

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
CAMPUS SOROCABA**

CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA PARA A SUSTENTABILIDADE

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM PLANEJAMENTO E USO DE
RECURSOS RENOVÁVEIS**

ROBERT DIAS XIMENES

**APROVEITAMENTO DO BIOGÁS COMO FONTE ENERGÉTICA: UMA REVISÃO
SOBRE AS PRINCIPAIS BARREIRAS À DIFUSÃO DO SISTEMA TECNOLÓGICO
DE INOVAÇÃO DO BIOGÁS NO BRASIL**

**SOROCABA
2024**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
CAMPUS SOROCABA**

CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA PARA A SUSTENTABILIDADE

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM PLANEJAMENTO E USO DE
RECURSOS RENOVÁVEIS**

ROBERT DIAS XIMENES

**APROVEITAMENTO DO BIOGÁS COMO FONTE ENERGÉTICA: UMA REVISÃO
SOBRE AS PRINCIPAIS BARREIRAS À DIFUSÃO DO SISTEMA TECNOLÓGICO
DE INOVAÇÃO DO BIOGÁS NO BRASIL**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento e Uso de Recursos Renováveis da Universidade Federal de São Carlos, para obtenção do título de doutor em Planejamento e Uso de Recursos Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Fábio Minoru Yamaji
Co-orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos de Faria

SOROCABA
2024

Ximenes, Robert Dias

Aproveitamento do biogás como fonte energética: Uma revisão sobre as principais barreiras à difusão do sistema tecnológico de inovação do biogás no Brasil / Robert Dias Ximenes -- 2024.
134f.

Tese de Doutorado - Universidade Federal de São Carlos, campus Sorocaba, Sorocaba

Orientador (a): Fábio Minoru Yamaji

Banca Examinadora: Gabriela Bertoni Belini, João Lúcio de Barros, Luís Ricardo de Oliveira Santos, Robmilson Simões Gundi

Bibliografia

1. Energia renovável. 2. Biogás. 3. Bioenergia . I. Ximenes, Robert Dias. II. Título.

Ficha catalográfica desenvolvida pela Secretaria Geral de Informática (SIn)

DADOS FORNECIDOS PELO AUTOR

Bibliotecário responsável: Maria Aparecida de Lourdes Mariano -
CRB/8 6979



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS

Centro de Ciências e Tecnologias Para a Sustentabilidade
Programa de Pós-Graduação em Planejamento e Uso de Recursos Renováveis

Folha de Aprovação

Defesa de Tese de Doutorado do candidato Robert Dias Ximenes, realizada em 03/05/2024.

Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Fábio Minoru Yamaji (UFSCar)

Profa. Dra. Gabriela Bertoni Belini (CBA)

Prof. Dr. João Lúcio de Barros (IFSP)

Prof. Dr. Luis Ricardo Oliveira Santos (Anhanguera)

Prof. Dr. Robmilson Simões Gundim (SENAI)

O Relatório de Defesa assinado pelos membros da Comissão Julgadora encontra-se arquivado junto ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento e Uso de Recursos Renováveis.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha família que me apoiou nesta jornada.

AGRADECIMENTO

Institucionalmente, agradeço ao Instituto Federal de São Paulo pela colaboração para a conquista deste título.

Agradeço à Universidade Federal de São Carlos e ao Programa de Pós-Graduação em Uso de Recursos Renováveis pela oportunidade de desenvolver meus estudos nesta instituição e neste programa.

Agradeço a minha família, especialmente minha filha, mãe e pai (*in memoriam*), que me ajudaram nesta jornada.

Agradeço, especialmente, ao meu orientador, Prof. Fábio Minoru Yamaji, que viabilizou a conclusão deste trabalho.

Agradeço aos colegas do CICE do IFSP Boituva, que me ajudaram com os dados da usina fotovoltaica.

Agradeço a todos que colaboraram, direta ou indiretamente, com o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

RESUMO

XIMENES, Robert Dias. Aproveitamento do biogás como fonte energética: Uma revisão sobre as principais barreiras à difusão do sistema tecnológico de inovação do biogás no Brasil, 2024. 134f. Tese (Doutorado em “Planejamento e Uso de Recursos Renováveis”) – Centro de Ciências e Tecnologias para a Sustentabilidade, Universidade Federal de São Carlos, Sorocaba, 2024.

O presente trabalho abordou as barreiras que dificultam a disseminação do biogás no Brasil, com foco na identificação das principais dificuldades enfrentadas no desenvolvimento do Sistema Tecnológico de Inovação Brasileiro do Biogás (STIBB). Por meio de uma revisão bibliográfica, foram identificadas barreiras como ausência de regulamentação específica para o biogás como fonte renovável, a carência de programas de financiamento especializados, a incerteza sobre o destino dos resíduos do processo (digestato), os desafios na integração com a rede elétrica e rede pública de gás natural, os elevados custos de implementação, a escassez de profissionais qualificados e os custos operacionais significativos. Além disso, a pesquisa incluiu uma análise econômica dos projetos de biogás, para compreender as barreiras econômico-financeiras dos empreendimentos de biogás. Foram utilizadas métricas como Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL) e Payback descontado (PB). Os resultados demonstraram a viabilidade do projeto em um cenário específico, com destaque para um payback descontado de 7 anos e 4 meses e uma TIR de 27,24%. Uma análise de sensibilidade foi realizada para avaliar o impacto de variações nos fatores econômicos nos resultados financeiros dos projetos. A superação das barreiras institucionais, econômicas, políticas e de informação é crucial para impulsionar a produção de biogás no Brasil, aproveitando o potencial dos resíduos orgânicos disponíveis e contribuindo para uma matriz energética mais limpa, diversificada e sustentável. Destaca-se a importância da continuidade e consistência das políticas públicas para criar um ambiente propício ao crescimento e sustentabilidade do setor de biogás. É fundamental que haja um alinhamento entre as ações governamentais e as parcerias público-privadas, visando promover o desenvolvimento do Sistema Tecnológico de Inovação em Biogás (STIBB) e garantir a viabilidade a longo prazo dessa fonte de energia renovável.

Palavras-chave: energia renovável; biogás; bioenergia.

ABSTRACT

XIMENES, Robert Dias. Using biogas as an energy source: An review of the main barriers to the diffusion of the biogas technological innovation system in Brazil. 2024. 134f. Thesis (Doctorate in "Planning and Use of Renewable Resources") – Center for Sciences and Technologies for Sustainability, Federal University of São Carlos, Sorocaba, 2024.

