodigestor para produção de biogás é uma das possíveis maneiras de aproveitar o potencial energético renovável disponível no meio ambiente, sendo dependente da característica do rejeito utilizado e da maneira do processo de biodigestão. Seu uso auxilia parcialmente a resolução de problemas ambientais, oriundos de resíduos devido a reutilização de materiais orgânicos necessários para produção de biogás (GOMES, 2017).

Conforme Mathias e Mathias (2015), a biomassa de origem orgânica tem a dupla vantagem de gerar energia (calor e eletricidade) renovável e de reduzir o impacto ambiental associado a seu descarte. Além disso, sua utilização para produção do biogás também representa uma forma de geração distribuída (geração de energia descentralizada e em pequena escala), demonstrando um novo potencial econômico para as áreas rurais.

Se comparado às novas tecnologias que buscam energias renováveis, o biogás ganha destaque por meio de seus inúmeros efeitos positivos, possibilitando ganhos em termos econômicos, ambientais e sociais, e servindo como ferramenta para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), incentivando projetos desta modalidade (MONTAGNA, 2013).

O biogás é originado na matéria orgânica degradada, após esta passar pelo processo de digestão anaeróbia. Podendo ser obtido por meio de efluentes cloacais, resíduos orgânicos urbanos ou ambientes que geralmente possuem elevada quantidade de matéria orgânica. O biogás é considerado um biocombustível e pode ser produzido de forma contínua, desde que haja uma produção contínua de resíduos. Ou seja, a energia que ele gera é referida como renovável. A sua queima é considerada benéfica do ponto de vista de emissões de gases do efeito estufa, pois sua emissão direta de metano na atmosfera é 21 vezes mais prejudicial se comparada a sua combustão e consequente emissão de CO<sub>2</sub> (MMA, 2009). Desta maneira, a utilização de biogás representa um combustível renovável, torna-se uma alternativa aos combustíveis fósseis, utilizando rejeitos que no passado apenas seriam descartados (FREITAG, 2018).

Este trabalho consiste na análise de diversos fatores da aplicação do biogás para geração de energia elétrica e como combustível veicular no Brasil, buscando determinar seu potencial no território nacional e os possíveis benefícios ambientais da sua utilização.

## **1.1 Objetivos**

### **1.1.1 Objetivo Geral**

O objetivo deste trabalho é analisar a potencialidade da utilização do biogás, tanto na geração de energia elétrica quanto como combustível automotivo, na matriz energética brasileira.

### **1.1.2 Objetivos Específicos**

Para complementação do objetivo geral e maior clareza sobre os temas abordados, definem-se os seguintes objetivos específicos:

- Elaborar um referencial teórico para completa compreensão dos processos da obtenção até utilização final do gás.
- Demonstrar o panorama atual de produção e potencial do biogás na matriz energética brasileira.
- Mensurar sua competitividade comparada a diferentes alternativas de energia.
- Elucidar as barreiras técnicas, econômicas e políticas para a ampliação da utilização desse gás.

## **2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 História do biogás**

O biogás origina-se na decomposição anaeróbia de matéria orgânica, acontecendo desde os primórdios, em ambientes anóxicos no fundo do mar. Entretanto, a técnica da utilização do gás produzido a partir do processo de digestão anaeróbia só começou a ser explorada no final do século XIX e início do século XX. A China e a Índia foram os primeiros países a produzir biogás e a utilizá-lo como fonte de energia. Utilizando matéria-prima oriunda de restos de comidas e dejetos em geral, sendo o biogás produzido utilizado para iluminação e cocção (KARLSOON et al., 2014). Esses países posteriormente expandiram as formas de obtenção do biogás com foco nos lodos de esgoto. Inicialmente, o objetivo era reduzir a quantidade de lodo de esgoto, e não utilizar o biogás gerado, porém a crise do petróleo nos anos 70 fez com que o preço da energia subisse, surgindo a necessidade de aproveitar o biogás produzido. Com esse objetivo, começou-se a realizar mais estudos, com o intuito de otimizar o processo de digestão anaeróbica da matéria orgânica. Na década de 1990 isso havia se tornado muito popular, e muitas instalações de biogás foram sendo construídos na China e na Índia, alimentados por resíduos de indústrias de alimentos, frigoríficos, restaurantes, entre outros (KARLSOON et al., 2014).

### **2.2 Características do biogás**

O Biogás tem como característica principal ser renovável, com o aproveitamento de fontes energéticas disponíveis localmente. Portanto, sua produção e uso podem ser para consumo próprio, sem necessidade de redes de transmissão, transporte ou de distribuição. É capaz, ainda, de ser transportado como semelhante gás natural comprimido (GNC) ou distribuído por gasodutos, possibilitando a interiorização do gás metano (SEBIGAS-COTICA, 2018).

Segundo Beux (2005), a queima do gás metano tende a produzir menos poluentes na atmosfera por quantidade de energia gerada se comparado a outros combustíveis, assim, o biogás é considerado um combustível “limpo” podendo ser utilizado em equipamentos industriais, domésticos, veículos e na geração de energia elétrica. Exemplificando com o aproveitamento do biogás do lixo, tem-se como vantagens: a atenuação dos gases de efeito estufa devido ao consumo de metano, o baixo custo para o descarte do lixo e a utilização como combustível na geração de energia do gás produzido (OLIVEIRA, 2000).

Conforme CETESB (2019) a composição do biogás é difícil de ser definida, pois depende do material orgânico utilizado e do tipo de tratamento anaeróbio que sofre. Todavia, em linhas gerais a composição do biogás é apresentada no Quadro 1:

Quadro 1 - Composição do biogás em função do volume de gás produzido

<b>Gás</b>	<b>Teor em volume</b>
Metano (CH <sub>4</sub> )	50% - 70%
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	25% - 50%
Hidrogênio (H <sub>2</sub> )	0% - 1%
Gás sulfídrico (H <sub>2</sub> S)	0% - 3%
Oxigênio (O <sub>2</sub> )	0% - 2%
Amônia (NH <sub>3</sub> )	0% - 1%
Nitrogênio (N <sub>2</sub> )	0% - 7%

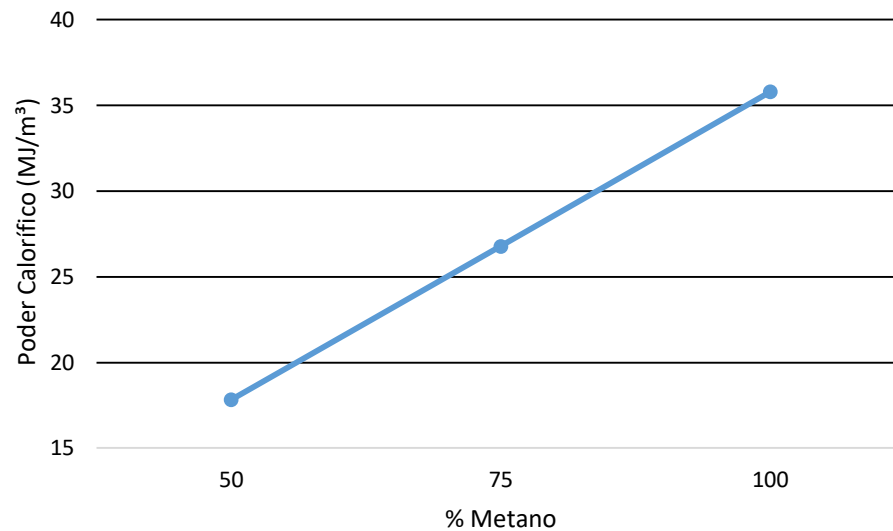
Fonte: CETESB (2019)

Em relação ao seu poder energético, Figueiredo (2007) atesta que de acordo com a quantidade de CH<sub>4</sub> existente no biogás, seu poder calorífico aumenta, independentemente do volume de CO<sub>2</sub>, pois este gás não pode ser queimado e seu poder calorífico inferior (PCI) é igual a zero.

De acordo com a concentração do gás metano presente no biogás a qual aumenta com a purificação da mistura gasosa, eliminando principalmente água e dióxido de carbono, o poder calorífico inferior pode variar entre 17,82 MJ/m<sup>3</sup> e 35,78,51 MJ/m<sup>3</sup>, (COLDEBELLA et al., 2006). A Figura 1 mostra o poder calorífico inferior e superior do biogás em função da concentração de metano que o compõe.

Como sua constituição se dá majoritariamente por gás metano (CH<sub>4</sub>) que, na atmosfera, representa grau de poluição aproximadamente 21 vezes superior ao dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) quando medido em relação ao efeito estufa (OLIVEIRA, 2009), ao ser utilizado para outros fins que não seja o descarte, o resultado é a atenuação da poluição ambiental (COELHO et al., 2006).

Figura 1 - Poder calorífico superior e inferior do biogás por concentração de metano



Fonte: adaptado de Coldebella (2006).

Para efeito de cálculos e padronização do potencial de redução de gases de efeito estufa, a emissão do biogás pode ser determinada em termos de carbono equivalente, levando em consideração emissões de outros gases de efeito estufa, além do dióxido de carbono, como gás metano, óxido nitroso, perfluorcarbonetos, hidrofluorcarbonetos e hexafluorcarbonetos. Para cálculo da quantidade de carbono equivalente, é necessário conhecer o poder destrutivo das moléculas de cada gás de efeito estufa. Este poder destrutivo é denominado Potencial de Dano Global, ou Global Warming Potential (GWP), permitindo-se saber o potencial de aquecimento que é gerado pela emissão da mesma quantidade de cada um dos gases de efeito estufa. Representa o quanto mais ou quanto menos um gás aumenta o efeito estufa, em 100 anos, comparado com a mesma quantidade de CO<sub>2</sub> emitida no mesmo tempo. Por definição, 1 kg de CO<sub>2</sub> vale 0,2727 kg de carbono equivalente, já que considera apenas a massa das moléculas de carbono em 1 kg de dióxido de carbono. Para outros gases o cálculo é feito da seguinte forma (OLIVEIRA, 2009):

$$\text{Carbono equivalente} = \text{GWP relativo} \times 0,2727 \quad (1)$$

Como a molécula CH<sub>4</sub> possui um grau de poluição 21 vezes maior que a molécula de CO<sub>2</sub>, pode-se definir que 1 kg de CH<sub>4</sub> equivale a 5,7267 kg de carbono equivalente.

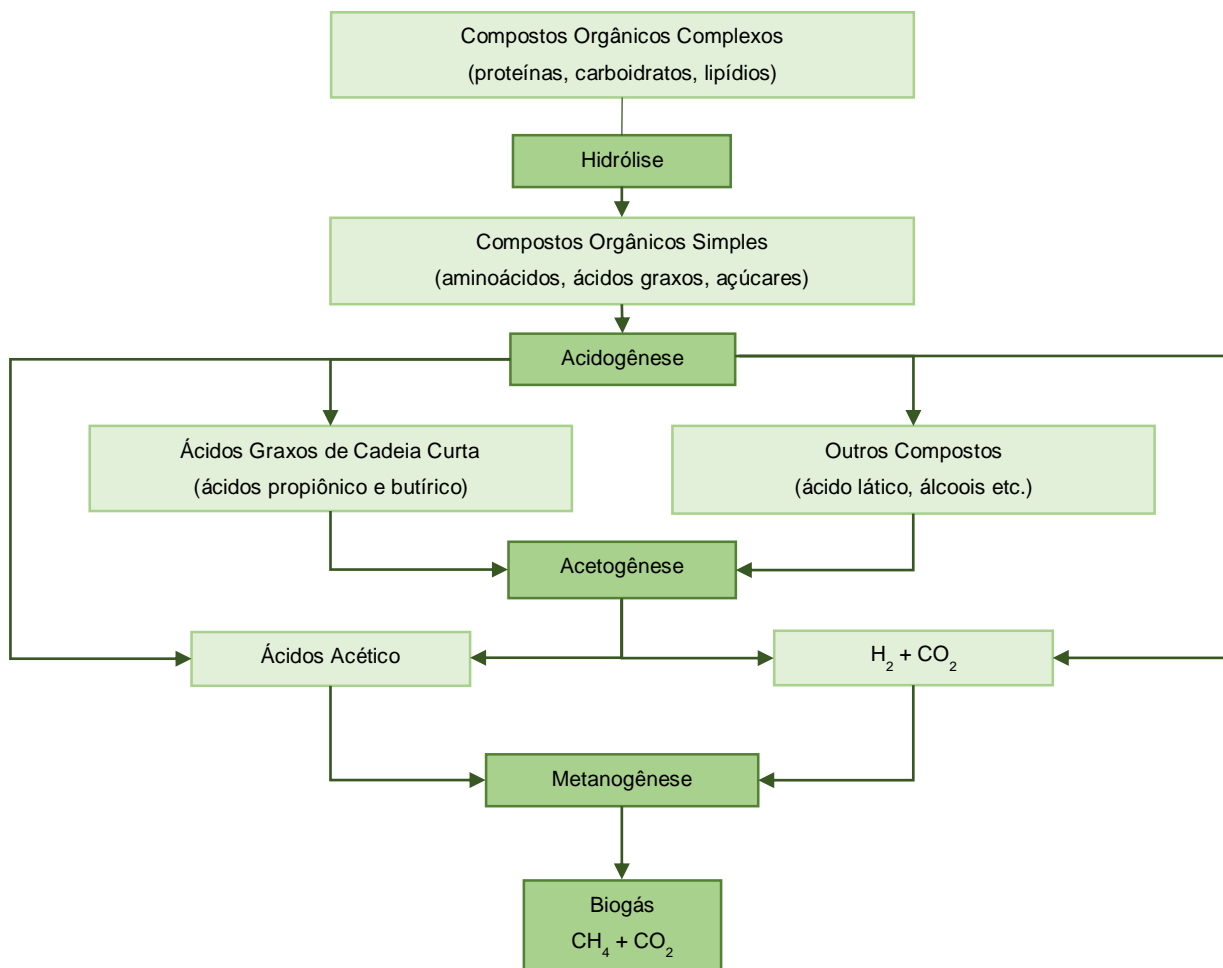
Em relação ao processo de degradação anaeróbia de matéria orgânica, por meio da ação de diversos microrganismos, popularmente se denomina como biodigestão ou fermentação. Os



produtos finais são gases, certa quantidade de energia (calor) e nova biomassa (lodo digerido). A composição dos produtos finais é influenciada, principalmente, pelos substratos utilizados na produção, em virtude do procedimento de fermentação empregada e das diferentes tecnologias de construção dos biodigestores e das usinas (SENAI/PR, 2016).

O processo de formação do biogás ocorre por meio da ação de diferentes bactérias ao longo do processo que, em síntese, pode ser dividido em quatro etapas principais (FNR, 2010): Hidrólise, Acidogênese, Acetogênese e Metanogênese (Figura 2).

Figura 2 - Esquema da decomposição anaeróbia



Fonte: adaptado de SENAI-PR (2016)

De maneira geral, as quatro fases da decomposição anaeróbia ocorrem paralelamente em um processo de um único estágio. Porém, sabe-se que as bactérias têm exigências diferentes quanto ao seu habitat, tais como o pH e a temperatura, deve ser determinado um meio termo

em relação à tecnologia do processo. Além do dióxido de carbono e do hidrogênio, o gás formado na hidrólise contém também metano, necessitando ser consumido ou tratado com o objetivo de evitar riscos à segurança e impactos negativos sobre o meio ambiente (FNR, 2010).

Como em sua forma bruta o biogás é completamente saturado de vapor de água e, além do metano ( $\text{CH}_4$ ) e do dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), contém quantidades não desprezíveis de sulfeto de hidrogênio ( $\text{H}_2\text{S}$ ) entre outras substâncias, são efetuadas etapas de purificação, eliminando gases com efeitos negativos. O sulfeto de hidrogênio é tóxico e exala um odor desagradável, enquanto o vapor de água contido no biogás se combina com o sulfeto de hidrogênio originando ácido sulfúrico. Os ácidos deterioram os equipamentos utilizados no processamento do biogás, bem como os componentes instalados a jusante tais como tubulações (FNR, 2010).

Por estes motivos, usinas de biogás agrícolas normalmente realizam a dessulfurização e a secagem do biogás gerado. Pode também, ser que o gás necessite de tratamento adicional, de acordo com as substâncias concomitantes contidas no biogás ou as tecnologias de aproveitamento utilizadas. Além dos processos de dessulfurização e secagem para a purificação do biogás, são ainda necessários (FNR, 2010):

- Remoção do dióxido de carbono
- Separação do oxigênio
- Separação de outros gases traço
- Tratamento visando a melhoria da qualidade do gás natural, como odorização e ajuste do poder calorífico.