This work addresses the barriers that hinder the dissemination of biogas in Brazil, focusing on identifying the main difficulties faced in the development of the Brazilian Biogas Innovation Technological System (STIBB). Through a bibliographical review, barriers were identified such as the lack of specific regulation for biogas as a renewable source, the lack of specialized financing programs, uncertainty about the destination of process residues, challenges in integration with the grid electricity and public natural gas network, the high implementation costs, the shortage of qualified professionals and the significant operational costs. Furthermore, the research included an economic analysis of biogas projects, to understand the economic-financial barriers of biogas projects. Metrics such as Internal Rate of Return (IRR), Net Present Value (NPV) and Discounted Payback (PB) were used. The results demonstrated the viability of the project in a specific scenario, highlighting a discounted payback of 7 years and 4 months and an IRR of 27.24%. A sensitivity analysis was carried out to assess the impact of variations in economic factors on the financial results of the projects. Overcoming institutional, economic, political and information barriers is crucial to boost biogas production in Brazil, taking advantage of the potential of available organic waste and contributing to a cleaner, more diverse and sustainable energy matrix. The importance of continuity and consistency of public policies is highlighted to create an environment conducive to the growth and sustainability of the biogas sector. It is essential that there is an alignment between government actions and public-private partnerships, aiming to promote the development of the Biogas Innovation Technological System (STIBB) and guarantee the long-term viability of this renewable energy source.

Keyword: renewable energy; biogas; bioenergy.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABC	Conselho Americano de Biogás
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
ARB	Conselho de Recursos Aéreos da Califórnia-USA
ARSESP	Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo
BLC	Biodigestor de Lagoa Coberta
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNL	bio-Biometano Líquido
BPGTP	Programa Indiano de Energia Baseada em Biogás e Aplicações de Energia Térmica
CAPEX	Despesa de Capital
CHP	Central Calor e Energia Combinada
CLT	Consolidação das Leis do Trabalho
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
COPOM	Comitê de Política Monetária
CSTR	Biodigestor com Tanque Agitado Continuamente
CTI	Cadeia de Tecnologia de Inovação
DA	Digestão Anaeróbia
DBFZ	Centro Alemão de Pesquisa de Biomassa
EBA	Associação Europeia de Biogás
EEG	Lei Alemã de Energias Renováveis
Embrater	Empresa Brasileira de Tecnologia e Extensão Rural
EPA	Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos
EPI	Equipamento de Proteção Individual
FAO	Organização das Nações Unidas para Agricultura e Alimentação
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
GD	Geração Distribuída de Energia Elétrica
GEEs	Gases de Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNC	bio-Gás Natural Comprimido
GNV	Gás Natural Veicular
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	Agência Internacional de Energia
IGPM	Índice Geral de Preços – Mercado
INCC	Índice Nacional do Custo de Construção
IMA-SC	Instituto do Meio Ambiente de Santa Catarina
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas da ONU
IRENA	Agência Internacional para as Energias Renováveis
LCFS	Padrão Americano de Combustível de Baixo Carbono
MAPA	Ministério da Agricultura e Pecuária do Brasil
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações do Brasil
MMA	Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima do Brasil
MME	Ministério de Minas e Energia do Brasil
MNRE	Ministério da Energia Nova e Renovável da Índia
MTE	Ministério do Trabalho e Emprego do Brasil
NASA	Administração Nacional da Aeronáutica e Espaço
NBP	Programa Nacional Indiano de Bioenergia
NBR	Norma Brasileira criadas pela ABNT
NNBOMP	Novo Programa Nacional Indiano de Biogás e Adubo Orgânico
NR	Norma Regulamentadora elaborada pelo MTE
OPEX	Despesas Operacionais
PB	Payback
PGR	Programa de Gerenciamento de Riscos
PIS	Programa de Integração Social
PME	Programa de Mobilização Energética
PMI	Instituto de Gerenciamento de Projetos
PSA	Adsorção por Oscilação de Pressão
PWS	Lavagem com Água Pressurizada
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RFS	Padrão Americano de Combustível Renovável
RIN	Número de Identificação de Renováveis
ROI	Retorno do Investimento
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SIN	Sistema Interligado Nacional de energia elétrica
STI	Sistema Tecnológico da Inovação
STIBB	Sistema Tecnológico de Inovação Brasileiro do Biogás
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TRL	Nível de Prontidão Tecnológica
UASB	Biodigestor de Fluxo Ascendente
UNIDO	Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial
VPL	Valor Presente Líquido
WEF	nexo Água-Energia-Alimentos

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	MOTIVAÇÃO	21
1.2	OBJETIVO	23
2	MATERIAL E MÉTODOS	24
2.1	TRATAMENTO E ANÁLISE DA INFORMAÇÕES	24
2.2	BIOGAS E BIOMETANO	27
2.3	SISTEMA TECNOLÓGICO DE INOVAÇÃO BRASILEIRO DO BIOGÁS	27
2.3.1	Desenvolvimento do Sistema Tecnológico de Inovação do Biogás	29
2.3.2	Desenvolvimento do STIBB	32
2.4	CONCEITOS DE BIOMASSA E BIOGÁS	34
2.4.1	Definição	36
2.4.2	Composição	36
2.4.3	Produção do Biogás	37
2.4.4	Purificação do Biogás	39
2.4.5	Biometano	40
2.4.6	Digestato	42
2.4.7	Aplicações energéticas do biogás	44
3.1	BIODIGESTOR	47
3.2	SISTEMA DE PURIFICAÇÃO E TRATAMENTO DO BIOGÁS	51
3.3	MOTOR DE COMBUSTÃO INTERNA À BIOGÁS	52
3.4	BIOMETANO COMO SUBSTITUTO DO GN	54
3.5	SEGURANÇA E PREVENÇÃO DE RISCOS EM PLANTAS DE BIOGÁS	55
4	BARREIRAS A DIFUSÃO DO STI DO BIOGÁS	62
4.1	BARREIRAS INSTITUCIONAIS NO STI DO BIOGÁS	65
4.1.1	Possíveis soluções para as barreiras institucionais para o STIBB	65
4.2	BARREIRAS POLÍTICAS NO STI DO BIOGÁS	66