A quantidade de biogás gerado é influenciado pelos seguintes fatores (FNR, 2010):

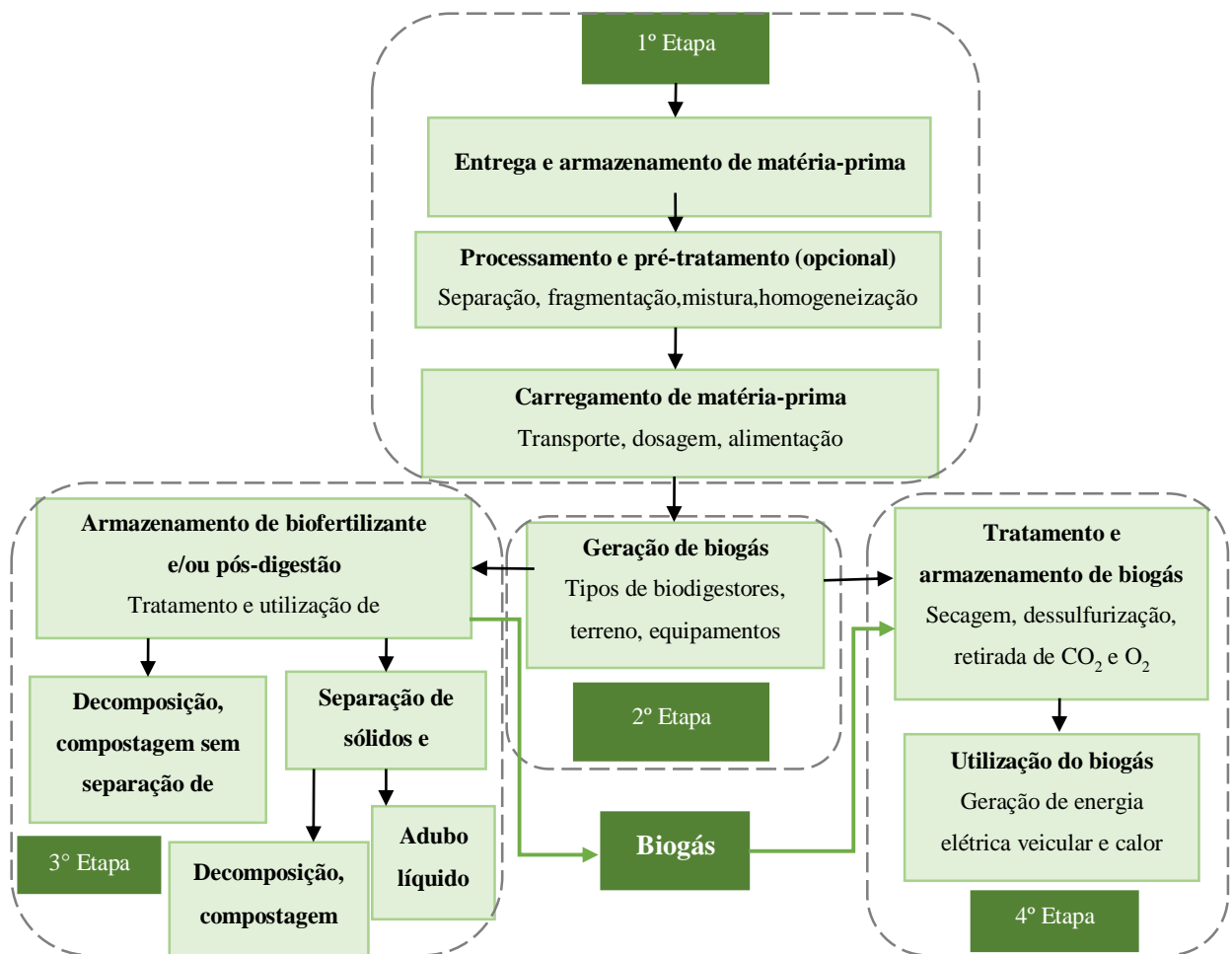
- Composição dos resíduos quanto a porcentagem de material orgânico;
- Existência de um ambiente anaeróbico para que haja produção de biogás.
- Manutenção da umidade é essencial à vida das bactérias decompositoras
- Para que as bactérias metanogênicas atinjam maior produtividade, pH e temperatura: devem estar próximos a 6,8 - 7,2 e 32 - 35 °C, respectivamente.

No caso de aterro sanitário, pode-se cobrir os resíduos com terra, ou com o próprio resíduo, criando condições com baixa concentração de oxigênio nas camadas inferiores dos lugares de deposição dos resíduos sólidos urbanos. No caso do tratamento de esgoto, o lodo deve permanecer em compartimentos denominados biodigestores.

### 2.3 Engenharia do processo de biodigestão:

Simplificadamente, a biodigestão é uma série de etapas bioquímicas de conversão de matéria orgânica dentro do biodigestor anaeróbio, para a formação de biogás. No entanto, há diversas outras fases de preparação para a fermentação e de purificação do gás produzido, necessárias para que a degradação anaeróbica e a formação e a utilização de biogás ocorram com sucesso (SENAI/PR, 2016). A Figura 3 ilustra o processo, ao separá-lo em quatro momentos essenciais.

Figura 3 – Esquema do processo de produção de biogás e biofertilizante



Fonte: adaptado de SENAI-PR (2016).

A primeira etapa compreende os processos iniciais da matéria-prima antes da digestão. Envolvendo desde a logística da entrega desse conteúdo, passando pelo armazenamento dele até a adequação do material ao procedimento de biodigestão, por meio de algum tipo de pré-tratamento (trituração, mistura, separação, homogeneização e, em alguns casos, higienização). Por fim, essa etapa contempla o carregamento do conteúdo no reator, o que pressupõe o transporte e a correta dosagem. A segunda etapa compõe a biodigestão propriamente dita, na qual o material será degradado anaerobicamente para a geração do biogás. A terceira fase, por sua vez, consiste no armazenamento, possível tratamento e destinação do biofertilizante (lodo digerido resultante de descargas do biodigestor). A quarta e última etapa compreende o tratamento, armazenamento, distribuição e utilização do biogás. Cada um desses momentos possui controle de parâmetros de processos específicos, bem como requer diferentes materiais, insumos e equipamentos (SENAI/PR, 2016).

## **2.4 Purificação do biogás**

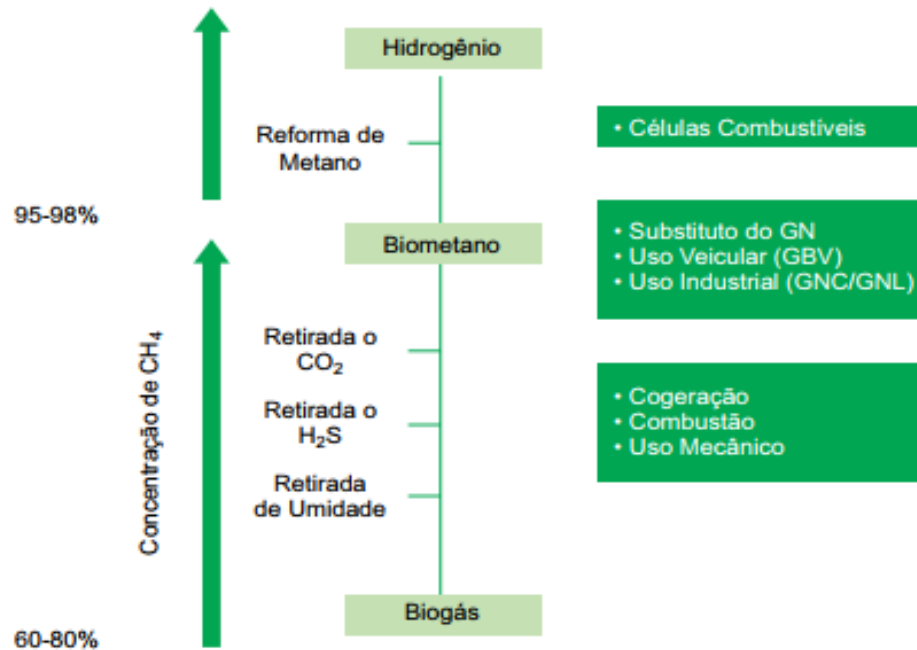
Conforme a utilização dada ao biogás, é requerido um pré-tratamento e, posteriormente, demais tratamentos visando adequá-lo ao seu uso final. Para a queima direta do biogás em caldeiras, motores estacionários e microturbinas com a função de geração de energia elétrica e térmica, o processo de limpeza é satisfatório, onde são excluídos compostos como vapor d'água, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, siloxanos e particulados (COELHO et al., 2018). Já para utilização do biogás como combustível veicular ou na injeção na rede de distribuição de gás natural, são necessárias etapas adicionais, conforme ilustrado na Figura 4.

A primeira etapa de limpeza é insuficiente para atingir a qualidade de biometano exigidos, segundo normas que regularizam sua qualidade. Assim é necessária uma segunda etapa de purificação, com processos adicionais visando ajustar as concentrações dos diversos componentes aos valores exigidos pelos dispositivos legais que regulam a qualidade do biometano (COELHO et al., 2018).

Além disso, é proibida a venda de biometano para uso veicular, residencial e comercial, bem como sua mistura com o gás natural, que não sigam as resoluções da ANP. A ANP nº 8/2015 regulamenta a qualidade do biometano oriundo de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais, enquanto a ANP nº 685/2017 regulamenta a qualidade do biometano proveniente de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto (ANP, 2019a). Logo, para esse fim o biometano proveniente dessas fontes deve atender os requisitos extras em relação ao uso para geração de energia, existindo assim menos exigências apenas para essa

utilização, pois não são analisados o teor de siloxanos, cloratos e fluoratos, dentre outros fatores (FREITAG, 2018).

Figura 4 - Etapas de tratamento do biogás conforme seu uso final



Fonte: Brasil (2015).

O enriquecimento ou *upgrading* é a denominação da etapa da remoção de gás carbônico do biogás previamente limpo até a qualidade de biometano. Outra utilização do termo *upgrading* é se referir a todo o processo de tratamento do biogás para a produção de biometano, englobando as etapas de limpeza e enriquecimento (PERECIN, 2017).

A finalidade deste processo é aumentar a concentração de metano no gás, obtendo consequentemente um valor maior de poder calorífico, possibilitando a equivalência ao gás natural, permitindo assim a substituição ou a mistura dos combustíveis. Com o acréscimo do poder calorífico, diversas vantagens são obtidas. Como os menores custos com transporte por unidade de energia, pois a parte inerte do combustível não é carregada, sendo necessário levar uma quantidade menor de matéria. Consequentemente a isso, os custos de armazenamento diminuem. Essa diminuição de custos se deve ao menor consumo energético para compressão e redução de estruturas, pois é possível obter a mesma quantidade de energia é obtida com menor volume de gás. Casos dessa ordem são principalmente importantes no uso veicular: com

um combustível de maior densidade energética pode-se, por exemplo, reduzir o tamanho e o peso do armazenamento de combustível e/ou aumentar a autonomia do veículo (PERECIN, 2017).

Para a ANP, a concentração mínima de metano no biometano deve ser de 90,0% em mol. Assim, a concentração máxima de inertes é de 10,0%, e a de gás carbônico, definida em até 3,0%. Para alcançar tais valores, é preciso garantir o desempenho das unidades de upgrade. A concentração de metano no biometano é um dos parâmetros importantes na avaliação desses processos, assim como as perdas de metano e o consumo de energia (PATTERSON et al., 2011). Esses parâmetros influenciam o custo da técnica de enriquecimento utilizada, podendo ser definida com base no menor custo, desde que os requerimentos do biometano sejam assegurados (SUN et al., 2015). Diferentes trabalhos afirmam que a escolha do melhor processo de enriquecimento é variável e depende das condições da planta; composição do biogás bruto; requerimentos ou legislação para o biometano; custos e disponibilidade de equipamentos e de matéria-prima; preço da energia elétrica e de venda do biometano; entre outros fatores. Não há, conseqüentemente, uma tecnologia principal para o enriquecimento do biogás. Assim, atualmente há diversos processos em operação nas plantas de produção de biometano (FNR, 2010; SUN et al., 2015).

Algumas referências apresentam valores típicos para os principais parâmetros, organizados no Quadro 2.

Quadro 2 – Comparação entre as principais técnicas de enriquecimento do biogás

<b>Parâmetro</b>	<b>Lavagem com água</b>	<b>Absorção química</b>	<b>Absorção física</b>	<b>Adsorção com modulação de pressão (PSA)</b>	<b>Membranas</b>
<b>Perda de metano</b>	Baixa a média (0,5-2%)	Muito baixa (<0,1%)	Média a alta (1-4%)	Média a muito alta (1-8%)	Média a muito alta (1-8%)
<b>Consumo de eletricidade</b>	Alto a muito alto	Baixo	Alto	Alto	Alto
<b>Demanda térmica</b>	-	Alta	Baixa	-	-
<b>Pureza final em metano</b>	96-99%	>99%	>96%	>96%	80-99%

Fonte: adaptado de Probiogás (2015)

Essas tecnologias de enriquecimento podem ser brevemente explicadas como:

- **Lavagem com água pressurizada:** A lavagem com água se refere a um processo de absorção, “em que um ou mais de um elemento de uma mistura gasosa é dissolvido num líquido”. O processo normalmente ocorre em uma coluna com recheio sólidos, servindo para aumentar a área de contato entre gás e o fluido, favorecendo a transferência de massa (PETERSSON; WELLINGER, 2009). A separação ocorre devido a diferença de solubilidade dos compostos no fluido absorvente. A lavagem com água é eficaz na remoção do dióxido de carbono, pois ele é mais solúvel que o metano no fluido absorvente. A razão entre as solubilidades do gás carbônico e do metano, assim como sua capacidade de absorção no fluido, avançam com o aumento da pressão e redução da temperatura, aumentando a eficiência da separação e reduzindo o tamanho da planta (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008). O biometano realizado por esta técnica requer secagem fina posterior, pelo contato do produto com a água de lavagem (DWA-M, 2011).
- **Absorção química com solventes orgânicos:** O solvente empregado na absorção química normalmente é composto por aminas, que absorvem e também, nesse caso em específico, reagem quimicamente com o gás carbônico. A seletividade da reação possibilita que as perdas de metano sejam muito pequenas, menores que 0,1%. As vantagens de usar esse processo são o excelente grau de pureza do biometano obtido, possível acima de 99% - superior as outras técnicas comercialmente competitivas - e as pequenas perdas de metano, isentando tratamento do gás residual. O ponto negativo é a difícil recuperação do solvente, requerendo elevada quantidade energia térmica , principalmente se houver absorção de H<sub>2</sub>S (PETERSSON; WELLINGER, 2009)
- **Absorção física com solventes orgânicos:** A absorção física é realizada por meio da lavagem com um fluido não reativo, similar ao processo com água pressurizada, absorvendo seletivamente o gás carbônico do biogás. A remoção de água e sulfeto de hidrogênio também pode ser realizada, sendo capaz de dispensar um processo dessulfurização fina (DWA-M, 2011); porém, a Probiogás (2010) afirma que a viabilidade do processo é maior quando o biogás é previamente tratado para a remoção dessas impurezas.
- **Adsorção com modulação de pressão (PSA):** A adsorção com modulação de pressão, ou *Pressure Swing Adsorption* (PSA), é uma técnica que usufrui da reversibilidade do

processo de adsorção seletiva do gás carbônico em materiais como carvão ativado, zeólitos e peneiras moleculares de carbono (DWA-M, 2011; PROBIOGÁS, 2015). A técnica PSA demanda uma limpeza antecedente, pois sulfeto de hidrogênio pode ser adsorvido irreversivelmente nos materiais, inutilizando-os, assim como a presença de água gera destruição dos adsorventes (PETERSSON; WELLINGER, 2009)

- **Separação por membranas:** O procedimento de separação por membranas é baseado nas diferentes permeabilidades do material polimérico em relação aos componentes do biogás. A membrana é considerada “semipermeável”, retendo algumas moléculas enquanto outras passam por ela (PATTERSON et al., 2011). Para uma separação eficiente, a permeabilidade e a seletividade da membrana devem ser elevadas (PROBIOGÁS, 2015). Essa técnica permite atingir níveis de metano no produto maiores que 80% (PROBIOGÁS, 2015). Para melhorar essa concentração, é necessário um processo de multiestágios, capaz de pureza maior que 96% (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008; PATTERSON et al., 2011).

## 2.5 Características do biometano

O combustível biometano serve para diversos usos, como em motores a combustão interna, caldeiras, fornos e ainda podendo ser utilizado em turbinas a gás ou em microturbinas. No entanto, é preciso identificar as necessidades de vazão, bem como a composição e poder calorífico do biogás a ser utilizado, parâmetros que permitem determinar o potencial de geração de energia. (OLIVEIRA, 2009).

Para ser utilizado na rede de gás natural veicular (GNV), as propriedades físico-químicas do biometano injetado e do gás natural existente devem ser equivalentes. Para determinar essa equivalência, são considerados o poder calorífico superior, a densidade relativa e o índice de Wobbe. O índice de Wobbe representa a quantidade de energia fornecida em um sistema de combustão e é um parâmetro utilizado para a intercambiabilidade de combustíveis gasosos. O ajuste desses parâmetros pode ser realizado pela adição de ar (biogás com poder calorífico superior muito elevado), ou de gás liquefeito de petróleo (GLP) (biogás com poder calorífico superior muito baixo), sendo este uma mistura de propano e butano (BECHER, 2016; FNR, 2010)

Becher (2016) sugere as seguintes formas de utilização para o biometano:

- 1ª opção: Alimentação e armazenamento na rede de gás natural: o biometano é preparado conforme as disposições legais e alimentado na rede de gás natural e



armazenado em acumuladores de gás natural. A distribuição é realizada no local de uso, como por exemplo, em postos de abastecimento de biometano conectados à rede de gás natural.

- 2ª opção: Postos de abastecimento: neste caso o biometano é disponibilizado no posto de abastecimento diretamente como biometano comprimido ou biometano líquido na instalação de biogás ou de gás de aterro.
- 3ª opção: Engarrafamento em cilindros de gás e transporte em caminhões: o biometano é comprimido na usina de biogás ou de gás de aterro e armazenado em cilindros de gás sob pressão. Posteriormente, os cilindros de gás podem ser transportados ao local de consumo por meio de caminhões.

Por razões econômicas atualmente o biometano comprimido é o mais comumente utilizado (BECHER, 2016).

## 2.6 Sistemas de armazenamento

Segundo a Probiogás (2016) basicamente há duas circunstâncias que exigem o armazenamento de gás: armazenamento de biogás antes do tratamento ou armazenamento intermediário para a injeção de biometano.

Sendo que o armazenamento dos gases é capaz de ser feito em diferentes níveis de pressão:

- Sem pressão 0–5 mbar
- Baixa pressão 10-50 mbar
- Pressão média 10–20 bar
- Alta pressão > 20 bar

Como a produção de biogás nem sempre é contínua, podendo ocorrer constante oscilações, é necessário criar possibilidades de armazenamento de biogás objetivando o aproveitamento contínuo do gás. Os custos de investimento são proporcionais a pressão de armazenamento utilizada, desta forma, processos sem pressão e de baixa pressão são recomendados para pequenas e médias instalações, enquanto os processos de média e alta pressão são mais usados em instalações de grande porte. A vantagem é que, proporcionalmente à pressão, a quantidade de biogás armazenável também aumenta (PROBIOGÁS, 2016a).