4.2.1 Possíveis soluções para as barreiras políticas.....	66
4.2.2 Políticas de incentivo ao STIBB	67
4.3 BARREIRAS A INFORMAÇÃO NO STI DO BIOGÁS	71
4.3.1 Possíveis soluções para as barreiras informação do STIBB.....	72
4.4 BARREIRAS TÉCNICAS AO STI DO BIOGÁS	72
4.4.1 Nível de prontidão tecnológica (TRL).....	73
4.4.2 Possíveis soluções para as barreiras técnicas do STIBB	76
4.5 BARREIRAS ECONÔMICAS AO STI DO BIOGÁS	77
4.5.1 Incentivo financeiro para plantas de biogás no Brasil	78
5 VIABILIDADE FINANCEIRA.....	80
5.1 FERRAMENTAS DE ANÁLISE	80
5.1.1 Taxa Mínima de Atratividade – TMA.....	81
5.1.2 CAPEX e OPEX.....	82
5.1.3 Indicadores de viabilidade econômica	82
5.2 CARACTERÍSTICAS DO ESTUDO	85
5.3 DIMENSIONAMENTO TEÓRICO DA PLANTA DE BIOGÁS	88
5.4 DIMENSIONAMENTO TEÓRICO DA USINA FOTOVOLTAICA.....	91
5.5 CALCULO DOS CENÁRIOS	93
5.5.1 Cenário A.....	95
5.5.2 Cenário B.....	96
5.5.3 Cenário C.....	98
5.5.4 Cenário D.....	100
5.5.5 Cenário E	101
5.5.6 Resumo dos cenários	103
5.5.7 Estudo de sensibilidade	103
6 RESULTADOS E DISCUSSÃO	106
7 CONCLUSÃO.....	113

1 INTRODUÇÃO

O crescimento da população mundial aumentou a demanda por alimentos e energia (Barbot, Al-Ghaili e Benz, 2016). De acordo com o relatório das Nações Unidas *World Population Prospects 2022*, a população mundial deverá atingir 8,5 bilhões de pessoas em 2030 e 9,7 bilhões em 2050 (ONU, 2023).

Atualmente, o mundo enfrenta três crises interligadas: a crise alimentar, a crise energética e a crise climática (Bley, 2015). O relatório "Water for Sustainable Food and Agriculture", elaborado pela Organização das Nações Unidas para Agricultura e Alimentação (FAO), ressalta a interconexão entre água, energia e alimentos (WEF), evidenciando que a gestão de um recurso pode impactar a disponibilidade, qualidade e quantidade dos demais recursos em um contexto desafiador de aumento da demanda, crescimento populacional e rápida urbanização (FAO, 2017). Estima-se que até 2050, a demanda por alimentos aumentará em torno de 60%, requerendo 45% mais energia e 30% mais água (Pasqual *et al.*, 2018).

No que diz respeito à demanda por alimentos, as tendências globais, como o crescimento populacional e a urbanização, representam novos desafios para a segurança alimentar (King *et al.*, 2017), alicerçada em quatro pilares: disponibilidade, acesso, utilização e estabilidade (Giller *et al.*, 2021). O crescimento populacional impactará a disponibilidade de alimentos, aumentando a geração de resíduos das atividades de produção e modificando o impacto ambiental (Garnett e Godfray, 2012). Com o aumento da população mundial, os setores industrial e agropecuário têm respondido à demanda, ampliando sua produção (Kunz, Higarashi e Oliveira, 2005). O Brasil, por exemplo, tornou-se um dos principais produtores globais de carnes, ocupando o segundo lugar na produção de carne bovina, o segundo maior produtor de frangos de corte e o quarto maior produtor de carne suína em 2022, conforme dados do *USDA/Foreign Agricultural Service* (2023).

Com o aumento da produção, processamento e beneficiamento de carnes, os efluentes provenientes das granjas de produção e engorda, assim como dos frigoríficos e abatedouros, representam um desafio ambiental significativo, devido à alta concentração de nutrientes como carboidratos, proteínas e lipídios, que são substratos ideais para alimentar biodigestores anaeróbios. Esses biodigestores têm

se destacado no tratamento dos efluentes gerados por essas atividades agroindustriais (Pereira, 2014; Moller, Sommer e Ahring, 2004).

O crescimento populacional exerce pressão sobre a demanda por energia, uma vez que os combustíveis fósseis continuam sendo as principais fontes de energia devido à disponibilidade abundante de gás e carvão, aos lucros provenientes da exploração de novas reservas e à necessidade de garantir um suprimento contínuo de energia para uma população em rápido crescimento (Archana *et al.*, 2024; Volpe *et al.*, 2014). É importante ressaltar que os combustíveis fósseis são responsáveis por mais da metade das emissões de gases de efeito estufa de origem humana, conforme o IPCC (2014).

De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2023, o Brasil registrou 423 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente em emissões antrópicas, sendo mais de 210 milhões provenientes do setor de transportes. Embora 47,4% da matriz energética brasileira seja proveniente de fontes renováveis, como hidrelétricas e biomassa de cana-de-açúcar, ainda há uma parcela significativa de 52,6% proveniente de energias não renováveis, como petróleo, gás natural e carvão (EPE, 2023).

Diante desses dados, há um amplo espaço para o crescimento das fontes renováveis que permitam a substituição dos combustíveis fósseis na matriz energética. Nesse contexto, a digestão anaeróbia de resíduos orgânicos e a produção subsequente de biogás surgem como uma alternativa economicamente viável não apenas para reduzir as emissões de gases de efeito estufa, mas também para diminuir a “pegada de carbono” (Pinto *et al.*, 2022).

A biomassa proveniente de dejetos de animais e outros materiais orgânicos pode gerar diversos impactos ambientais negativos, como a emissão de gases de efeito estufa, acidificação do solo, formação de material particulado (incluindo a volatilização de amônia e óxidos de nitrogênio), eutrofização do solo, corpos d'água e águas subterrâneas (De Vries *et al.*, 2012). No entanto, a utilização desses resíduos na produção de biogás por meio da digestão anaeróbia pode ser uma alternativa sustentável e eficaz para a correta destinação desses resíduos das atividades agroindustriais (Salomon e Lora, 2009).

O biogás, produzido a partir da conversão de material orgânico em biodigestores anaeróbios, apresenta vantagens ambientais significativas. Além de ter níveis de poluição menores em comparação com alguns combustíveis fósseis, o

biogás contribui para a mitigação de impactos ambientais ao possibilitar a destinação adequada de resíduos orgânicos, a redução de emissões de gases de efeito estufa, a substituição de combustíveis fósseis na geração de eletricidade, a utilização térmica, a utilização veicular e a diminuição do consumo de fertilizantes químicos por meio do uso do digestato como biofertilizante (Pasqual *et al.*, 2018; Gioda, 2018).