Processos realizados no armazenamento de gás natural também podem ser realizados no armazenamento de biogás, em especial, a liquidação do gás e o posterior armazenamento em tanques é uma opção, a qual, todavia, é raramente utilizada para o armazenamento de biogás

devido aos altos custos. Os armazenamentos subterrâneos em forma de armazenamento porosos ou em cavernas também podem ser utilizados. Armazenamentos porosos são antigos depósitos de gás natural encontrados em profundidades de até 2.700 m, onde o gás é armazenado nas cavidades das rochas, ou seja, em poros e fissuras. Em relação aos armazenamentos em cavernas, elas são criadas artificialmente. O armazenamento subterrâneo ocorre em altas pressões, entre 100 a 200 bar, exigindo altos custos devido trabalho de compressão, sendo uma técnica sofisticada, porém por outro lado permite armazenar grandes quantidades de gás (PROBIOGÁS, 2016a).

Em resumo, constata-se que o biogás é uma fonte de energia renovável, derivado da digestão anaeróbia de matéria orgânica degradada e composto principalmente de  $\text{CH}_4$  e  $\text{CO}_2$ . Conforme a utilização dada a ele, processos específicos de tratamento são necessários para adequá-lo ao seu uso final. O combustível biometano pode ser obtido com o processo de purificação do biogás, por meio de diversas técnicas existentes, aumentando sua concentração de  $\text{CH}_4$  e conseqüentemente seu poder calorífico. O biometano pode se equivaler ao GNV, existindo diferentes forma de utilização para esse combustível, com a vantagem na emissão de poluentes e por poder resolver problemas de resolução de resíduos ambientais.

### 3 CENÁRIO NACIONAL DO USO DE BIOGÁS

#### 3.1 Produção atual de biogás no Brasil

O Centro Internacional de Energias Renováveis (CIBIOGÁS) disponibiliza uma ferramenta de localização das unidades de produção de biogás cadastradas, conforme parte do Cadastro Nacional do Biogás, o BiogasMap, apresentado na Figura 5. O levantamento dos dados ocorreu ao longo do ano de 2015, por meio, principalmente, de contatos com os responsáveis pela unidade de produção. No entanto, o mapa apresenta valores aproximados e tem como objetivo traçar uma visão geral do setor de biogás do Brasil, e não devem ser aplicados na elaboração de projetos técnicos, análises econômicas ou planejamentos detalhados (CIBIOGÁS, 2018).

Figura 5 – Unidades de produção de biogás cadastradas no Brasil



Fonte: CIBiogás (2018)

Para a elaboração do mapa representado na Figura 5, de acordo com a (CIBIOGÁS, 2018), as unidades foram categorizadas em cinco classes, conforme o tipo de instalação que produz o substrato para a biodigestão e conforme a própria fonte de substrato, sendo: Indústria (Indústria sucoenergética, Abatedouro de aves ou suínos, Indústria de laticínios e Indústria de alimentos e/ou bebidas); Agropecuária (Suinocultura; Avicultura de postura ou corte e

Bovinocultura de leite ou corte); Aterro sanitário (Aterro sanitário); Estação de tratamento de esgoto (Esgoto e Lodo de esgoto); Codigestão (Codigestão de resíduos e efluentes). Como modo de ilustração, essas classes foram divididas em três portes, de acordo com a capacidade de produção.

Porém um novo estudo realizado pela Cibiogás (2019), mostrou que de 2015 para 2018 (Figura 6), houve um crescimento de 117% na quantidade de plantas de biogás em operação, aumentando de 127 para 276 plantas em operação cadastradas durante o levantamento, além de um aumento de 273% na quantidade de plantas de biogás em instalação. O crescimento do volume de biogás produzido diariamente pelas plantas foi de 138%, indicando um possível aumento de plantas de biogás de médio e grande porte. O comparativo completo é mostrado na Tabela 1 abaixo:

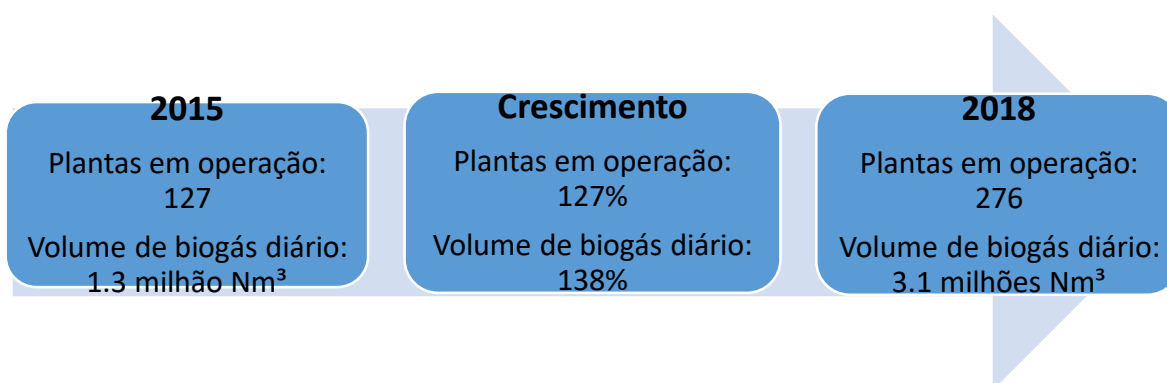
Tabela 1 - Quantidade de plantas e produção de biogás segundo a situação das plantas em 2015 e 2018

Situação	Quantidade de plantas				Produção média diária de biogás			
	2015	2018	Diferença		2015*	2018	Diferença	
Em operação	127	276	149	117%	1.305.288	3.110.871	1.805.583	138%
Em instalação	22	82	60	273%	1.246.146	1.561.843	315.697	25%
Em reformulação ou reforma	10	8	-2	-20%	121.971	50.424	71.547	-59%
<b>Total Geral</b>	<b>159</b>	<b>366</b>	<b>207</b>	<b>130%</b>	<b>2.673.404</b>	<b>4.723.138</b>	<b>2.049.734</b>	<b>77%</b>

\*Valores atualizados segundo a metodologia aplicada em 2018

Fonte: CIBiogás (2019).

Figura 6 - Dados do crescimento da produção biogás de 2015 para 2018



Fonte: adaptado de CIBiogás (2019)

As unidades produtoras de biogás foram classificadas quanto ao tipo de substrato utilizado na produção, sendo derivado da produção agropecuária, industrial ou de resíduos sólidos urbanos (RSU), conforme Tabela 2.

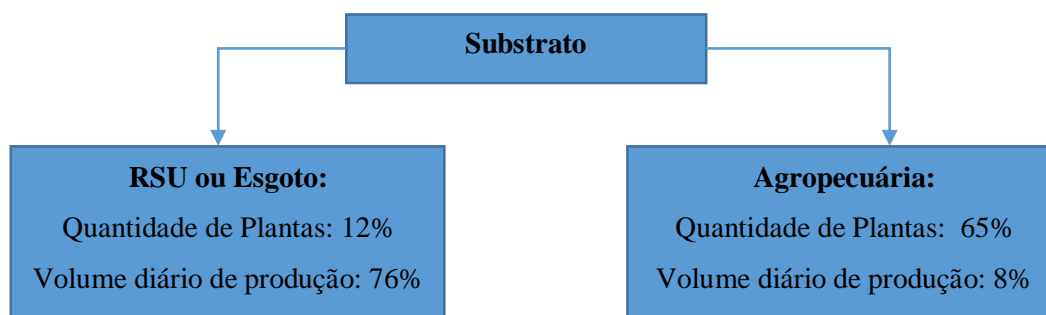
Tabela 2 - Quantidade de plantas e volume produzido de biogás segundo a origem do substrato

<b>Origem do substrato</b>	<b>Quantidade de plantas</b>		<b>Produção média de biogás (Nm<sup>3</sup>/dia)</b>	
Agropecuária	179	65%	255.272	8%
Indústria	64	23%	489.985	16%
RSU ou Esgoto	33	12%	2.365.614	76%
<b>Total</b>	<b>276</b>	<b>-</b>	<b>3.110.871</b>	<b>-</b>

Fonte: CIBiogás (2019)

Devido à grande quantidade de biomassa proveniente dos resíduos agropecuários, há um grande número de unidades produtoras instaladas em pequenas propriedades rurais. A produção dessas propriedades é destinada principalmente ao consumo próprio, para manter as atividades locais. Assim, mesmo representando 65% do número de unidades no país em operação, geram apenas 8% do volume total diário. Por outro lado, as usinas baseadas em aterros sanitários ou estações de tratamento de esgoto, apesar de representarem apenas 12% das unidades em operação, produzem cerca de 76% do volume diário de biogás no Brasil (Figura 7). Isso se deve ao fato de a capacidade de produção de cada uma dessas unidades ser consideravelmente maior do que a capacidade das indústrias e pequenas propriedades rurais (CIBIOGÁS, 2019).

Figura 7 – Diferença da quantidade de plantas e volume diário de produção quanto ao substrato



Fonte: adaptado de CIBiogás (2019)

Em relação origem do substrato, o biogás produzido nas plantas em operação em 2018 no Brasil era aplicado principalmente na geração de energia elétrica, conforme dados da Tabela 3.

Tabela 3 - Quantidade de plantas e volume produzido de biogás segundo aplicação energética.

Origem do substrato	Quantidade de plantas		Produção média de biogás (Nm <sup>3</sup> .dia <sup>-1</sup> )	
Energia Elétrica	190	69%	2.284.232	73,4%
Energia mecânica	6	2%	10.891	0,3%
Energia térmica	72	26%	513.203	16,5%
Biometano	8	3%	302.545	9,7%
<b>Total Geral</b>	<b>276</b>	-	<b>3.110.871</b>	-

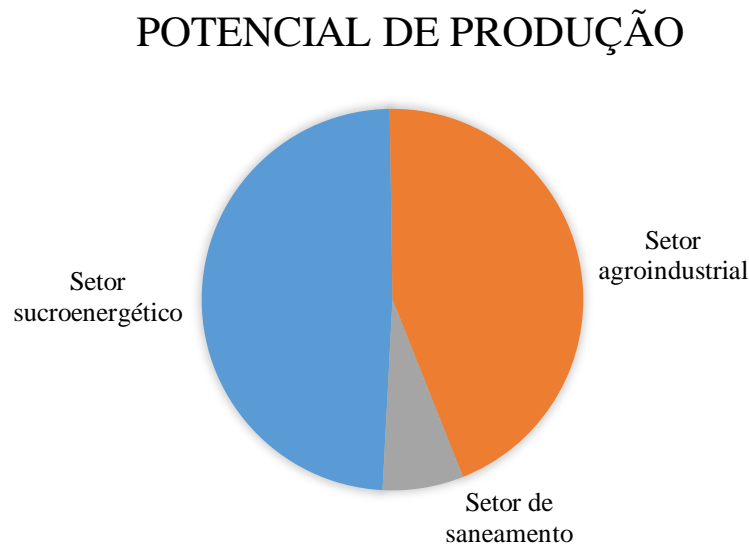
Fonte: CIBiogás (2019)

A aplicação do biogás mostra-se predominantemente para geração de energia elétrica, representando 69% da quantidade de plantas e 73% do volume total de biogás produzido. Pode-se considerar que essa tendência pelo uso do biogás para geração de energia elétrica ocorre por ser uma aplicação bastante flexível, pois mesmo em plantas em que o consumo de energia é menor que a geração, é possível a compensação em outra unidade consumidora. Isso tem relação com a revisão da Resolução 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução 687/2015, que possibilitou que mais modelos de negócio fossem aplicados na geração distribuída de energia elétrica, o que favoreceu o crescimento da geração por meio do biogás.

Apesar deste crescimento nos últimos anos, a produção atual de biogás ainda é muito inferior ao seu potencial de produção total. Segundo a ABiogás (2018) o Brasil apresenta o maior potencial energético de biogás do mundo, com valor em 2018 de 84,6 bilhões de Nm<sup>3</sup> distribuídos ao longo do território nacional, separados em:

- 41,4 bilhões de Nm<sup>3</sup> no setor sucroenergético,
- 37,4 bilhões de Nm<sup>3</sup> no setor agroindustrial, e
- 5,8 bilhões de Nm<sup>3</sup> no setor de saneamento (Figura 8).

Figura 8 - Potencial de produção do biogás de cada setor



Fonte: adaptado de ABiogás (2018)

Esse potencial teria capacidade de suprir quase 40% da demanda nacional de energia elétrica ou substituir 70% do consumo brasileiro de diesel. Desta forma, a produção atual representa apenas 1,34 % do potencial total do biogás.

Em termos de capacidade de geração de energia por meio do biogás, se destacam (Figura 9): a Termoverde Caieiras, instalada em aterro sanitário na Grande São Paulo, inaugurada em 2016, de 29,5 MW (EBC, 2016), o aterro da São João Biogás, de 24,6 MW, e a Termoverde Salvador, de 19,7 MW. Os dois maiores projetos, portanto, estão no estado de São Paulo, que tem sete plantas somando 70,3 MW (ANEEL, 2018). O biogás de vinhaça, por sua vez, teve projeto aprovado no 23º Leilão de Energia Nova A-5, em 2016. A empresa Raízen se

comprometeu com um projeto, na usina Bonfim, de 20,9 MW de potência, com início previsto para 2021 (CCEE, 2016).

Figura 9 - Principais usinas de geração de energia por meio do biogás

Termoverde Caieiras	Aterro São João Biogás	Termoverde Salvador	Usina Bonfim - Raízen
•29,5 MW	•24,6 MW	•19,7 MW	•20,9 MW

Fonte: adaptado de EBC (2016), ANEEL (2018) e CCEE (2016)

Em relação a produção de biometano, destaca-se a GNR Fortaleza (Figura 10), produzindo aproximadamente 80 mil Nm<sup>3</sup>/dia de biometano, por meio do tratamento do biogás produzido no Aterro Sanitário Municipal Oeste de Caucaia. A usina pretende expandir esse volume para até 150mil Nm<sup>3</sup>/dia – o suficiente para abastecer mais de 10 mil automóveis por dia (REDAÇÃO CICLO VIVO, 2018).

Figura 10 - Usina de biogás GNR Fortaleza



Fonte: Redação Ciclo Vivo (2018)

Se destacam também a usina GNR Dois Arcos, com capacidade de produção de 15 mil m<sup>3</sup>/dia de biometano imediato (mas está produzindo entre 10 e 12 mil m<sup>3</sup>/dia), e a Gás Verde com capacidade de produção de 90 mil m<sup>3</sup>/dia de biometano (mas está produzindo 30 mil m<sup>3</sup>/dia) Outros empreendimentos em fase de implantação são a GNR Espírito Santo, UTER Carlos Barbosa e UTER Fazenda Vilanova, com capacidade de produção de biometano previstas, respectivamente, para 60 mil m<sup>3</sup>/dia, 35 mil m<sup>3</sup>/dia e 35 mil/m<sup>3</sup> (Figura 11) (MARQUES, 2018)



Figura 11 - Principais usinas de biogás para produção de biometano

Em operação:			Em construção:		
GNR Fortaleza	GNR Dois Arcos	Gás Verde	GNR Espírito Santo	UTER Carlos Barbosa	UTER Fazenda Vilanova
• 80 mil Nm <sup>3</sup> /dia	• 15 mil Nm <sup>3</sup> /dia	• 90 mil Nm <sup>3</sup> /dia	• 60 mil Nm <sup>3</sup> /dia	• 35 mil Nm <sup>3</sup> /dia	• 35 mil Nm <sup>3</sup> /dia

Fonte: adaptado de Marques (2018)

### 3.2 Avaliação do ciclo de vida e potencial de redução de emissões de CO<sub>2</sub> equivalente

Segundo a European Commission (2012), a avaliação do ciclo de vida (ACV) é um recurso que permite analisar os aspectos ambientais e os impactos associados a um determinado produto, abrangendo todas as etapas de vida do mesmo, desde a extração de recursos, passando pela produção, uso e reciclagem, até o descarte do produto remanescente. O produto é avaliado desde seu nascimento até o seu descarte final. O ciclo começa na extração da matéria prima do produto no solo, e termina quando todo o material regressa para a terra. A ACV avalia completamente os estágios da vida do produto, analisando cada estágio interdependente, considerando impactos que frequentemente não são considerados em análises tradicionais.

O ciclo se inicia com a extração da matéria prima do solo para criar um produto e acaba quando todos os materiais retornam para a terra. A ACV avalia todos os estágios da vida do produto, considerando que cada um deles é interdependente, incluindo impactos adicionais as análises tradicionais (por exemplo, a extração da matéria prima, o transporte de materiais, descarte final do produto, etc) (EPA, 2006).

Tanto o biogás para geração de energia elétrica quanto como combustível biometano, oriundos de fontes residuais na substituição de quaisquer fontes, possuem uma excelente vantagem ambiental: é o único com possível pegada de carbono negativa em seu ciclo de vida, dependendo dos processos de sua produção e utilização. O Brasil pode usufruir desse fator para alcançar metas de redução de gases do efeito estufa (GEEs), assim, sua disseminação é estratégica para o país. Fato esse que, aliado ao seu potencial de produção, torna o biogás/biometano um energético prioritário (COSTA, 2012).

Para comparação com outros combustíveis, a California Air Resources Board realiza um levantamento anual da pegada de carbono de diferentes combustíveis, usando dados fornecidos por mais de 600 produtores de diversos países do mundo, incluindo o Brasil (ARB, 2019). A faixa de valores e a origem dos combustíveis são mostradas no Quadro 3 abaixo.