O investimento direcionado ao aproveitamento energético de resíduos no Brasil é de suma importância, dada a grande capacidade associada às operações industriais e agropecuárias (BEP, 2022). O biogás oferece diversas possibilidades de aplicações energéticas, que variam de acordo com a natureza do substrato e a demanda local (Al Seadi *et al.*, 2008). No contexto brasileiro, o biogás apresenta um potencial significativo e diversas oportunidades de produção e utilização, sendo que a escolha do uso é influenciada pela escala de produção e pela tecnologia de tratamento, que, dependendo da escala, pode impor limitações econômicas e técnicas aos projetos de biogás (Oliveira e Negro, 2019).

1.1 MOTIVAÇÃO

A utilização de fontes renováveis de energia é uma forma de reduzir a emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) e minimizar tanto os impactos ambientais, quanto os sociais, decorrentes da produção de energia e alimentos, além de contribuir com a segurança energética (Souza e Aquino, 2013). A dependência de fontes energéticas importadas, como o gás natural e a gasolina, tornou-se um grande desafio para a segurança energética dos países em desenvolvimento, como é o caso do Brasil (Li, Gao e Jin, 2016).

O Sistema Tecnológico de Inovação (STI) do biogás colabora com a ideia de enfrentar desafios ambientais e de sustentabilidade associados à produção de energia, através da redução de emissão de GEEs e promovendo a diversificação da matriz energética, que pode ser alcançada por meio do aproveitamento de resíduos orgânicos para geração de energia renovável (Pasqual *et al.*, 2018). O STI do biogás está alinhado com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Organizações das Nações Unidas (ONU), o qual recomenda o auxílio no acesso à energia barata, confiável, sustentável e renovável, a promoção do crescimento

econômico sustentável, o combate à mudança climática e seus impactos, além da contribuição com as cidades e comunidades sustentáveis (Soares, *et al.*, 2022).

Contudo, embora o Sistema Tecnológico de Inovação (STI) do biogás apresente inúmeras vantagens, o seu desenvolvimento enfrenta uma série de barreiras que dificultam sua ampla adoção e popularização, além de intrincarem a viabilidade econômica dos projetos, atração de investimentos, estabelecimento de uma estrutura adequada e a disseminação de boas práticas (Sékula, 2005).

Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) referentes a 2020, o Brasil apresentava um potencial de produção de 82,58 bilhões de Nm³ de biogás anualmente, contudo apenas 2,2% desse potencial foi de fato aproveitado. Projeções indicam que até o ano de 2031, o país poderá alcançar uma produção em torno de 97,9 bilhões de Nm³ de biogás por ano, provenientes de resíduos sólidos urbanos (RSU), resíduos agrícolas, pecuários e industriais (EPE, 2023). A Tabela 1 mostra o potencial técnico do metano do biogás, conforme fonte de resíduos.

Tabela 1 – Potencial técnico de metano do biogás

Fonte de resíduo	2021_GNm³	2031_GNm³
RSU (fração orgânica)	2,4	2,4
Pecuária suína	1,7	1,7
Pecuária Bovina de Leite	2,1	2,3
Outros	72,5	91,5
Total	78,7	97,9

Fonte: EPE (2023)

Conforme o Panorama do biogás no Brasil 2022, o país contava com 885 plantas de biogás em operação, as quais produziram 2.886.462.730 Nm³/ano, aquém do potencial de utilização, destacando-se o estado de Minas Gerais com 274 unidades, seguido pelo estado do Paraná com 198 plantas e o estado de Santa Catarina com 82 plantas (Cibiogas, 2023).

É importante ressaltar que o Brasil produz uma grande quantidade de resíduos orgânicos com um grande potencial para produção de biogás, ao mesmo tempo que tem uma grande demanda de energia para seus processos produtivos (MAPA, 2016). Diante do exposto, levanta-se questionamento sobre a possibilidade

de alavancar a produção de biogás através de investimentos no Sistema Tecnológico de Inovação Brasileiro do Biogás (STIBB), utilizando como matéria prima os resíduos agrícolas, pecuários, industriais e urbanos.

Dessa forma, esta inconsistência entre grande potencial, com resíduos orgânicos amplamente disponíveis e a baixa produção em face da potencial produção do biogás, levanta questões relativas às barreiras da produção do biogás.

1.2OBJETIVO

O objetivo geral dessa pesquisa é aumentar a compreensão das barreiras e obstáculos que impedem o crescimento e a disseminação do Sistema Tecnológico de Inovação Brasileiro do Biogás (STIBB). Especificamente o trabalho busca analisar as principais barreiras citadas na literatura.

2 MATERIAL E MÉTODOS

Foi realizado um levantamento bibliográfico dos artigos publicados, na base de dados da *Web of Science* (WoS) utilizando as ferramentas da *Clarivate Analytics* com as seguintes palavras-chave e seus respectivos operadores: *biogas and (barriers or obstacle)*. Os artigos analisados foram publicados no lapso temporal compreendido entre 2012 e 2022. Não foram incluídos os resultados parciais dos artigos produzidos em 2023 para garantir a consolidação dos períodos publicados. Os tipos de documentos das publicações recuperadas são *article*, *review article* e *proceeding paper*.

Na revisão foram utilizados estudos que abordam as barreiras do biogás em países desenvolvidos, em desenvolvimento e em diferentes escalas. O objetivo foi reconhecer as principais barreiras à disseminação do biogás. Como informações complementares foram utilizados base de dados em portais governamentais e entidades ligadas ao STIBB.

Para demonstrar a viabilidade financeira neste trabalho foi realizado um estudo teórico comparando uma planta de biogás e uma usina fotovoltaica ambas para produção de eletricidade na modalidade Geração Distribuída (GD).

Para análise de viabilidade financeira de projetos de biogás é comum a utilização de Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL), Payback descontado (PB), entre outros (LIMA *et al.*, 2015). Alguns estudos anteriormente avaliaram a viabilidade econômica da produção de energia elétrica a partir do biogás utilizando vários tipos de efluentes (Avaci *et al.*, 2013; Souza, Pereira, Pavan, 2004; Brito *et al.*, 2021; Govender, Thopil, Inglesi-Lotz, 2019; Manesh, Rezazadeh, Kabiri, 2020; Nleya *et al.*, 2023; Cheng *et al.*, 2024; Menezes Lima, 2020).

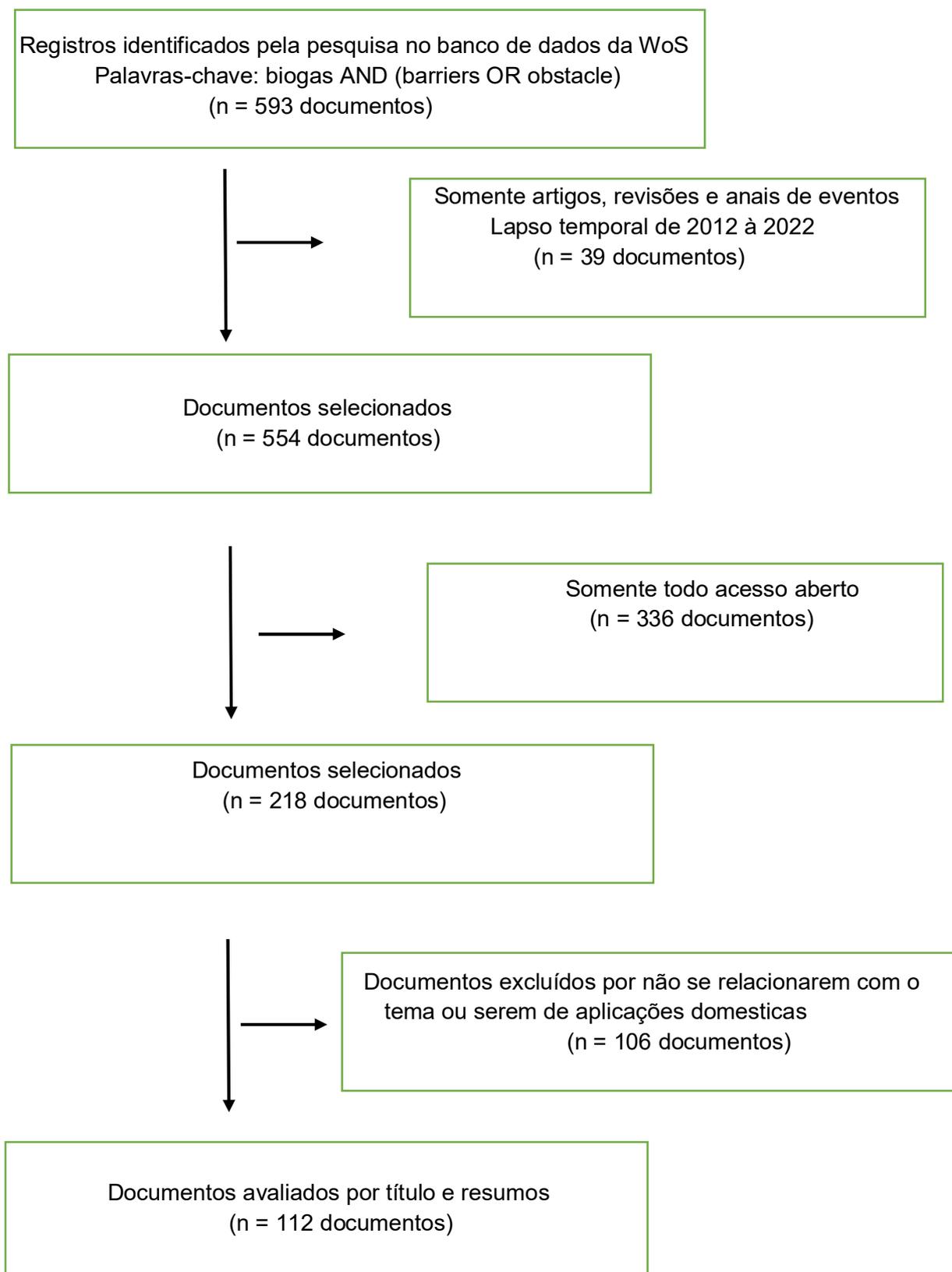
O trabalho foi desenvolvido com 5 cenários e posteriormente aplicado um estudo de sensibilidade na variação plantel e na taxa de juros do empréstimo concedido para alavancar o projeto.

2.1 TRATAMENTO E ANÁLISE DA INFORMAÇÕES

Na primeira etapa foram identificados 554 artigos publicados, na base de

dados da Web of Science (WoS), através das ferramentas da Clarivate Analytics utilizando as palavras-chave e seus respectivos operadores, dentro do lapso temporal estipulado. Na segunda etapa, os artigos foram avaliados segundo os títulos e seu relacionamento com o tema proposto. Na terceira etapa os artigos foram analisados por meio de seus resumos, com uma leitura minuciosa para garantir a identificação de publicações relevantes. Nesta etapa foram eliminados os artigos que tratavam de aplicações de uso doméstico do biogás e os que não estavam relacionados ao tema proposto. Os principais critérios para inclusão foram artigos que abordassem as barreiras à difusão do biogás em suas discussões e artigos com todo acesso aberto. A Figura 1 mostra o fluxograma com o resumo das fases da revisão.

Figura 1: Fluxo de informações



Fonte: o autor (2023).

3 BIOGAS E BIOMETANO

A fim de que se compreenda o presente trabalho se faz necessário apresentar conceitos básicos que norteiam o estudo; sendo assim, este capítulo é dividido em duas seções.

A primeira seção traz os conceitos de inovação, STI e STIBB. A segunda seção, conceitua-se a biomassa e os processos de conversão, além de o biogás, mostrando sua composição típica, o processo bioquímico de produção, os substratos (matéria-prima), os biodigestores (reatores), seus processos de purificação (upgrading) e aplicações energéticas.

3.1 SISTEMA TECNOLÓGICO DE INOVAÇÃO BRASILEIRO DO BIOGÁS

O conceito de STI aplicado ao contexto do biogás no Brasil, como mencionado nos estudos de Oliveira e Negro (2019), engloba as diversas tecnologias utilizadas nos processos relacionados à produção e utilização do biogás. Essas tecnologias abrangem desde o fornecimento da matéria-prima até o uso final do biogás, incluindo logística, produção, tratamento e aplicação. Dentro desse contexto, as tecnologias relacionadas ao biogás podem ser agrupadas sob o guarda-chuva do STIBB, conforme citado por Borges (2019).

No estudo em questão são apresentadas duas interpretações distintas da palavra "sistema" no âmbito da inovação. A primeira definição concentra-se na tecnologia, em que uma inovação principal se combina com outras inovações complementares que ultrapassam as fronteiras de uma organização. Nesse contexto, o termo "sistema" refere-se aos avanços tecnológicos de subsistemas que se integram em um sistema mais abrangente. Por outro lado, a segunda definição está associada ao desenvolvimento de políticas e governança em esferas local, regional ou nacional, com o intuito de criar um ambiente propício para a inovação.

A abordagem dos STIs combina essas duas definições, estabelecendo uma estrutura que coordena e facilita a colaboração em prol de um objetivo compartilhado, como ocorre no contexto da produção e utilização do biogás (Chung, 2002).