Quadro 3 - Valores de emissões de CO<sub>2</sub> de diferentes combustíveis e sua origem

Combustível	gCO <sub>2</sub> eq/MJ		Origem
	Mínimo	Máximo	
Diesel	100,45	100,45	Valor médio com base no petróleo bruto fornecido nas refinarias e nas eficiências médias das refinarias da Califórnia
Gasolina (10% etanol)	100,82	100,82	
Gás Natural	51,74	93,59	Gás natural norte-americano
Etanol	7,18	86,22	Milho, beterraba, bebidas alcoólicas, cana de açúcar, melão, sorgo, palha de trigo
Biometano	-272,97	78,68	Aterro sanitário, estrume de vacas e porcos, alimentos e resíduos verdes

Fonte: adaptado de ARB (2019)

Segundo eles, a amplitude nos valores indicados se deve ao insumo, origem, eficiências no processamento de produção de matéria-prima e transporte, que são aplicados na sua metodologia de avaliação do ciclo de vida.

A Joint Research Centre (JRC), serviço de ciência e conhecimento da Comissão Europeia, também apresenta dados referentes ao ACV de diferentes combustíveis no contexto europeu (JRC, 2014), conforme o Quadro 4.

A amplitudes entre os valores apresentados pela JRC de emissões de CO<sub>2</sub>eq para combustíveis diferem por diferentes razões. O estudo utiliza o software Monte Carlo Simulation para considerar variações nos processos individuais de produção até distribuição dos combustíveis, afetando todos os resultados. A amplitude maior do GNV se dá por diferentes rotas de transporte e armazenamento consideradas. Em relação ao etanol e biometano, seus valores possuem amplitudes ainda maiores devido aos diferentes substratos considerados.

Quadro 4 – Valores de emissões de CO<sub>2</sub> de diferentes combustíveis segundo a JRC

Combustível	gCO <sub>2</sub> eq/MJ		Origem
	Mínimo	Máximo	
Diesel	87	90,2	Padrão europeu segundo a Comissão Europeia
Gasolina	85,5	87,8	
Gás Natural	62	80,7	
Etanol	9,1	87,9	Etanol, beterraba, trigo, cevada/centeio, milho, cana de açúcar e madeira
Biometano	-71,3	85,7	Resíduos sólidos urbanos, estrume líquido, milho, cevada, e metano sintético

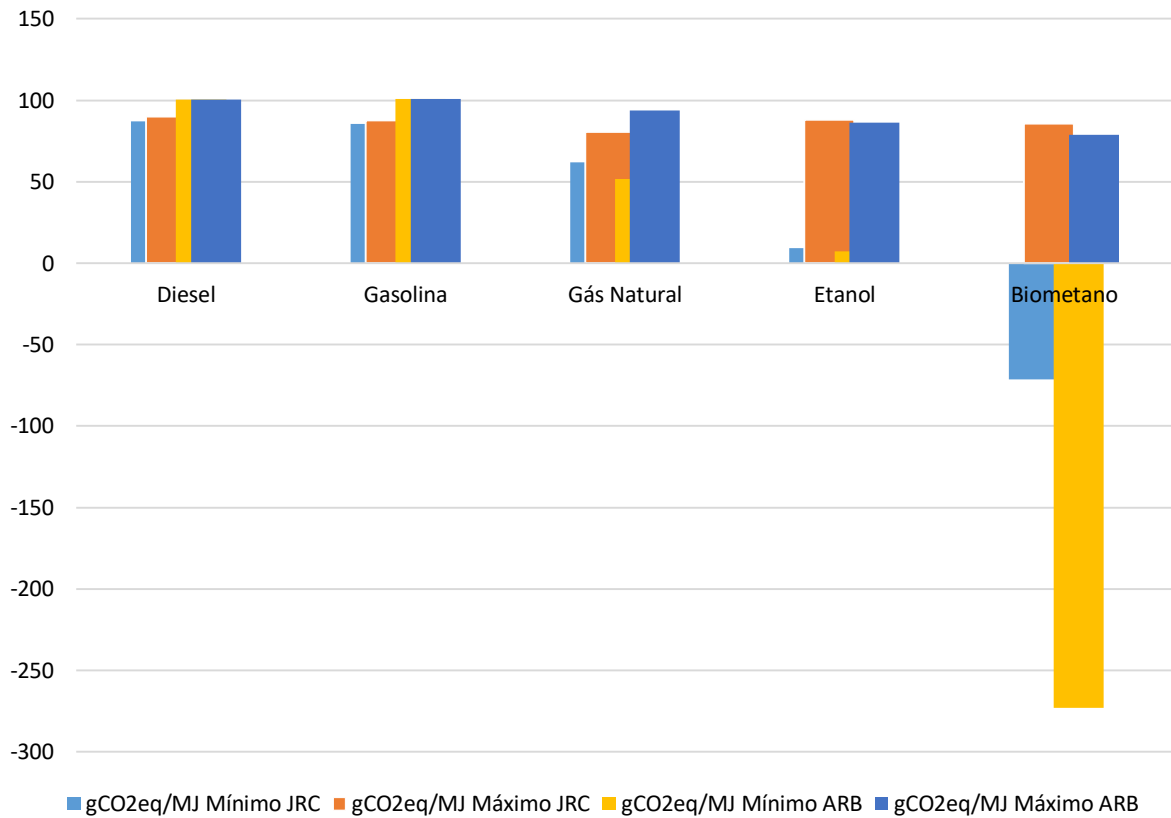
Fonte: adaptado de JRC (2014)

A Figura 12 apresenta a faixa de emissões de CO<sub>2</sub>eq dos trabalhos da JRC e da ARB juntos. Evidencia-se a enorme vantagem do biogás quanto aos possíveis valores mínimos de emissão, com valores negativos relevantes.

Ressalta-se também que quase todas as origens do etanol e do biometano apresentadas em ambos trabalhos podem ser encontradas no Brasil também, em relação ao diesel, gasolina e o gás natural, estes podem ter certa variação também conforme os padrões de qualidade adotados no Brasil, como a diferença de etanol presente na gasolina.

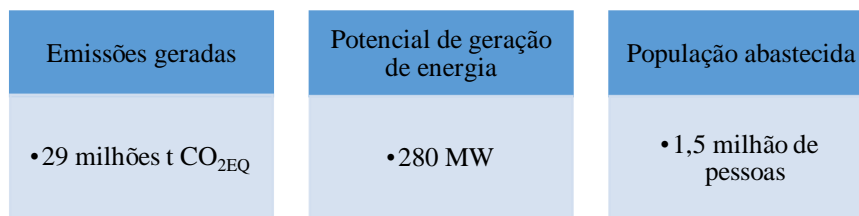
A Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (Abrelpe) realizou um estudo sobre o potencial de redução de emissões, considerando somente a destinação de resíduos, e os resultados mostraram que o país pode reduzir 29 milhões de toneladas de gás carbônico (CO<sub>2</sub>) equivalentes por ano e geração de eletricidade pelas unidades de destinação de resíduos de mais de 280 MW, sendo suficiente para abastecer uma população de cerca de 1,5 milhão de pessoas (Figura 13) (BERALDI, 2017).

Figura 12 - Comparativo de emissões de CO<sub>2eq</sub> de diferentes combustíveis provenientes de diversos países do mundo



Fonte: adaptado de JRC (2014) e ARB (2019)

Figura 13 - Números relacionados a produção de energia por meio de resíduos no Brasil



Fonte: adaptado de Beraldi (2017)

Desta forma, a geração de energia a partir do biogás possui vantagem do ponto de vista ambiental em relação as outras fontes renováveis, como a energia eólica ou solar fotovoltaica,

por realizar um tratamento ambiental de resíduos orgânicos por meio da biodigestão, que poderiam estar sendo descartados no meio ambiente (ROOPNARAIN; ADELEKE, 2017). Sendo assim, o biogás deveria receber atenção e incentivos especiais, com criações de políticas contando fortemente com a participação do Ministério do Meio Ambiente (MMA), diferentemente do PNPB (Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel) e Pró-Álcool, que sofreram pouca influência do MMA (ROOPNARAIN; ADELEKE, 2017). A digestão anaeróbica de dejetos agropecuários evita a emissão de metano ( $\text{CH}_4$ ) e óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) na atmosfera além de o material biodigerido substituir fertilizantes minerais (AUER et al., 2016). Estes fatores contribuem para o enfatizar o cumprimento de metas de geração renovável de energia e tratados internacionais que visam a menor devastação do meio ambiente, causado pela exploração de recursos naturais e produção industrial, se tornando uma solução capaz de tratar resíduos sólidos urbanos, agropecuários e de esgotos no Brasil (SILVA, 2017).

Na estação de tratamento de esgoto (ETE) de Suzano (Figura 14), foi realizado um estudo com objetivo de avaliar o ciclo de vida da ETE, da unidade geradora de biogás, identificando o potencial de mitigação dos gases do efeito estufa e de aproveitamento energético do biogás. A estação possui capacidade para atender uma população de 720.000 habitantes, porém atualmente atende menos da metade, 350.000 habitantes. Conseqüentemente, sua capacidade total de tratamento de águas não é utilizada (COSTA, 2012).

Figura 14 - Estação de tratamento de esgoto de Suzano

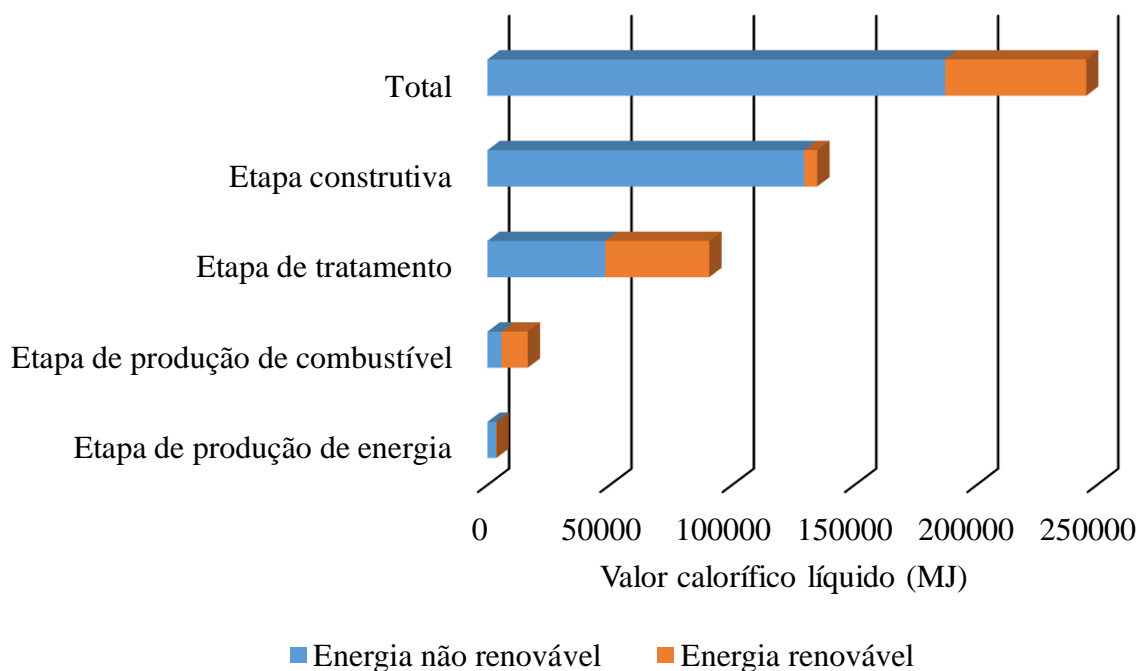


Fonte: SABESP (2011)

A ETE gera na produção de biogás cerca de  $3.133 \text{ Nm}^3$  de metano ao dia. O consumo de energia primária (renovável – 5.804 MJ e não renovável – 10.664 MJ) para processar todo

biogás produzido nos biodigestores e gerar o metano (96%) é de 5,26 MJ/Nm<sup>3</sup> de metano por dia. A análise da Figura 15 mostra que, no geral, o maior valor de consumo de energia está relacionado com energia não renovável, cerca de 76% do total de energia consumida, sendo que somente na etapa produtiva o valor de energia renovável é superior ao da energia não renovável (COSTA, 2012).

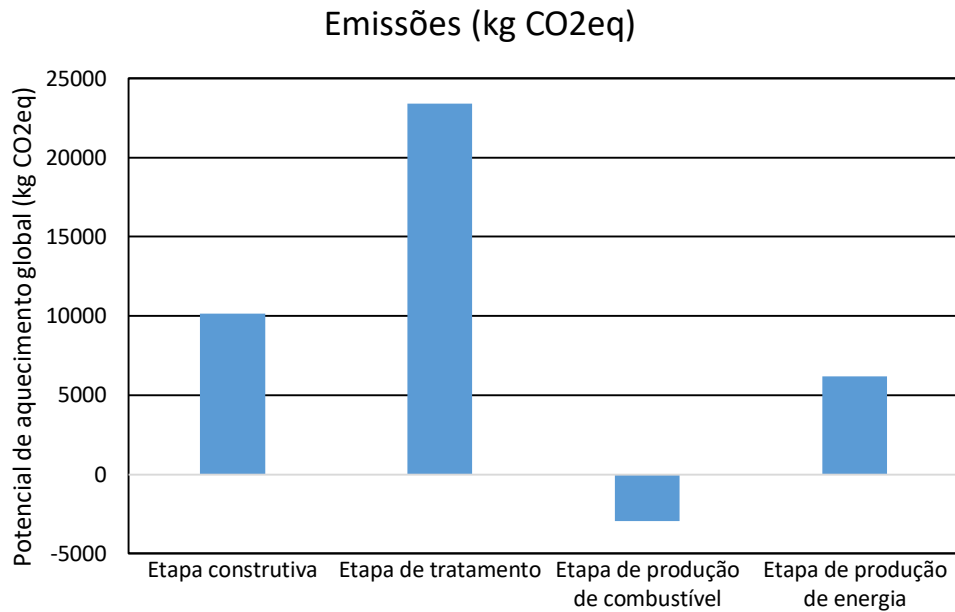
Figura 15 - Demanda acumulada de energia durante todas as etapas de processamento do biogás até biometano



Fonte: Costa (2012)

A Figura 16 apresenta uma visão geral dos valores totais do balanço de emissões de CO<sub>2eq</sub> de cada etapa analisada no ciclo de vida do sistema estudado. Percebe-se que a etapa de tratamento é aquela que mais contribui com as emissões de CO<sub>2eq</sub>. Além disso, o uso do biogás na produção do combustível (metano 96%, alta e baixa pressão) indica que cerca de 2.960 kg de CO<sub>2eq</sub> pode ser evitada por dia.

Figura 16 - Comparativo geral entre emissões de CO<sub>2</sub>eq totais das quatro etapas



Fonte: Costa (2012)

Pela análise geral do trabalho de Costa (2012), pôde-se destacar os resultados descritos abaixo: a fase de construção das instalações, incluindo a rede de coleta, é a etapa com maior demanda acumulada de energia do inteiro ciclo de vida do sistema estudado, essencialmente em função dos materiais utilizados nos processos construtivos (concreto e aço); a etapa com maior produção de emissões atmosféricas, tendo em conta os processos de biodegração da matéria orgânica, é o tratamento de esgoto; o maior ganho em termos de emissões é na etapa de produção de combustível, principalmente devido a digestão do lodo ativado evita o lançamento de emissões, que ocorreriam naturalmente no tratamento do efluente, caso não ocorresse a digestão anaeróbica (COSTA, 2012).

### 3.3 RenovaBio

A Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) é uma iniciativa do Ministério de Minas e Energia (MME) lançada em dezembro de 2016, com expectativa de início de funcionamento no início de 2020 e vigência de 10 anos, que visa traçar uma estratégia conjunta para reconhecer o papel estratégico de todos os tipos de biocombustíveis na matriz energética

brasileira, tanto para a segurança energética quanto para mitigação de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa (MME, 2019).

Diferentemente de medidas tradicionais, o programa se por não propor a criação de imposto sobre carbono, subsídios, crédito presumido ou mandatos volumétricos de adição de biocombustíveis a combustíveis (MME, 2019).

Os propósitos do programa são fornecer uma relevante contribuição para o cumprimento dos compromissos nacionalmente determinados pelo Brasil no âmbito do Acordo de Paris; promover a adequada expansão dos biocombustíveis na matriz energética, enfatizando a regularidade do abastecimento de combustíveis; e assegurar previsibilidade para o mercado de combustíveis, proporcionando ganhos de eficiência energética e redução de emissão GEEs nos processos de produção, comercialização e uso de biocombustíveis (MME, 2019)

O RenovaBio utiliza dois instrumentos principais para alcançar seus objetivos. O primeiro estabelece metas nacionais de redução de emissões para a matriz de combustíveis, definidas para um período de 10 anos. O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE determinará tais metas, sendo observados: compromissos internacionais de redução de emissões de GEEs; disponibilidade de oferta de biocombustíveis por produtores e importadores; valorização dos recursos energéticos; evolução do consumo nacional de combustíveis e das importações; proteção dos interesses do consumidor em relação ao preço, qualidade e à oferta de combustíveis; impacto de preço de combustíveis em índices de inflação.

As metas nacionais são estendidas em metas individuais, anualmente, para os distribuidores de combustíveis, conforme sua participação no mercado de combustíveis fósseis (MME, 2019). A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) será responsável por isto. O Quadro 5 mostra a meta nacional para o período de 10 anos.

Quadro 5 - Metas de redução de intensidade de carbono em 10 anos

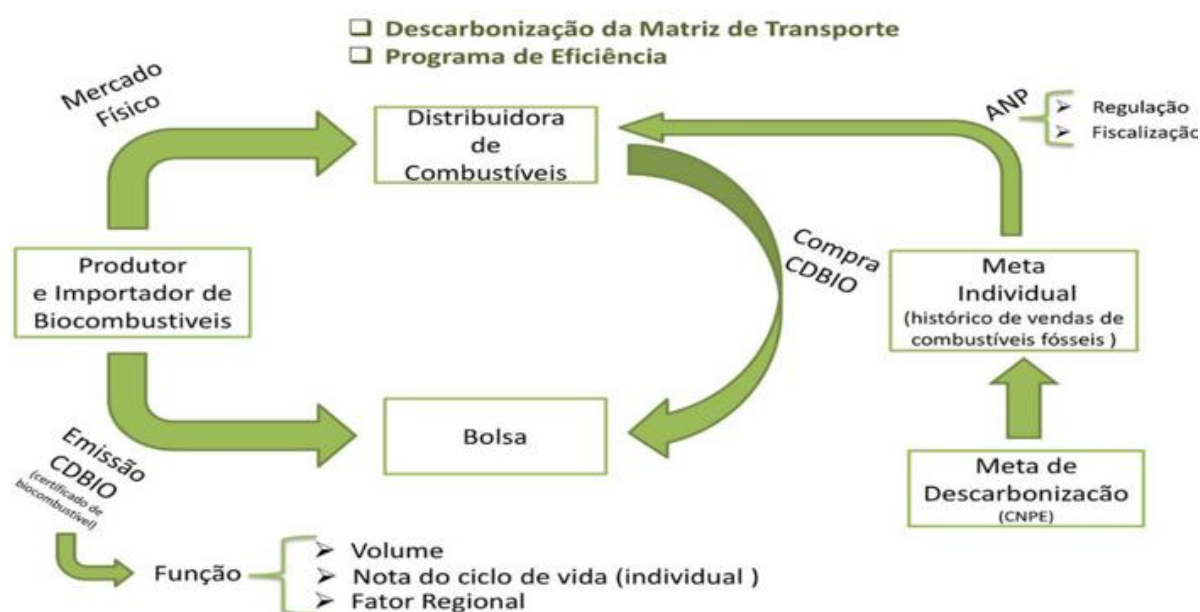
<b>Meta de Redução da Intensidade de Carbono da Matriz de Combustíveis</b>	<b>-10%</b>
Participação (energética) dos Biocombustíveis na Matriz	20% → 28,6%
Variação da Demanda de Derivados de Petróleo	80% → 71,4%
Dependência Externa em Combustíveis	11,5 → 7%

Fonte: adaptado de <http://www.agricultura.gov.br>



O segundo instrumento objetivo a certificação da produção de biocombustíveis, gerando notas individuais para os produtores, em valor inversamente proporcional à intensidade de carbono do biocombustível produzido. A nota gerada representa exatamente a contribuição individual dos fabricantes para a mitigação de uma quantidade específica de gases de efeito estufa em relação ao seu substituto fóssil (em termos de toneladas de CO<sub>2</sub>e). A conexão desses dois instrumentos é desempenhada com a criação do Crédito de Descarbonização por Biocombustíveis (CBIOs), um ativo financeiro negociado em bolsa, lançado pelo produtor de biocombustível, a partir da comercialização (nota fiscal). Os distribuidores de combustíveis cumprem a meta demonstrando a propriedades dos CBIOs em sua carteira (MME, 2019). A Figura 17 esquematiza os processos de funcionamento do RenovaBio.

Figura 17 - Esquema do modelo de funcionamento do RenovaBio



Fonte: MME (2019)

O decreto Nº 9.888, de 27 de junho de 2019, definiu o Comitê RenovaBio, sendo representado pelos seguintes órgãos: Ministério de Minas e Energia, que o coordenará; Casa Civil da Presidência da República; Ministério da Economia; Ministério da Infraestrutura; Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento; Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações; e Ministério do Meio Ambiente.

Foi aprovado na reunião de diretoria da ANP realizada em maio de 2019 o credenciamento da terceira firma inspetora, no âmbito do RenovaBio, para certificação da produção eficiente de biocombustíveis, nos termos da Resolução ANP nº 758/2018. O Instituto Totum de Desenvolvimento e Gestão Empresarial Ltda. se juntou à Green Domus Desenvolvimento Sustentável Ltda. EPP e à SGS ICS Certificadora Ltda., que haviam se credenciado anteriormente, como empresa apta a atender demandas de certificação de produtores e importadores de biocombustíveis (ANP, 2019b).

Para viabilizar a implementação do Renovabio, a ferramenta de cálculo RenovaCalc foi criada, sendo esta uma plataforma na qual as empresas especificam detalhes da sua produção que resultam em emissões de carbono. Os cálculos de emissões são parametrizados para a criação dos CBIOs. Os principais indicadores presentes no cálculo dos CBIOs são: consumo de calcário, consumo de nitrogênio, consumo e rendimento dos combustíveis, recolhimento de resíduos agrícolas, área com queima, rendimento industrial de energia excedente (coproduto), consumo de energia da rede e consumo de hidrogênio. Assim, o RenovaCalc analisa o ciclo de vida do produto no processo de produção, considerando os insumos e a energia consumida, dando uma nota que é proporcional a eficiência no processo, funcionando como um incentivo à produtividade (MILANEZ et al., 2018). De acordo com as premissas para Eficiência Ambiental dos Combustíveis consideradas pelo MME na Consulta Pública nº46 de 2018, a Intensidade de Carbono do Combustível Fóssil que deve ser utilizada para comparação com o biometano é 86,8 gCO<sub>2eq</sub>/MJ, referente à média entre gasolina, diesel e GNV (STILPEN; MARIANI, 2018). Assim, por exemplo, uma usina de biometano que emita 16,8 gCO<sub>2eq</sub>/MJ em seu processo produtivo terá uma nota de mitigação de 70, valor que condicionará o fator que resulta na emissão de CBios e, conseqüentemente, determina a receita adicional da usina com a venda desses títulos. Assim, a eficiência produtiva é incentivada não somente por seu potencial redutor de custos, mas também pela geração de receita adicional (MILANEZ et al., 2018).

O CBIO poderá ser comercializado livremente pelo mercado, com o preço variando em função da oferta e procura a cada momento. No caso do produtor não comprar a quantidade integral de CBIOs que sua meta individual exigir, o mesmo estará sujeito a multa entre R\$100.000,00 e R\$50.000.000,00. A quantidade de CBIOs que cada usina poderá emitir anualmente dependerá essencialmente da mitigação de GEE propiciada pelo empreendimento. Isto quer dizer que quanto menor a Intensidade de Carbono (IC) do biocombustível em produção, mais CBIOs serão gerados, dando um maior retorno monetário aos seus produtores.

De acordo com a ANP (2018) a Nota de Eficiência Energético Ambiental e o Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis terão validade de até quatro anos a contar da data de aprovação pela ANP. Essa certificação possibilitará a comercialização de CBIOs pela planta. Estimou-se que o custo da certificação para um produtor independente será R\$50.000,00, conforme exemplo da Bonsucro indicado pelo MME. O valor do CBIO é R\$ 34,00, baseado no exemplo disponibilizado na Consulta Pública nº46 de 04/05/2018 do MME. Assim, os cálculos de fluxo de caixa indicaram que qualquer planta de biocombustível terá que vender anualmente 390,8 CBIOs apenas para pagar os custos de certificação (STILPEN; MARIANI, 2018). Esta quantidade de CBIOs equivale a uma produção diária de biometano conforme apresentado no Quadro 6.

Quadro 6 - Quantidade mínima de biometano para viabilizar a certificação RenovaBio e equivalência na atividade produtiva

<b>Origem do substrato</b>	<b>Volume mínimo de biometano para custear a certificação (m<sup>3</sup>/dia)</b>	<b>Equivalência</b>
Suínos	363,5	Propriedade com 5.048 suínos em terminação
Bovinos	363,5	Propriedade com 1.782 bovinos de leite considerando 12 horas de confinamento por dia
Aterro	379,5	Aterro recebendo 7,5 toneladas de resíduo por dia
Torta de filtro	367,4	Usina sucroenergética produzindo 7.789 litros de etanol por dia e 7,3 toneladas por dia de torta de filtro
Vinhaça	363,7	Usina sucroenergética produzindo 5.318 litros de etanol por dia e 64m <sup>3</sup> /dia de vinhaça

Fonte: CIBiogás (2018)

Essa análise mostra que provavelmente grande parte da produção brasileira oriunda da suinocultura e bovinocultura não alcançará a quantidade mínima indicada no Quadro 6, pois a maior parte desta produção está distribuída no território em pequenas propriedades rurais. Já no caso de aterros e do setor sucroenergético, grande parte dos empreendimentos apresenta porte adequado para viabilizar a certificação. É importante considerar a possibilidade de significativa parcela do setor de biogás não se enquadrar no porte mínimo para se beneficiar do programa RenovaBio (STILPEN; MARIANI, 2018).

Destaca-se que os valores apresentados no Quadro 6 não estão associados à viabilidade de implantação de um projeto de produção de biometano, ou seja, não se analisam investimento, custos de operação e manutenção e receitas com a venda do biometano. O objetivo é calcular o porte de uma planta a partir do qual seria viável economicamente obter a certificação do RenovaBio (STILPEN; MARIANI, 2018).

### 3.4 Políticas de incentivo e tributação aplicada ao biogás e biometano:

Os Quadros 7 e 8 apresentam relevantes políticas de incentivo da produção de biogás e biometano, aplicadas ao longo dos anos no Brasil:

Quadro 7 - Marco regulatório relevante ao setor de biogás no Brasil

(continua)

Ano	Política	Instrumento
2002	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)	Garantia de que a energia gerada pelos futuros produtores seria comprada a preços já negociados. Para o biogás: R\$ 191,47/MWh
2004	Revisão das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para determinadas fontes de energia	Redução de 100% das tarifas de transmissão e distribuição de energia elétrica para empreendimentos de biogás
2004	Ambiente de contratação livre de energia	Negociação direta produtor-consumidos de energia
2005	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	Cap-and-trade. Emissão de créditos de carbono para produtores de energias renováveis
2008	Plano Nacional Sobre Mudanças no Clima	Medidas de mitigação para o setor de resíduos sólidos foram adotadas, criando meios para a recuperação de etano em aterros sanitários e incentivando o seu aproveitamento
2012	Decreto Número 58.659 (SP)	Suspensão do ICMS da importação de bens destinados a ativos imobilizados; redução da base de cálculo do ICMS para 12%
2012	Lei 6361/12 (RJ)	Autorização para as concessionárias distribuidoras de gás natural adquirirem até 10% de seu consumo de fontes renováveis a um preço superior ao preço do gás natural "com desconto" vendido às distribuidoras
2013	Convênio ICMS 112 (CONFAZ)	Autoriza a concessão de redução de base de cálculo do ICMS para o biogás e biometano nos estados da BA, MT, RJ e SP

## Quadro 8 - Marco regulatório relevante ao setor de biogás no Brasil

(continuação)

Ano	Política	Instrumento
2015	Alteração da Resolução 482/2012 da ANEEL	Mecanismo de compensação para produtores de biogás
2015	Resolução ANP No 8	Especifica o biometano oriundo de diversos resíduos quanto a sua qualidade e também cria a regulamentação para sua intercâmbialidade com o GNV
2015	Conferência das Partes (COP) 21	Redução de 37% nas emissões de GEEs até 2025, tendo como partida as emissões de 2005; aumentar a participação da bioenergia sustentáveis na matriz energética brasileira para 18%; chegar a participação de 45% de energias renováveis na matriz energética; promover o uso de tecnologias limpas no setor industrial
2017	Resolução ANP No 685	Especificação da qualidade do biometano produzido a partir de aterros sanitários, de modo que ele possa ser comercializado em todo o território nacional

Fonte: adaptado de Schüttle (2017)

O Programa de Incentivo às Fontes Renováveis de Energia Elétrica (PROINFA) tem essencial participação no surgimento de novos empreendimentos com base em fontes renováveis, diversificando a matriz energética brasileira e valorizando as características e potencialidades regionais e locais, tendo como um de seus objetivos o aumento da participação de energia elétrica gerada por produtores independentes autônomos (GUERI et al., 2016).

As fontes renováveis de energia que mais expandiram sua produção devido aos recursos do PROINFA foram as fontes: eólica, com atuais 6,17 % de participação na matriz elétrica; e a biomassa, representando 8,97 % de toda a energia elétrica do país (ANEEL, 2016).

Por meio da Resolução nº482/2012 o produtor brasileiro pôde fornecer o excedente da energia elétrica, gerada a partir de fontes renováveis, para a rede de distribuição local. Assim, a Resolução nº 482 tem sido considerada como um marco regulatório no que diz respeito ao acesso dos pequenos produtores às redes de distribuição, como é o caso do biogás e biometano (ANEEL, 2012)

A Resolução Nº 8/2015 publicada pela ANP regulamentou o uso do biometano, oriundo de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais, como combustível veicular no Brasil. Esta resolução trouxe as especificações caracterizando o biometano como um

semelhante do gás natural e, portanto, com a mesma valoração de mercado. Conforme as especificações, o biometano pode ser injetado nas redes nacionais de gás natural e ser negociado. Isto abre as portas aos produtores de biogás, pois colabora na consolidação do mercado de demanda para o biometano, proporcionando maior confiança aos investidores (SENAI/PR, 2016). A mesma regulamentação foi realizada posteriormente para o biometano oriundo de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto, por meio da resolução N°685/2017, incentivando muito a produção por meio desses meios, que possuem maior capacidade de produção.

Dentre os incentivos federais que promovem o uso de energias limpas, destaca-se também o recente Programa de Desenvolvimento de Geração Distribuída de Energia Elétrica (PROGD), instituído em 2015 pelo MME, com o objetivo de investir R\$100 bilhões de reais até o ano de 2030 para produzir cerca de 23.500 MW em geração distribuída de energia limpa e renovável (GUERI et al., 2016). Foi instituído pela Portaria n° 538/15 do MME e apresenta-se bastante promissor no que se refere à geração distribuída de eletricidade com base principalmente em fontes renováveis e cogeração. Nesta portaria é determinado o valor de referência para contratação da energia elétrica proveniente de geradores conectados à rede por meio das instalações de unidades consumidoras (GUERI et al., 2016).

O MME também criou a Portaria n° 44/15, abrindo novas oportunidades para geração de energia com biogás e biometano, tratando sobre a contratação da energia de geradores próprios de unidades consumidoras, buscando viabilizar mais a geração de eletricidade com o uso destes combustíveis, estimulando principalmente a geração de energia elétrica conectada na rede em horários de ponta. Nos resultados da audiência, a ANEEL apresentou o valor de referência de R\$ 633,94/MWh que ficou definido para energia gerada a partir de gás natural, biogás ou biometano (PROBIOGÁS, 2016b).

Sobre as emissões atmosféricas, o programa chamado Fundo Clima, regulamentado pelo Decreto n° 7.343/10, é um dos principais instrumentos da Política Nacional sobre Mudanças do Clima, qual busca assegurar recursos a projetos ou estudos e financiamentos de empreendimentos que tenham como objetivo a mitigação das mudanças climáticas. O programa possui cinco subprogramas cujo dois destes são referentes ao uso de fontes renováveis para geração de energia, promovendo apoio a investimentos em geração e distribuição local a partir do uso da biomassa, bem como ao aproveitamento energético dos resíduos. Assim, iniciativas que utilizem o processo de biodigestão anaeróbia da biomassa para geração de energia poderão ser contemplados com estes recursos (MACHADO, 2013).

Da mesma maneira, o Plano da Agricultura de Baixo Carbono (ABC) é um plano setorial elaborado de acordo com o Art. 3 do Decreto nº 7.390/2010 que tem por objetivo a organização e planejamento de ações para adoção de tecnologias de produção sustentável, possuindo um projeto de tratamento de dejetos de animais, que abrange principalmente a aplicação de biodigestores para o tratamento dos dejetos bem como aproveitamento do biogás gerado, disponibilizando recursos por meio de fontes orçamentárias ou linhas de crédito (GUERI et al., 2016). Desta Política Pública, surgiu o programa Rede BiogásFert que tem por objetivo tratar aproximadamente 4,4 milhões de m<sup>3</sup> de resíduos da suínocultura, evitando o lançamento de 6,9 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> na atmosfera (EMBRAPA, 2019).

Em relação ao convênio ICMS, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), na sua 160ª Reunião Ordinária, realizada em abril de 2016, autorizou os estados da Bahia, Mato Grosso, Rio de Janeiro e São Paulo a conceder redução da base de cálculo do ICMS nas saídas internas com biogás e biometano, de tal forma que a carga tributária do imposto resulte na aplicação do percentual de 12% sobre o valor da operação. Esta ação foi uma atualização do Convênio ICMS 112/13, para o Convênio ICMS 24/16 (CONFAZ, 2016).

Além deste imposto, os tributos incidentes na importação ou mesmo na operação dos projetos de plantas de biogás, e o valor do ICMS adotado nos demais estados do Brasil, são apresentados no Quadro 9 abaixo:

Quadro 9 - Tributos sujeitos à aplicação no biogás

<b>Custos</b>	<b>Valor*</b>	<b>Observações</b>
Imposto de importação (II)	14-25%	Depende da comprovação da inexistência de produto similar nacional
Imposto sobre produtos industrializados (IPI)	0-15%	Depende do produto e não se aplica quando o importador é o exportador
Contribuição a PIS-COFINS	9-10%	Valor significativamente mais alto que de produtos nacionais
Imposto sobre a circulação de mercadorias e prestação de serviços (ICMS)	17-19%	Referente aos equipamentos a importar. Cada estado tem uma política própria de tributação, redução ou isenção do ICMS.

\* Valores variam em função do tipo de importação e produto.