A abordagem sistêmica para a inovação tem ganhado adeptos entre

pesquisadores, autoridades e agências regionais e nacionais, interessados em fomentar o processo de inovação (Bergek *et al.*, 2008). O benefício desse pensamento sistêmico reside na capacidade de utilizar experiências passadas para prevenir problemas futuros (Lamb e Rhodes, 2009).

De acordo com Oliveira e Negro (2019), o STI é um conceito teórico que descreve a interação dinâmica entre os atores, tecnologias, instituições e políticas que influenciam o processo de inovação em um determinado setor ou campo tecnológico. Para Wieczorek *et al.* (2013), o STI consiste em um conjunto de atores e regras que colaboram para determinar a velocidade e direção das mudanças em um campo específico da tecnologia, resultando na criação de processos, produtos ou serviços que atendem ao mercado.

Uriona e Grobbelaar (2019) destacam a importância da abordagem dos STIs para o desenvolvimento e análise de políticas de ciência, tecnologia e inovação. Eles ressaltam que a modelagem de sistemas é uma ferramenta valiosa para a análise de políticas de inovação em diversas áreas do conhecimento e regiões geográficas específicas.

Conforme ressaltado por Markard, Raven e Truffer (2012), as tecnologias estão intrinsecamente ligadas a práticas de usuários, tecnologias complementares, modelos de negócios, cadeias de valor, estruturas organizacionais, regulamentações, estruturas institucionais, políticas e resistência à mudança em sistemas sociotécnicos estabelecidos. A abordagem dos STIs enfatiza a complexidade e interatividade do processo de inovação, envolvendo a colaboração de diversas entidades, como empresas, universidades, institutos de pesquisa, governo e outros atores relevantes. O propósito do avanço tecnológico no sistema de inovação é impulsionar a inovação e o desenvolvimento econômico e social por meio da introdução e disseminação de novas tecnologias e conhecimentos (Uriona e Grobbelaar, 2019).

Dentro das atribuições do STI, conforme Oliveira e Negro (2019), estão a geração de conhecimento científico e tecnológico, a difusão e transferência de tecnologia, a capacitação de recursos humanos qualificados, o estabelecimento de infraestruturas de pesquisa e desenvolvimento, a promoção de interações entre os participantes do sistema, a conexão com outros sistemas de inovação em âmbitos regional, nacional e internacional, e a avaliação e monitoramento do desempenho do sistema como um todo.

O STIBB, conforme Oliveira e Negro (2019), aborda as tecnologias empregadas nos diversos processos relacionados ao biogás no Brasil, sendo segmentado em três principais rotas: fornecimento e logística da matéria-prima, produção e tratamento de biogás, e logística e utilização do biogás. Segundo Moraes, Zaiat e Bonomi (2015), a utilização do biogás como fonte de energia renovável demanda o respaldo de órgãos ambientais, políticas governamentais de incentivo e a disseminação de conhecimentos tecnológicos.

3.1.1 Desenvolvimento do Sistema Tecnológico de Inovação do Biogás

Durante muitos anos, o biogás tem sido tradicionalmente utilizado em ambientes domésticos e agrícolas (Irena, 2018). A China e a Índia são reconhecidas como líderes na implementação do STI associado ao biogás, destacando-se pela extensa utilização de digestores anaeróbios alimentados por diversos substratos orgânicos, como lodo de esgoto, esterco e outros resíduos orgânicos para a produção de biogás (Classen *et al.*, 1999). Esses países se destacam pela disseminação em larga escala e operação bem-sucedida de plantas de biogás ao longo de várias décadas (Baumann e Karpe, 1980).

A Índia estabeleceu sua primeira planta operacional para a produção de biogás em 1857, em Bombaim, com o propósito de atender às necessidades de um hospital de hanseníase (Nogueira, 1986). A partir de 1951, o país iniciou um programa nacional para a instalação de biodigestores, resultando em aproximadamente 160 mil unidades operacionais até 1999 (Andrade, 2002). Com o objetivo de fortalecer sua segurança energética e reduzir o impacto financeiro dos subsídios governamentais, a Índia implementou programas de difusão de CTI do biogás a partir da década de 1970 (Mittal, Ahlgren e Shukla, 2018). Exemplos notáveis desses esforços incluem o Novo Programa Nacional de Biogás e Adubo Orgânico (NNBOMP) de 2020, o Programa de Energia Baseada em Biogás (Fora da Rede) e Aplicações de Energia Térmica (BPGTP) de 2017 e o Programa Nacional de Bioenergia (NBP) de 2022 (MNRE, 2023).

A história do desenvolvimento do STI do biogás na China remonta ao final do século XIX, quando as primeiras usinas de biogás foram introduzidas no litoral do Mar da China Meridional (Giwa *et al.*, 2020). Durante as décadas de 1950 e 1960, a China adotou uma política de descentralização energética, especialmente durante a

Guerra Fria, com o intuito de tornar pequenas cidades e centros agrícolas autossuficientes (Barreira, 2011). O programa de implementação de biodigestores em série na China teve início nos anos 1950 e, até 1992, aproximadamente 7,2 milhões de unidades estavam em operação (Andrade, 2002). Como o terceiro maior consumidor mundial de gás natural, a China consumiu 375,7 bilhões de metros cúbicos (equivalente a 3.963,635 TWh) em 2022 (EI, 2023). O país projeta que até 2040 produzirá mais de 30 Mtep de biometano (equivalente a 348,9 TWh) para serem injetados na rede de gás natural, substituindo parte do gás natural importado (IEA, 2023b).

Na Europa, as políticas governamentais têm desempenhado um papel fundamental no estímulo ao desenvolvimento da Cadeia de Tecnologia de Inovação (CTI) do biogás, promovendo sua integração no sistema energético da União Europeia (Regatrace, 2022). A região se destaca como um centro de excelência em pesquisa e produção de biogás, alcançando uma produção total de 196 TWh em 2021, provenientes de 18.843 plantas de biogás (159 TWh) e 1.067 plantas de biometano (37 TWh). Projeções indicam que até 2050, a Europa poderá gerar 1.770 TWh de biometano, atendendo a 61% da demanda total de gás natural (EBA, 2022).

Com relação às matérias-primas utilizadas, a maioria das plantas de biogás na Europa (63%) emprega produtos ou subprodutos agrícolas, sendo o milho para silagem a principal fonte seguida por resíduos agrícolas, devido ao seu alto rendimento na produção de biogás e ao suporte de políticas adequadas (Abdalla *et al.*, 2022). Essa preferência por culturas energéticas impactou significativamente a produção agrícola e os mercados fundiários do continente (Appel, Ostermeyer-Wiethaup e Balmann, 2016).