Fonte: adaptado de Probiogás (2016b)

Para esta tributação, existem benefícios já previstos na legislação dos quais as indústrias geradoras de energia elétrica, ou produtoras de biometano, poderiam utilizar para redução nos seus custos (ALBARRACIN, 2016):

1) A redução da carga tributária do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e da Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSL) pode ser feita por diferentes métodos. Tanto pode haver a redução direta sobre os valores apurados, como pode haver a redução das bases de cálculo, por exemplo, excluindo a tributação sobre determinadas receitas ou, ainda, pela possibilidade de depreciação acelerada de bens (ALBARRACIN, 2016).

2) Reduções do Imposto de Renda de Pessoa Física (IRPF) podem ser utilizadas como forma de incentivar a captação de investimentos para determinadas áreas de interesse econômico. Projetos de geração de energia elétrica, ou produção de biometano a partir de biogás podem se aproveitar de investimentos por meio de emissão de debêntures, ou por fundos de investimento feitos por pessoa física (ALBARRACIN, 2016).

3) A desoneração da Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) pode atingir diferentes etapas da cadeia de valor do biogás. Pode haver isenção das contribuições incidentes sobre a receita auferida pela comercialização de energia elétrica, ou biometano, sobre a receita da venda de bens e serviços para o ativo ou que sejam insumos, incluindo o biogás, às geradoras de energia elétrica, ou produtora de biometano, ou ainda as contribuições incidentes sobre a importação de bens e serviços pelas geradoras ou produtores de biometano (ALBARRACIN, 2016).

4) As operações com energia elétrica são imunes à cobrança do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), possíveis benefícios fiscais de IPI podem ser instituídos sobre o imposto incidente sobre a aquisição de bens para integração do ativo das geradoras de energia elétrica a partir do biogás, seja em operações internas ou em importações (ALBARRACIN, 2016).

5) O Imposto de Importação é um tributo federal de função marcadamente extrafiscal que tem como fato gerador a importação de produtos estrangeiros. A alíquota do Imposto de Importação incidente na importação de bens que não tenham similar produzido no país pode ser reduzida pela aplicação do regime ex-tarifário. Coordenado pelo Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC), este regime consiste na redução temporária de alíquotas de importação de bens de capital, de informática e telecomunicação. Incluir dentro desse regime, não somente os bens de capital de maior volume, mas também as peças de reposição necessárias seria uma das possíveis opções abertas ao governo (ALBARRACIN, 2016).



### 3.5 Análise de custos do biometano como combustível veicular

Segundo o estudo realizado por Coelho et al. (2018), a partir das tecnologias disponíveis para limpeza e purificação de biogás, é possível desenhar várias configurações de processo de produção de biometano. Os custos envolvidos no processo têm como parâmetro a eficiência energética, eficiência de remoção e os custos de investimento (CAPEX) e de operação (OPEX) envolvidos. Em relação aos custos operacionais, estes sofrem influência do consumo de energia do processo, sendo dependente da tecnologia utilizada, dos insumos e da mão de obra necessária. O custo também é influenciado pelo contrato de serviço assinado entre as partes, relacionado às garantias dadas sobre a disponibilidade e qualidade final do gás, garantias estas que, muitas vezes, exigem um determinado nível de serviço ou pacote de redundância em relação ao equipamento (COELHO et al., 2018).

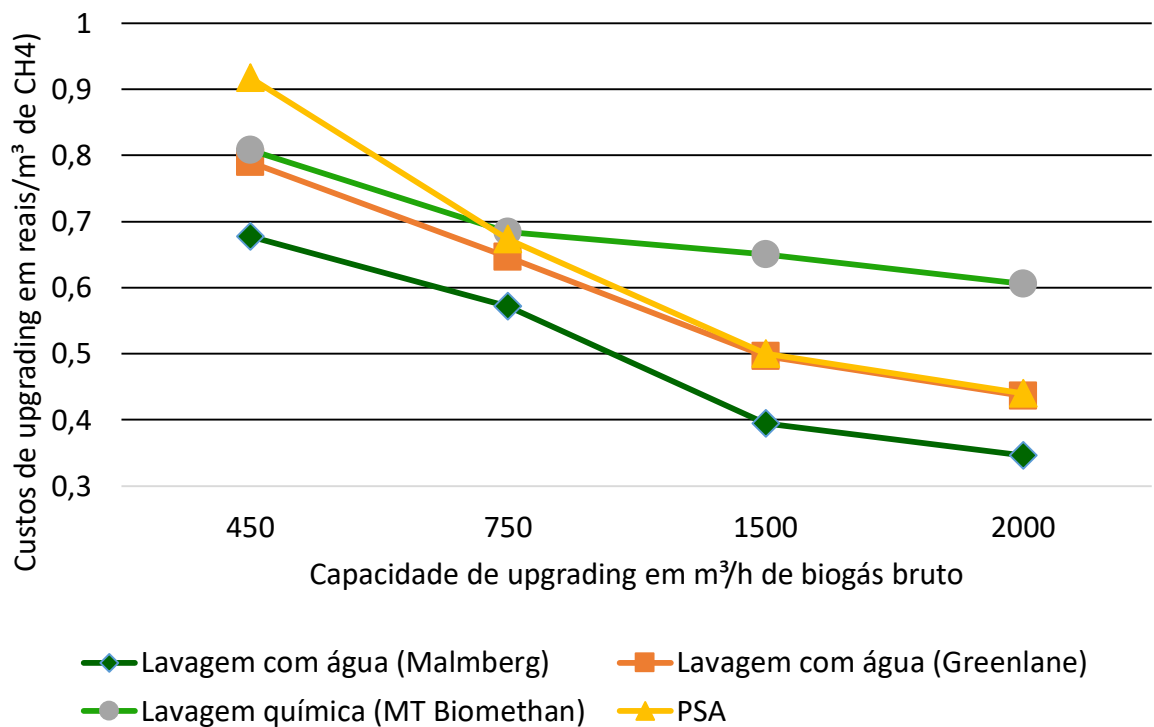
A recuperação de energia é outro fator importante aos custos operacionais, variando conforme o sistema de upgrading escolhido. Uma planta que tem recuperação energética apresenta custos operacionais menores quando comparados com uma planta que não recupera energia. Os custos operacionais são também influenciados pela perda de metano, que pode variar de tecnologia para tecnologia e mesmo entre plantas usando o mesmo processo (COELHO et al., 2018).

Além destes fatores já citados, a capacidade de produção da planta de biogás se mostra de grande influência ao preço final do produto. Na Figura 18 são apresentados dados de custos restritos ao processo de *upgrading*, por diversas técnicas (PERECIN, 2017). Fica evidente a importância do fator escala na redução dos custos específicos, ou seja, por quantidade de biometano produzido. Os dados e avaliações também mostram que os custos típicos das principais técnicas são similares entre si, e podem ter variações de acordo com a referência e com as características de cada local (PERECIN, 2017).

No Brasil, um estudo realizado por Leme e Seabra (2017), avaliou os custos envolvidos na produção do biometano pelo tratamento anaeróbico da vinhaça, considerando diversas técnicas de enriquecimento. A Figura 19 mostra os resultados, dividindo os custos entre o processo de produção e *upgrading*, considerando uma produção de biogás bruto de 5.020 m<sup>3</sup>/h com o poder calorífico de 39,07 MJ/m<sup>3</sup>. O Quadro 10 apresenta os valores em R\$/m<sup>3</sup> dos custos totais de produção. Os custos de importação de produtos, inclusos no preço final do biogás, sofreram conversão direta do dólar para o real.

Leme e Seabra (2017), verificando a proximidade dos custos, avaliaram que outros critérios podem influenciar a decisão: a disponibilidade de fornecedores locais, esforços operacionais e de manutenção, riscos ambientais e para a saúde, e até preferência pessoal.

Figura 18 - Custos específicos de upgrading do biogás, em dólares por m<sup>3</sup> de metano



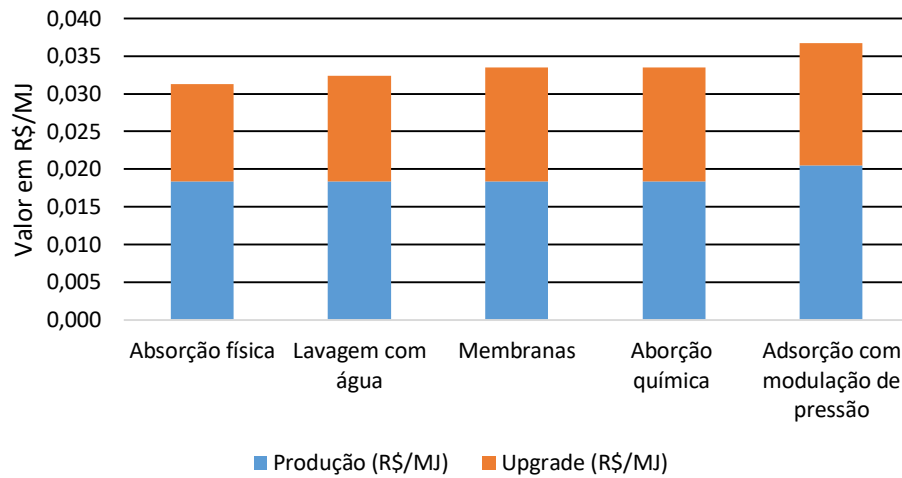
Fonte: adaptado de Percin (2017).

Quadro 10 - Custos totais de produção encontradas no estudo em R\$/m<sup>3</sup>

Técnica de purificação	Custo (R\$/m <sup>3</sup> )
Absorção física	1,16
Lavagem com água	1,20
Membranas	1,24
Absorção química	1,24
Adsorção com modulação de pressão	1,36

Fonte: adaptado de Leme e Seabra (2017)

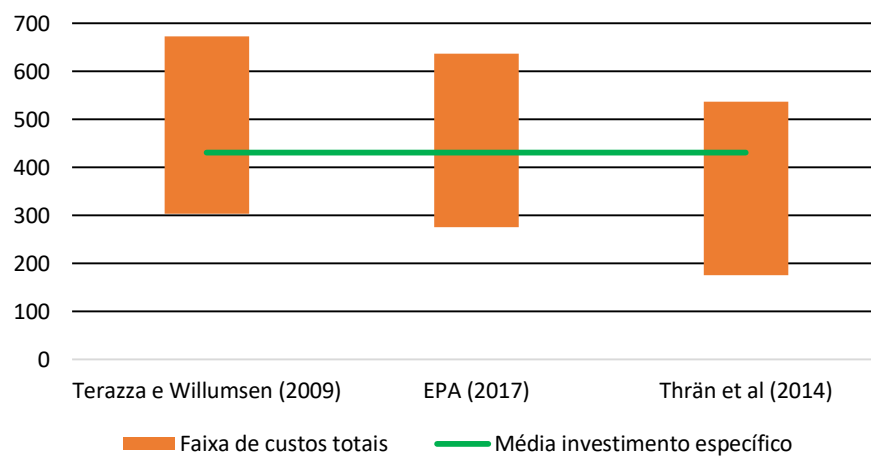
Figura 19 - Custos totais de produção encontradas no estudo em R\$/MJ



Fonte: adaptado de Leme e Seabra (2017)

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) também realizou um estudo da economicidade do biogás oriundo de aterro para produção de metano a ser injetado nas redes de distribuição de gás canalizado, por meio de uma compilação de outros trabalhos realizados. Os custos de CAPEX considerados são apresentados na Figura 20, com valores numa faixa de R\$175/m<sup>3</sup> até R\$673/m<sup>3</sup>, assim como a média dos valores de investimento utilizada para cálculos posteriores, no valor de R\$431/m<sup>3</sup>.

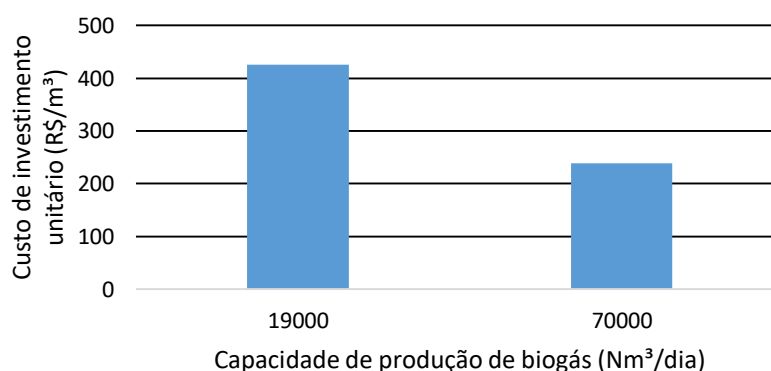
Figura 20 - Valores de CAPEX para plantas com upgrade para biometano de alto poder calorífico



Fonte: adaptado de EPE (2018).

Em relação a purificação do biogás, os custos foram baseados em estudos recentes de Angelidaki et al., (2018), apontando valores aproximados de R\$ 238/m<sup>3</sup> de biogás para plantas grandes (com capacidade acima de 70 mil m<sup>3</sup>/dia), especificamente para a parcela do CAPEX referente ao tratamento e conversão em biometano. Para plantas menores, com capacidade diária de 19 mil metros cúbicos, o autor aponta custos de investimento da conversão em biometano da ordem de R\$ 426/m<sup>3</sup> (79% mais caro comparado a plantas grandes). Com isto, ratifica-se o efeito de economia de escala, conforme Figura 21.

Figura 21 - Valores de investimento para conversão e tratamento adotado para os projetos simulados



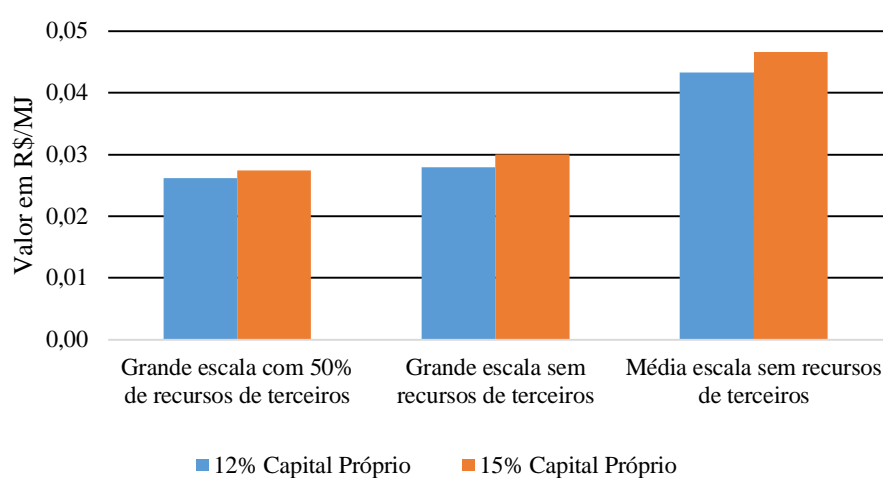
Fonte: adaptado de EPE (2018)

Desta forma, o estudo realizado pela EPE para determinação do preço do biometano, utilizou como premissa o valor do CAPEX como a diferença entre um valor médio de CAPEX total dos trabalhos citados anteriormente, no valor de R\$ 431/m<sup>3</sup> e o valor médio do investimento no tratamento para o upgrade, no valor de R\$ 332/m<sup>3</sup>. Com isto, o valor da parcela de CAPEX não sujeita aos efeitos de escala, somente para o tratamento e conversão do biogás em biometano, resultou em R\$ 99/m<sup>3</sup>. Todos os valores citados anteriormente neste estudo também foram convertidos diretamente para o Real.

Em relação ao OPEX de projetos para produção de metano a partir de resíduos, estes são descritos segundo Terraza e Willumsen (2009) como custos anuais entre 17% e 21% dos custos totais de investimento. Nesse estudo em questão, foi considerado as despesas anuais de operação dos empreendimentos correspondem a 17% dos custos totais de investimento, para todos os casos.

Os resultados buscaram a apresentação dos valores de tarifas de equilíbrio para os empreendimentos de média e grande escala, com diferentes estruturas de capital. Os resultados da simulação são apresentados na Figura 22 e Quadro 11, a seguir, para taxas internas de retorno de 12% e 15% (EPE, 2018). Para conversão dos resultados, o poder calorífico adotado também foi de 39,07 MJ/m<sup>3</sup>.

Figura 22 - Custo do biometano para diferentes condições de financiamento e escala de produção em R\$/MJ



Fonte: adaptado de EPE (2018)

Quadro 11 – Resultados das tarifas de equilíbrio para os casos simulados, em R\$/m<sup>3</sup>

Projeto	Custo de capital próprio (R\$/m <sup>3</sup> )	
	12%	15%
Grande Escala (>45.000m <sup>3</sup> /dia de biogás) com 50% de recursos de terceiros	1,04	1,09
Grande Escala (>45.000m <sup>3</sup> /dia de biogás) sem recursos de terceiros	1,11	1,19
Média Escala (entre 15.000 e 45.000 m <sup>3</sup> /dia de biogás) sem recursos de terceiros	1,72	1,85

Fonte: EPE (2018)

Vale destacar que o valor calculado se refere a situações específicas de condições do aterro e os preços finais podem ser diferentes para cada estado, a depender das alíquotas de imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS) adotadas (EPE, 2018).

Os resultados encontrados nestes últimos dois trabalhos, podem ser comparados com o preço do gás natural atualmente praticado pela Petrobras para as distribuidoras, a fim de determinar a viabilidade econômica do biometano. De acordo com o Boletim do Gás Natural publicado pelo MME (2018), os preços do gás natural atualmente praticado pela Petrobras para as distribuidoras variam de 0,91 R\$/m<sup>3</sup> até 1,12 R\$/m<sup>3</sup>. Isto indica que alguns valores são maiores que o preço atualmente praticado no mercado. De maneira geral, observa-se a competitividade para os empreendimentos de maior escala (EPE, 2018).

### **3.6 Análise de custos da geração de energia elétrica a partir do biogás**

Segundo o Ministério da Economia (2019), economicidade é a obtenção de um resultado esperado com o menor custo possível, mantendo a qualidade e buscando a celeridade na prestação do serviço ou no trato com os bens públicos.