Em termos de desempenho econômico, a indústria do biogás na zona do euro gerou aproximadamente €5,75 bilhões em receita em 2020, com a Alemanha liderando o mercado ao faturar cerca de €3,40 bilhões (Abdalla *et al.*, 2022). A Alemanha se destaca como o principal produtor europeu de biogás e biometano, seguida pelo Reino Unido, França e Itália, respectivamente. Com cerca de 9.000 plantas de biogás em operação, a Alemanha registrou uma produção bruta de 31,7 TWh de eletricidade, 18 TWh de calor e 884 GWh utilizados como combustível veicular (DBFZ, 2021).

A Alemanha demonstrou interesse na pesquisa do STI do biogás desde o

início do século XIX, conforme apontado por Baumann e Karpe em 1980. Nos primeiros anos do século XXI, o país deu um passo significativo ao implementar a German Renewable Energy Act (Lei Alemã de Energias Renováveis - REA ou *Erneuerbare-Energien-Gesetz* - EEG em alemão), com o propósito de promover a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Inicialmente, essa legislação adotou o sistema de preço garantido da eletricidade, conhecido como tarifa feed-in, que garantia a compra da eletricidade produzida sob esses termos por um período de 20 anos. Ao longo do tempo, a EEG passou por diversas atualizações, culminando na versão mais recente, a EEG 2023 (AEE, 2023).

A produção de biogás é uma prática global, com mais de 60% da capacidade concentrada na Europa e na América do Norte (IEA, 2023). Nos Estados Unidos, existem mais de 2.400 plantas de biogás distribuídas em todos os 50 estados, abrangendo uma variedade de instalações, como digestores anaeróbios em propriedades agrícolas, sistemas de recuperação de recursos hídricos e projetos de biogás de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU), destacando-se a Califórnia como o estado com maior potencial de produção de biogás, seguido pelo Texas (ABC, 2023). Os EUA lideram a produção e utilização de bio-Gás Natural Comprimido (GNC) e bio-Biometano Líquido (BNL) para o setor de transporte, impulsionados pelas políticas do Renewable Fuel Standard (RFS) e da Low Carbon Fuel Standard (LCFS) (IEA, 2023). A RFS permite a emissão de RINs (créditos de produção de combustíveis renováveis) para produtores de biogás derivado de RSU, Estações de Tratamento de Efluentes (ETE) e biodigestores agrícolas (EPA, 2023b). Por outro lado, a LCFS estimula o mercado de combustíveis com baixo teor de carbono na Califórnia, por meio do mercado de crédito de metano evitado (ARB, 2023). A importância dessas políticas para o avanço do biometano nos Estados Unidos foi destacada por Von Wald *et al.* (2019).

Em relação às aplicações do biogás, a Europa, incluindo países como Alemanha, Itália e Reino Unido, concentra principalmente seu uso na geração de eletricidade. Nos EUA, a utilização é dividida entre calor e eletricidade, enquanto na China, o biogás é predominantemente utilizado em cozinhas domésticas (IRENA, 2018).

Na União Europeia, 56% do biogás produzido é destinado à geração de eletricidade, 30% é utilizado em setores como serviços, agrícola, industrial e residencial, 12% na produção bruta de calor e 2% no transporte, como biometano

(EBA, 2022). O relatório *World Energy Outlook 2022* destaca o crescimento global da produção de biogás e biometano, com a União Europeia ativamente apoiando a expansão dessa fonte (IEA, 2022).

3.1.2 Desenvolvimento do STIBB

O desenvolvimento do STIBB foi dividido em fases, influenciado por diversos fatores internos e externos. Autores como Bley (2008) e Karlsson *et al.* (2014) identificam pelo menos duas fases distintas de desenvolvimento, enquanto Oliveira e Negro (2019) descrevem quatro fases do desenvolvimento do biogás no Brasil

A primeira fase do STIBB teve início no final dos anos 1970 e se estendeu até meados dos anos 1980, marcada por crises econômicas, a crise do petróleo e a busca por soluções para o problema energético nacional da época (Oliveira e Negro, 2019). Em 1977, a extinta Empresa Brasileira de Tecnologia e Extensão Rural (Embrater) desenvolveu o Projeto de Difusão do Biogás, executado em São Paulo e Brasília (Karlsson *et al.*, 2014). Um marco significativo na produção de biogás no Brasil ocorreu em novembro de 1979, quando Embrater instalou o primeiro biodigestor na granja do Torto, um modelo chinês que permitia a produção de biogás e biofertilizante (Palhares, 2008).

Em abril de 1982, o presidente João Figueiredo assinou o decreto nº 87.079, criando o Programa de Mobilização Energética (PME), com foco na conservação de energia e na substituição de derivados de petróleo. A lei mencionava o uso de resíduos para a produção de biogás, com incentivos materiais como financiamentos e doações para a instalação de biodigestores (Brasil, 1982). É relevante destacar que, no início, os modelos chinês e indiano foram utilizados nesse cenário (Palhares, 2008). Em 1982, havia 236 biodigestores em Santa Catarina, e em 1984, estimava-se a existência de 3.000 biodigestores em operação, com o modelo indiano predominante no Brasil (Giroto e Stulp, 1989; Palhares, 2008).

O sucesso da primeira fase do STIBB, evidenciado pelo grande número de biodigestores instalados, foi interrompido devido a diversos fatores, como condições macroeconômicas em deterioração, a queda nos preços do petróleo em 1986, a falta de políticas públicas consistentes para o desenvolvimento tecnológico e incentivos financeiros insuficientes para a produção de biogás (Oliveira e Negro, 2019). As barreiras que levaram ao abandono dos biodigestores incluíram a falta de

conhecimento sobre a dinâmica bioquímica, manuseio inadequado da biomassa, uso de materiais inadequados na construção dos equipamentos, entre outros (Bley, 2015).

Os programas de estímulo à produção de biogás falharam principalmente devido à falta de conhecimento técnico na construção e operação dos biodigestores, aos altos custos de implantação e manutenção, à inexistência de equipamentos específicos para o uso do biogás, à vida útil limitada dos equipamentos adaptados e à carência de equipamentos para purificação do biogás, além da presença de alternativas energéticas mais econômicas e confiáveis (Milanez Maia e Guimarães, 2021).

Durante o final dos anos 80 e ao longo dos anos 90 se deu a segunda fase do desenvolvimento do STIBB, caracterizada por uma diminuição nas atividades do STIBB, levando a um declínio significativo no interesse e nas atividades relacionadas ao biogás, bem como a uma redução no número de plantas em operação (Oliveira e Negro, 2019).