Desta forma, a economicidade do biogás, por meio da sua produção em biodigestores, pode servir como fonte de energia primária para fornecer energia mecânica em turbinas e motores, os quais acoplados a geradores elétricos são capazes de produzir energia elétrica. Um metro cúbico de biogás (1m<sup>3</sup> de biogás) é equivalente a 23,4 MJ de energia elétrica e a eficiência dos sistemas de cogeração varia entre 30 e 38%, ou seja, entre 7,02 e 8,89 MJ (OLIVEIRA, 2009)

Os custos de geração energia elétrica a partir do biogás mostram-se muito variáveis, assim como os custos da própria produção de biogás. O Quadro 12 mostra a estimativa de custos encontrados para diferentes matérias-primas, com conversão direta do dólar para o real. (PERECIN, 2017).

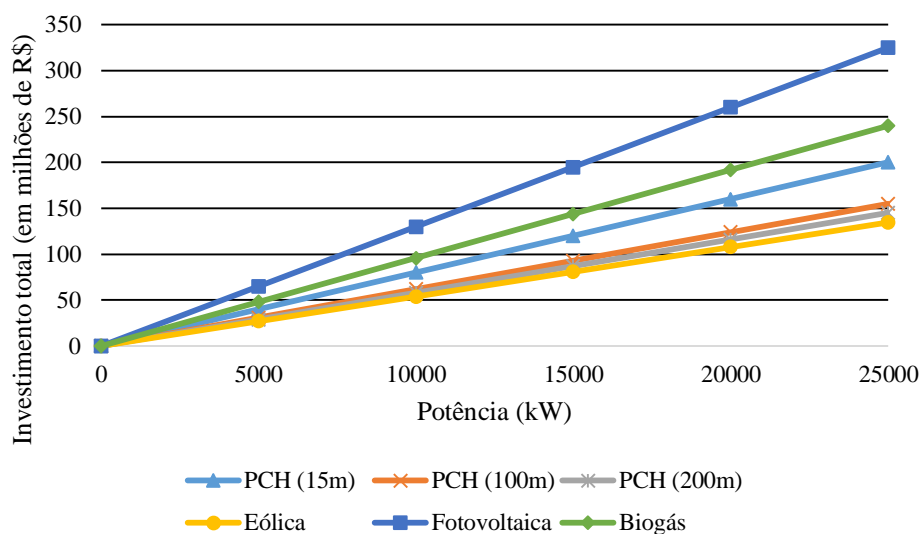
A Figura 23 mostra o custo de diferentes fontes energéticas renováveis em função da potência. Pode-se perceber que o investimento total é maior para maiores potências (RANGEL; BORGES; SANTOS, 2016). Além disso, nota-se que a energia com o maior investimento é a fotovoltaica e a mais barata é a energia eólica. Com relação as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), pode-se verificar que quanto maior a queda d'água, menor o custo de capital (RANGEL; BORGES; SANTOS, 2016).

Quadro 12 - Estimativas de custo de geração de energia elétrica com biogás

Referência	Matéria-Prima	Custo/MWh e Observações
EPE (2014)	Resíduos sólidos urbanos	Entre R\$ 0,143/MJ a R\$ 0,072/MJ (com incentivos)
EPE (2014)	Resíduos rurais	R\$ 0,095/MJ a R\$ 0,081/MJ; R\$ 0,077 a R\$ 0,062/MJ, com venda de biofertilizante
Poveda (2014)	Vinhaça	R\$ 0,15/MJ e R\$ 0,07/MJ
Valente (2015)	Esgoto	R\$ 0,135/MJ (pior cenário, escala de 100.000 habitantes); R\$ 0,042/MJ (melhor cenário, 450.000 hab.)

Fonte: EPE (2014), Poveda (2014) e Valente (2015)

Figura 23- Investimento total por fonte de energia em função da potência



Fonte: adaptado de Rangel, Borges e Santos (2016)

A Granja Haacke, localizada na cidade de Santa Helena, estado do Paraná (Brasil), que opera no setor do agronegócio, é um exemplo de geração de energia elétrica por meio do biogás no Brasil. Esta tem capacidade de produção de 84.000 galinhas poedeiras e 520 bovinos de corte, que geram substratos para a produção de biogás, que é em parte transformado em energia elétrica, conforme dados do Quadro 13.

Quadro 13 - Potencial em energia elétrica da Granja Haacke

Consumo de biogás	37,114 MJ/dia (964m <sup>3</sup> /dia)
Energia gerada	4320 MJ/dia
Energia consumida	Entre 1920 e 2400 MJ/dia
Energia excedente	≈1920 MJ/dia
Taxa Interna de Retorno	≈24%
Custo/MJ	≈R\$0,036/MJ
CAPEX	R\$ 450.000,00
OPEX/ano	R\$ 10.000,00
Retorno de investimento	≈5 anos

Fonte: adaptado de González (2017).

Outro exemplo de negócios é a Granja Colombari, localizada em São Miguel do Iguazu, Oeste do Paraná, sendo que o seu foco econômico é a suinocultura em terminação. Tem capacidade de produção de 5.000 suínos em terminação, conforme dados do Quadro 14 (GONZÁLEZ, 2017).

Quadro 14 - Instalação concluída operando em duas situações

	<b>Realizado – 8 horas/dia</b>	<b>Potencial de expansão - 20 horas/dia</b>
Plantel	5.000 suínos em terminação	5.000 suínos em terminação
Produção de biogás	35073.5 MJ/dia (911 m <sup>3</sup> /dia)	35073.5 MJ/dia (911 m <sup>3</sup> /dia)
Energia gerada	≈2.383,2 MJ/dia	≈5280 MJ
Energia consumida	Entre 960 a 1200 MJ/dia	Entre 960 a 1200 MJ/dia
Energia excedente	Entre 1080 a 1440 MJ/dia	Entre 4080 a 4320 MJ/dia
Taxa Interna de Retorno	9%	30%
Investimento inicial	≈R\$ 400.000,00	≈R\$ 400.000,00
OPEX/ano	R\$10.000,00	R\$ 29.200,00
Custo/MJ	R\$ 0,055/MJ	R\$ 0,025/MJ
Retorno de investimento	15 anos	4 anos

Fonte: adaptado de González (2017).



As instalações atualmente operam 8h/dia, porém a granja tem potencial para trabalho de 20h/dia, o que alteraria consideravelmente seus rendimentos, tendo Payback 4 anos e custo de aproximadamente R\$0,025/MJ (GONZÁLEZ, 2017).

Outro estudo realizado pela Probiogás (2016c) comparou duas tecnologias de tratamento de esgoto capazes de gerar biogás: o reator *upflow anaerobic sludge blanket* (UASB) e o digestor anaeróbio de lodo. Ambas tecnologias utilizam o lodo excedente dos processos de tratamento para geração do biogás. Nos Quadros 15 e 16, a seguir, são apresentadas as premissas adotadas e os dados econômicos de cada alternativa do trabalho.

Quadro 15 - Premissas do estudo de geração de energia elétrica por meio do biogás oriundo do esgoto

<b>Critério</b>	<b>Premissa</b>
População	100.000 habitantes
Forma de aproveitamento	Unidade motor-gerador ciclo Otto para geração de energia elétrica; Geração elétrica contínua (24 horas por dia)
Aplicação	Concepção tecnológica de ETE nova; Ampliação de um sistema de aproveitamento de biogás em ETEs existentes (com ressalvas)
Tarifa de energia elétrica	Horosazonal – verde A4 para a faixa de tensão de 2,3 a 25 kV da COELBA com desconto de 15%
Câmbio base	R\$ 3,50 por Euro
Juros de empréstimo	8,70% (BNDES)
Taxa de inflação	6,50%
Destino final de lodo	Custos de disposição final em aterro sanitário sem higienização

Fonte: adaptado de Probiogás (2016c)

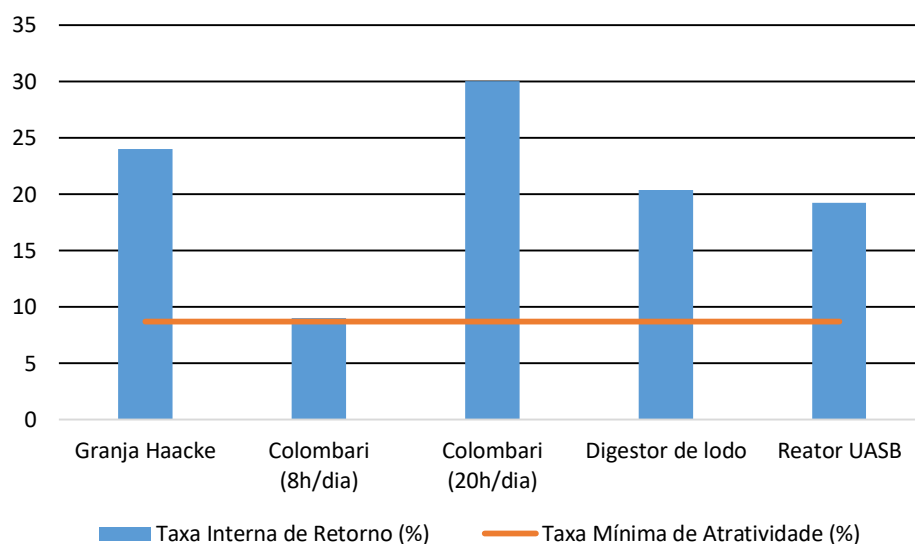
Quadro 16 - Comparativo das opções de obtenção de energia

<b>Descrição</b>	<b>Digestor de lodo</b>	<b>Reator UASB</b>
Energia gerada em MJ/dia	13.906,02	13.901,98
Opex em R\$/ano	1.713.741,76	1.283.952,63
Capex em R\$	11.662.317,00	8.915.802,00
Taxa Interna de Retorno	20,37%	19,21%

Fonte: adaptado de Probiogás (2016c)

Com os dados obtidos nos estudos apresentados, realizou-se uma análise da viabilidade econômica dos projetos com base na taxa interna de retorno (TIR) e a taxa mínima de atratividade (TMA), apresentado na Figura 25. A TIR é um indicador que compara o investimento inicial e as despesas futuras de um projeto com o retorno potencial que ele pode trazer. Expressa em um valor percentual, ela se baseia nos fluxos de caixa do empreendimento – ou seja, as entradas e saídas de capital, para mostrar se o investimento é vantajoso ou não. Para analisar o resultado da TIR, o investidor precisa compará-la com uma TMA, que representa a rentabilidade mais fácil de ser conseguida no mercado com o mínimo de risco. Logo, o projeto só seria vantajoso se seus retornos superassem essa taxa mínima (REIS, 2018). Neste caso, a TMA adotada para todos os casos foi a de 8,7%, que é a taxa de empréstimos pelo BNDES (PROBIOGÁS, 2016c). Em todos os casos, a instalação apresenta viabilidade econômica, calculando taxas internas de retorno (TIRs) superiores à taxa mínima de atratividade, como mostra a Figura 24.

Figura 24 - Comparativo da viabilidade econômica de diferentes projetos para geração de energia elétrica



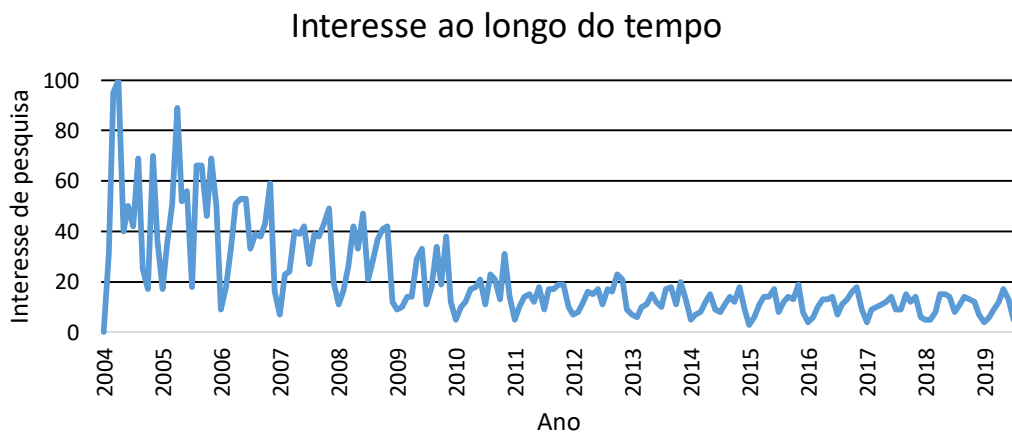
Fonte: adaptado de González (2017) e Probiogás (2016c)

### 3.7 Limitantes para expansão do biogás e biometano no Brasil

O biogás tem, em seu histórico, experiências negativas relacionadas a sua produção, tendo destaque as décadas de 70 e 80, quando centenas de biodigestores foram instalados e pouco tempo depois abandonados por problemas de dimensionamento, uso de materiais inadequados e falta de assistência técnica. Nos anos 2000, houve um novo impulso na instalação de biodigestores com o objetivo de gerar créditos de carbono pelo MDL do Protocolo de Kyoto ou de adequar ambientalmente os estabelecimentos. Porém, a maioria dos biodigestores deixaram de ser operados também. Essas experiências, em grande parte malsucedidas, criaram desconfiança entre os atores e resistência para novos investimentos durante anos (PROBIOGÁS, 2016b). Este fato pode ser percebido por meio de uma rápida análise bibliométrica sobre o assunto.

A Figura 25 mostra o interesse ao longo do tempo em relação ao termo biogás, utilizando a ferramenta Google Trends. Os números representam o interesse de pesquisa relativo ao ponto mais alto no gráfico de uma determinada região em um dado período. Um valor de 100 representa o pico de popularidade de um termo. Um valor de 50 significa que o termo teve metade da popularidade. Uma pontuação de 0 significa que não havia dados suficientes sobre o termo (GOOGLE, 2019). Os resultados mostram de fato um interesse maior nos anos 2000, que decaiu e não voltou mais.

Figura 25 – Interesse de pesquisa relativo nos últimos anos por meio do Google Trends, pesquisando pela palavras-chave biogás, no Brasil, entre os anos de 2004 e 2019



Como consequência disto, observa-se que há pouco acesso a informações no país sobre as tecnologias e substratos apropriados para a produção e aproveitamento de biogás, gerando muitas dúvidas sobre as tecnologias e substratos aplicáveis. Na maioria dos casos, a escolha pela biodigestão é motivada pela busca por menor investimento quando demandado o tratamento dos resíduos ou efluentes (PROBIOGÁS, 2016b). Desta forma, a reduzida quantidade de projetos referência é vinculada a falta de conhecimento técnico e de suporte, principalmente para pequenos produtores (COELHO et al., 2018).

Pode-se considerar também as seguintes barreiras à implantação de um mercado robusto de biogás/biometano: Não existência de regulamentação para a destinação dos resíduos agrícolas para produção de biogás; não existência de regulamentação para a destinação dos resíduos ou efluentes industriais para produção de biogás; não existência de regulamentação que incentive projetos de produção centralizada de biogás. Somado a isto, falta políticas específicas relacionadas ao biogás: falta de políticas de incentivos, licenciamentos ambientais, linhas de crédito, entre outros. Assim, o preço de mercado da energia a partir do biogás, na maioria das vezes não reflete o valor ambiental total fornecido (COELHO et al., 2018).

A utilização energética do biogás de aterros no Brasil se concentra na produção de eletricidade. No entanto, a relevância da fonte na matriz de eletricidade do país e sua participação em programas e políticas do setor de energia de fomento ao uso de fontes renováveis de energia é inexpressiva e pode ser atribuída à sua pouca competitividade, quando comparada a outras tecnologias com rápida expansão no mercado nacional, como a eólica, que registram tarifas de eletricidade mais atrativas sob o ponto de vista econômico e de viabilidade do negócio (VEIGA, 2016).

Em relação aos custos de produção, a necessidade de importação de equipamentos voltados para o aproveitamento energético do biogás, trazidos majoritariamente de países desenvolvidos, agrega um elevado valor ao produto final ou ao equipamento a ser disponibilizado comercialmente. Deve ser levada em conta a questão cambial do país, ou seja, no caso do Brasil, a instabilidade do valor do Real frente ao Dólar ou ao Euro pode afetar a viabilidade econômica da transação comercial.

Por estes motivos, a produção de energia a partir do biogás sofre desvantagens comparadas a outras fontes. Devido a matriz energética brasileira ser composta, em maior parte, essencialmente por hidroelétricas, tem-se um custo de geração de energia elétrica de baixo custo. Levando-se em conta o tipo de consumidor e a demanda de energia contratada, o preço

da energia elétrica pode variar substancialmente. Para grandes consumidores de energia, como as indústrias do setor privado, o preço da energia elétrica ofertado já é consideravelmente inferior quando comparado com o preço da energia pago por consumidores residenciais. No caso de instituições vinculadas ao setor público, como iluminação pública, prédios públicos e inclusive instalações em prol do saneamento básico, o preço da energia elétrica é ainda menor, podendo inclusive sugerir algum tipo de subsídio por parte do governo brasileiro (COSTA, 2006).

No caso da valorização do biogás como substituto do gás natural, considera-se que uma das barreiras é a obrigação de venda do biometano às concessionárias de gás estaduais, quando injetado na rede, ou seja, a inexistência de um ambiente livre de comercialização como o existente para a energia elétrica. Isso acaba limitando o valor pago pelo biometano ao que for determinado pela concessionária, não havendo muito espaço para negociação, o que, muitas vezes, inviabiliza os projetos (PROBIOGÁS, 2016b).

Analisando especificamente a produção de biometano, uma das barreiras está relacionada ao custo elevado de produção, devido ao processo de refino. Dessa forma, a produção de biometano apenas se torna viável economicamente em plantas de média ou grande escala. No entanto, significativa parcela do potencial de produção de biogás do país está distribuído em plantas de pequena escala, especialmente na agropecuária. Consequentemente, são mais favoráveis as condições para produção de biometano nos setores de saneamento, resíduos sólidos, industrial e na agropecuária de grande porte (STILPEN; MARIANI, 2018).

Outra questão importante sob o aspecto econômico que envolve a produção e utilização do biometano está relacionada com a questão dos mecanismos de incentivo financeiros, pois enquanto os custos de produção do biometano forem elevados, sua utilização será restrita. Assim, a competitividade com outros combustíveis é percebida como uma barreira (VEIGA, 2016).

Em relação a infraestrutura disponível no país, tem-se que a rede de gasodutos brasileira não é extensa e está concentrada no litoral. De maneira semelhante, o país não conta com uma rede extensa de abastecimento de GNV, sendo que mais da metade dos postos de revenda estão concentrados na região sudeste do país, limitando a sua distribuição ao longo do país (VEIGA, 2016).

Outro ponto observado é que a certificação dos produtores de biometano não prevê a possibilidade de utilização em frota própria, uma vez que a minuta de Resolução ANP relaciona a nota fiscal de venda no rol dos documentos necessários para certificação dos produtores de biometano (ANP 2018). No presente momento há produtores de biometano que o utilizam em

suas próprias frotas, em substituição ao óleo diesel e gasolina. Assim, pode-se concluir que a exigência de nota fiscal de venda pode prejudicar a entrada do biometano do Programa RenovaBio, restringindo àqueles que executam a comercialização deste biocombustível (STILPEN; MARIANI, 2018). O etanol e o biodiesel também são combustíveis participantes do Programa, no entanto eles já possuem mercados bastante desenvolvidos, além de usinas de grande porte (que oferecem economia de escala) e cotas volumétricas mínimas nas misturas com gasolina e óleo diesel, respectivamente, que garantem a estes biocombustíveis tradicionais uma parcela fixa do mercado de combustíveis já existente. Sendo assim, essas plantas terão consideráveis vantagens competitivas para arcar com custos de certificação para obtenção de CBIOs, se comparadas com as plantas de produção de biometano, que ainda não possuem um mercado consolidado (STILPEN; MARIANI, 2018).

## 4 CONCLUSÃO

Este trabalho alinha-se com a tendência mundial na busca de novas alternativas para a geração de energia, visando condições sustentáveis de produção. O biogás, além de ser uma fonte renovável, permite a redução do consumo de combustíveis fósseis, como o gás natural e o óleo diesel. O presente trabalho de conclusão de curso objetivou determinar a potencialidade da utilização de biogás no cenário brasileiro, como fonte de energia elétrica e combustível veicular, por meio de dados técnicos, políticos e econômicos. Os tópicos analisados no contexto brasileiro são apresentados a seguir.

- **Produção Atual no Brasil:** A atual capacidade produção no país ainda é muito menor que seu potencial de produção total (apenas 1,35%), com muito a ser explorado, porém nos últimos anos houve um crescimento considerável de plantas em produção, ampliando de 127 para 276 unidades, um aumento de 115%, mostrando que sua utilização está em expansão.
- **Avaliação do Ciclo da Vida:** os resultados obtidos demonstram que a exploração do biogás, se conduzidas de maneira a otimizar o potencial existente, pode significar um aprimoramento da gestão de resíduos sólidos no país por meio de seu aproveitamento energético e de sua reversão em benefício ambiental. Tendo em vista que pegada de carbono é mostrou uma das menores entre os combustíveis disponíveis, com possíveis valores de até  $-272,93\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$ , sua ampliação auxiliaria o cumprimento de redução de emissões de GEEs no Brasil.
- **RenovaBio:** O suposto favorecimento que o programa RenovaBio poderia trazer ao desenvolvimento do mercado de biogás se mostrou ineficiente para promover grandes resultados. Tendo em vista que o potencial de produção de biogás no Brasil está disperso e em pequena escala, via geração distribuída, o investimento para a certificação, no valor estimado de R\$ 50.000,00, não se mostra viável para muitos produtores. Outro empecilho é a não certificação de CBIOs para utilização em frotas próprias de veículos abastecidos por biometano. Além disso, tendo em conta que o objetivo do programa RenovaBio é a mitigação de gases de efeito estufa no setor de transportes, as plantas de biogás destinadas para produção elétrica não seriam contempladas no programa.
- **Competividade Energia Elétrica:** O crescimento do biogás é diretamente relacionado com recentes modelos de negócios que favoreceram a geração distribuída de energia elétrica, permitindo aos consumidores gerarem sua energia, compensarem o faturamento das distribuidoras e a possibilidade de vender o excedente produzido. Isto

melhorou a viabilidade econômica da geração de energia elétrica do biogás, mesmo que ainda seja menor que certas tecnologias, como a eólica, com melhores tarifas de eletricidades. Estudos mostraram TIR de até 30% para empreendimentos de geração de energia elétrica por meio do biogás.

- **Competividade Combustível Veicular:** Em relação a utilização como combustível veicular, os custos são consideravelmente maiores devido ao processo de purificação do biogás até biometano, aumentando em até 82% seu valor. Somado a isto, sua viabilidade mostra-se restringida principalmente pelos altos custos em escalas de produção menores. Com custos de investimento unitário 79% mais caros para uma usina com produção de 19Nm<sup>3</sup>/dia em relação a uma de 70Nm<sup>3</sup>/dia. A inexistência de um ambiente livre de comercialização, como ocorre com a energia elétrica gerada pelo biogás também limita sua produção. Assim, mostra-se necessária a regulamentação de políticas específicas para produção de biometano.
- **Tributação:** A tributação aplicada, mesmo com a existência de opções de redução fiscal para casos específicos, ainda limita sua viabilidade econômica, agregando um custo final maior. Assim, o preço de mercado da energia a partir do biogás, acaba não refletindo o valor ambiental total fornecido.

São necessários, portanto, melhores incentivos no uso do biogás e do biometano no Brasil. Novas políticas e iniciativas públicas abrangentes - coordenadas em âmbitos nacional e estadual - são de grande importância a fim de diminuir os custos de produção, para se beneficiar completamente do potencial desta fonte energética renovável de excelente valor ambiental.



## 5 REFERÊNCIAS

ALBARRACIN, A. L. T. **Biogás Oriundo de Resíduos Como Vetor Energético no Brasil**. 2016. 116 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) - inas: UNICAMP, Campinas, 2016.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. [s.l: s.n.].

ANEEL. **Matriz de energia elétrica**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/operacaocapacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 21 out. 2016.

ANEEL. **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CombustivelListaUsinas.asp>>. Acesso em: 5 jul. 2017.

ANGELIDAKI, I. et al. Biogas upgrading and utilization : Current status and perspectives. **Biotechnology Advances**, v. 36, n. 2, p. 452–466, 2018.

ANP. **Biometano**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/biometano>>. Acesso em: 5 jul. 2019a.

ANP. **RenovaBio já tem três firmas inspetoras credenciadas**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5166-renovabio-ja-tem-tres-firmas-inspetoras-credenciadas>>. Acesso em: 9 jun. 2019b.

ARB. **Carbon Intensity Values of Current Certified Pathways**. Disponível em: <<https://ww3.arb.ca.gov/fuels/lcfs/fuelpathways/pathwaytable.htm>>. Acesso em: 4 jul. 2019.

AUER, A. et al. Agricultural anaerobic digestion power plants in Ireland and Germany: policy & practice. **Journal of the Science of Food and Agriculture**, p. 719–723, 2016.

BECHER, U. **Biometano como combustível veicular** Brasília PROBIOGÁS, 2016.

BERALDI, T. **O potencial da produção de biogás PECUÁRIA DE BAIXA EMISSÃO DE CARBONO**, 2017.

BEUX, S. **Avaliação do tratamento de efluente de abatedouro em digestores anaeróbios de duas fases**. 2005. 99 p. Dissertação (Mestrado em Ciência e Tecnologia de Alimentos) - Universidade Estadual de Ponta Grossa, Ponta Grossa, 2005.

CASTRO, N. J. et al. A Importância das Fontes Alternativas e Renováveis na Evolução da Matriz Elétrica Brasileira. **V Seminário de Geração e Desenvolvimento Sustentável**, 2009.

CCEE. **23º Leilão de Energia Nova A-5 - Resultado Completo**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 2 ago. 2017.

CETESB. **Companhia Ambiental do Estado de São Paulo**. Disponível em:

<<https://cetesb.sp.gov.br/biogas/>>. Acesso em: 2 jul. 2019.

**CIBIOGÁS. Nota Técnica: Nº 02/2019 - Panorama do Biogás no Brasil em 2018.** Foz do Iguaçu, 2019.

COELHO, S. T. et al. **Geração de energia elétrica a partir do biogás proveniente do tratamento de esgoto** São Paulo, 2006.

COELHO, S. T. et al. **Técnicas de Produção e Uso de Biogás e Biometano** (Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade de São Paulo, Ed.) São Paulo, 2018.

COLDEBELLA, A. et al. **Viabilidade da cogeração de energia elétrica com biogás da bovinocultura de leite.** Cascavel: UNIOESTE, 2006.

CONFAZ. **CONVÊNIO ICMS 24, DE 8 DE ABRIL DE 2016.** Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2016/CV024\\_16](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2016/CV024_16)>. Acesso em: 29 jun. 2019.

COSTA, D. F. DA. **Geração de energia elétrica a partir do biogás do tratamento de esgoto.** 2006. 194p. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

COSTA, L. B. O. **Avaliação do ciclo de vida da produção de biogás via estação de tratamento de esgoto e uso em célula a combustível de óxido sólido.** 2012. 135 p. Dissertação (Mestrado em Ciências na Área de Tecnologia Nuclear - Materiais) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

DEUBLEIN, D.; STEINHAUSER, A. **Biogas from waste and renewable resources.** Weinheim: Deutsche Nationalbibliothek, 2008.

DUARTE, D. D. V. **Biogás no Brasil : Desafios à Implementação do Biogás Gerado a Partir de Biomassa de Origem Animal** **Biogás no Brasil : Desafios à Implementação do Biogás Gerado a Partir de Biomassa de Origem Animal.** 2013. 61p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

DWA-M, G. **Guia técnico DWA-M 361 Tratamento do biogás.** [s.l: s.n.].

EBC. **Maior termelétrica com combustível renovável é inaugurada em São Paulo.** Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2016-09/maior-termelétrica-com-combustível-renovável-e-inaugurada-em-são-paulo>>. Acesso em: 4 jul. 2017.

EMBRAPA. **A rede BiogásFert.** Disponível em: <<http://www.cnpsa.embrapa.br/biogasfert/>>. Acesso em: 9 jun. 2018.

EPE. **Estudo sobre a Economicidade do Aproveitamento dos Resíduos Sólidos Urbanos em Aterro para Produção de Biometano** Brasília Ministério de Minas e Energia, , 2018.

EUROPEAN COMMISSION. **The International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook.** Ispra: European Union, 2012.

FIGUEIREDO, N. J. V. DE. **Utilização do biogás de aterro sanitário para geração de energia elétrica e iluminação a gás - estudo de caso.** 2007, 90 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade Presbiteriana Mackenzie, São Paulo, 2007.

FNR. **Guia Prático do Biogás Geração e Utilização** Gülzow DBFZ, 2010.

FREITAG, T. E. **Análise da viabilidade econômica, financeira, técnica e operacional do gás natural como combustível para veículos leves de passageiros no brasil.** 2018. 104 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2018.

GOMES, L. H. S. **Possibilidades para a utilização de biogás - um estudo teórico.** 2017. 63 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Produção) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2017.

GONZÁLEZ, R. **AGROENERGIA NO DESENVOLVIMENTO REGIONAL** Concórdia, Cibogás, 2017.

GOOGLE. **Google Trends.** Disponível em: <<https://trends.google.com.br/trends/explore?date=all&geo=BR&q=biogás>>. Acesso em: 8 jul. 2019.

GUERI, M. V. D. et al. Políticas Nacionais de Incentivo ao Uso Energético do Biogás e Biometano. **Seminário Engenharia de Energia na Agricultura**, v. 5, p. 160–171, 2016.

JRC. **WELL-TO-WHEELS ANALYSIS OF FUTURE AUTOMOTIVE FUELS AND POWERTRAINS IN THE EUROPEAN CONTEXT** Ispra European Commission, 2014.

KARLSOON, T. et al. **Manual Básico de Biogás** Lageado UNIVATES, 2014.

LEME, R. M.; SEABRA, J. E. A. **Technical-economic assessment of different biogas upgrading routes from vinasse anaerobic digestion in the Brazilian bioethanol industry** Campinas Elsevier, 2017.

MACHADO, G. **Portal Resíduos Sólidos.** Disponível em: <<https://portalresiduossolidos.com/programa-fundo-clima/>>. Acesso em: 9 jun. 2019.

MARQUES, J. **Empresários e governantes discutem biogás como alternativa de combustível para transporte público.** Disponível em: <<https://diariodotransporte.com.br/2018/11/28/empresarios-e-governantes-discutem-biogas-como-alternativa-de-combustivel-para-transporte-publico/>>. Acesso em: 5 jul. 2019.

MATHIAS, M. C. P.; MATHIAS, J. F. C. M. Biogas in Brazil : A Governmental Agenda. **Journal of Energy and Power Engineering**, v. 9, 2015.

MILANEZ, A. Y. et al. **Biogás de Resíduos Agroindustriais: Panorama e Perspectivas** BNDS Setorial 47 , 2018.

MME. **Balço energético nacional 2017: Ano Base 2016**. Brasília: EPE, 2017.

MME. **RenovaBio**. Disponível em:  
<<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/renovabio/principal>>. Acesso em: 9 jun. 2019.

MONTAGNA, T. B. **Biogás produzido em aterro sanitário como fonte de energia - uma revisão bibliográfica**. 2013. 53 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Ambiental) - Faculdade Educacional de Dois Vizinhos, Dois Vizinhos, 2013.

OLIVEIRA, L. B. III-007-RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS : LIXO OU COMBUSTÍVEL ? **XXVII Congresso Interamericano de Engenharia Sanitária e Ambiental**, 2000.

OLIVEIRA, R. D. **Geração de energia elétrica a partir do biogás produzido pela fermentação anaeróbia de dejetos em abatedouro e as possibilidades no mercado de carbono**. 2009. 98 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

PATTERSON, T. et al. An evaluation of the policy and techno-economic factors affecting the potential for biogas upgrading for transport fuel use in the UK. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1806–1816, 2011.

PERECIN, D. **Comparação entre as estratégias de aproveitamento energético do biogás: geração de energia elétrica versus produção de biometano**. 2017. 164 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

PEREIRA, M. S. et al. Energias renováveis : biogás e energia elétrica provenientes de resíduos de suinocultura e bovinocultura na UFSM. p. 239–247, 2015.

PETERSSON, A.; WELLINGER, A. **Biogas upgrading technologies – developments and innovations** IEA Bioenergy Malmö IEA Bioenergy, 2009.

PROBIOGÁS. **Catálogo de tecnologias e empresas de biogás** Brasília Probiogás , 2015.

PROBIOGÁS. **Biometano como combustível veicular**. Brasília: Probiogás, 2016<sup>a</sup>

PROBIOGÁS. **Barreiras e propostas de soluções para o mercado de biogás no Brasil** Brasília PROBIOGÁS, 2016b.

PROBIOGÁS. **Viabilidade Técnico-Econômica de Produção de Energia Elétrica em ETEs a Partir do Biogás** Brasília Probiogás , 2016c.

RANGEL, M. S.; BORGES, P. B.; SANTOS, I. F. S. DOS. Revista Brasileira de Energias Renováveis. **Análise comparativa de custos e tarefas de energias renováveis no Brasil**, set. 2016.

REDAÇÃO CICLO VIVO. **Fortaleza inaugura maior usina de produção de biogás com lixo de aterro**. Disponível em:  
<<https://ciclovivo.com.br/planeta/desenvolvimento/fortaleza-inaugura-maior-usina-produzir>>

biogas-com-lixo-de-aterro/>.

REIS, T. **Aprenda a analisar investimentos utilizando a Taxa Interna de Retorno**. Disponível em: <<https://www.sunoresearch.com.br/artigos/taxa-interna-de-retorno/>>. Acesso em: 9 jul. 2019.

ROOPNARAIN, A.; ADELEKE, R. Current status , hurdles and future prospects of biogas digestion technology in Africa. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 1162–1179, 2017.

SCHÜTTLE, A. F. D. **O Segmento do Biogás em Foco : Discussão das Políticas Públicas do Brasil e do Mundo**. 2017. 93p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) - Universidade de Brasília, Brasília, 2017.

SEBIGAS-COTICA. **Propostas das Instituições Presentes na Reunião de Construção do RenovaBio Biocombustíveis BIOGÁS E BIOMETANO** Porto Alegre, 2018.

SENAI/PR. **Oportunidades da cadeia produtiva de biogás para o estado do paraná** Curitiba, 2016.

SILVA, S. C. DA. **Programa Nacional e Potencial Brasileiro de Produo em Sistemas Automatizados de Biogás**. 2017 Dissertao (Mestrado em Engenharia Agrícola) - Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2017.

STILPEN, D.; MARIANI, L. **Análise do Programa RenovaBio no âmbito do setor de biogás e biometano do Brasil**. XICBPE. Anais...Cuiabá: 2018

SUN, Q. et al. Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning , upgrading and utilisation. **ELSEVIER**, v. 51, p. 521–532, 2015.

TERRAZA, H.; WILLUMSEN, H. **Guidance Note on Landfill Gas Capture and Utilization** IDB Water and Sanitation Initiative Inter-American Development Bank, , 2009.

VEIGA, A. P. **Contribuio  avaliao das barreiras e oportunidades regulatórias, econmicas e tecnológicas do uso de biometano produzido a partir de gás de aterro no Brasil**. 2016. 174 p. Dissertao (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, 2016.