Na virada dos anos 2000, a terceira fase do avanço do STIBB foi influenciada pelas metas ambientais do Protocolo de Kyoto, que buscavam reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) (Karlsson *et al.*, 2014). Além disso, problemas ambientais decorrentes do crescimento da produção agropecuária e do aumento populacional geraram mais Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) e pressionaram os sistemas de tratamento de efluentes (Oliveira e Negro, 2019).

Nesse período, a perspectiva de lucrar com a diminuição das emissões de GEEs impulsionou a criação de projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) para reduzir as emissões de gás metano, uma componente chave do biogás (Bley, 2015).

O modelo predominante adotado no Brasil nessa fase de evolução do biogás foi a queima em *flare* (sem aproveitamento energético), no qual os produtores rurais forneciam o biogás em troca de uma parte do valor dos créditos de carbono. No entanto, esse modelo não se mostrou viável economicamente, levando ao abandono gradual dos biodigestores e da produção de biogás (Milanez, Maia e Guimarães, 2021).

Na quarta fase de evolução do STIBB, um marco importante foi o apagão que afetou o Sistema Interligado Nacional (SIN) em novembro de 2009. Esse evento impulsionou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a adotar medidas para

promover a Geração Distribuída (GD) de energia elétrica e incentivar o uso de fontes alternativas de energia. Assim, o biogás passou a ser reconhecido como uma solução essencial para garantir a segurança energética em áreas rurais, por meio da integração de geradores locais à rede de distribuição (Karlsson *et al.*, 2014).

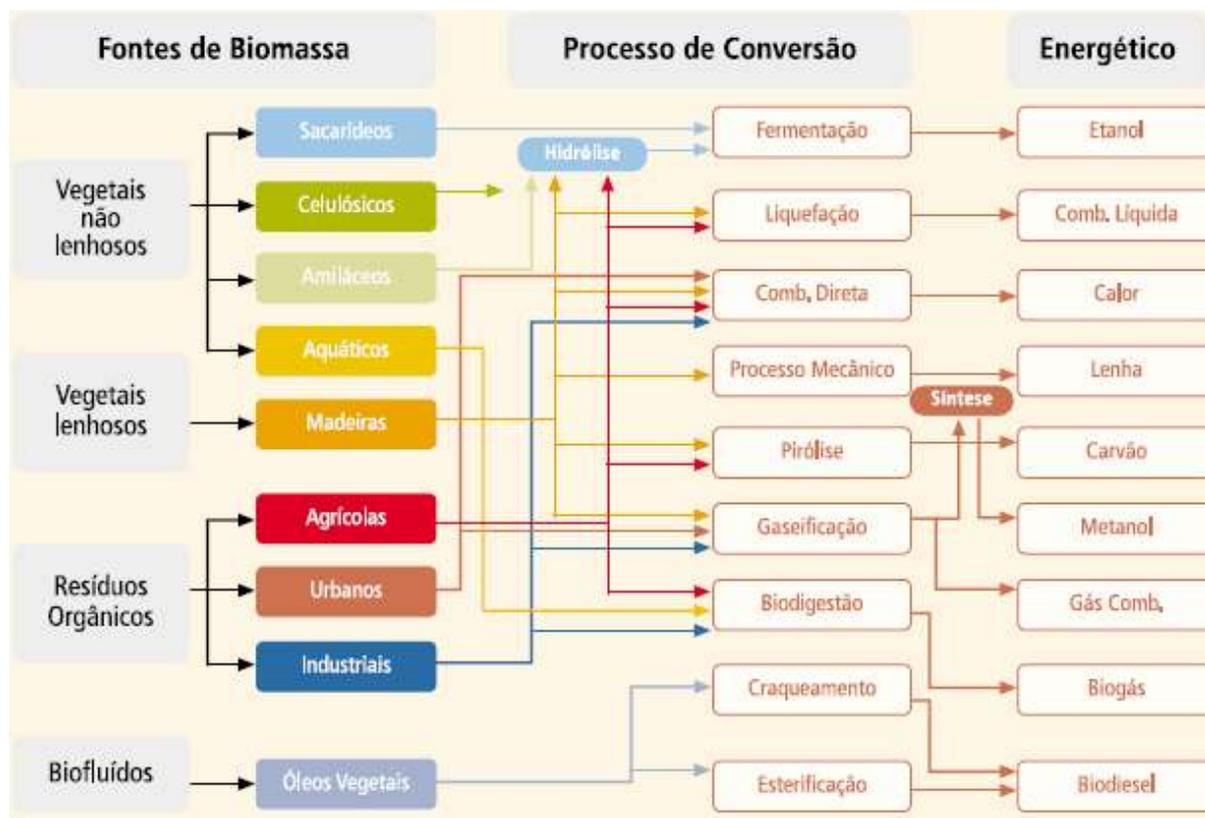
Nesta fase também houve importantes avanços na pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de biogás, além da criação de novas políticas públicas para o setor, com aumento no número de projetos de biogás e a formação de novas parcerias entre empresas, universidades e instituições governamentais (Oliveira e Negro, 2019), garantindo ao biogás o conceito de biocombustível com aplicação na geração de energia elétrica, térmica e automotiva (Bley, 2015). O avanço no desenvolvimento de equipamentos específicos tem levado a melhorias significativas na eficiência e na confiabilidade do processo de produção e purificação do biogás (Milanez, Maia e Guimarães, 2021).

3.2 CONCEITOS DE BIOMASSA E BIOGÁS

A biomassa é composta por materiais orgânicos gerados por organismos vegetais autótrofos ou acumulados em seres animais heterótrofos (Coelho, 1982). Sendo de origem orgânica, a biomassa tem como base o carbono, que reage com o oxigênio por meio de processos de combustão e metabólicos naturais para gerar calor, podendo ser transformada em combustível tanto por processos químicos quanto biológicos (ANEEL, 2008).

Em geral, as biomassas são consideradas recursos acessíveis, amplamente disponíveis e renováveis, com alto teor de carbono, baixo teor de enxofre e emissões neutras de CO₂ para o meio ambiente, desde que cultivadas de forma sustentável (Baytar *et al.*, 2018; Ahmed, 2016). Historicamente, as biomassas têm sido relegadas na matriz energética mundial, atualmente esse cenário tem mudado e as biomassas têm se apresentado como uma alternativa energética de vanguarda, com a utilização de tecnologias eficientes para a produção de biocombustíveis e energia elétrica (ANEEL, 2008). De acordo com a sua origem, a biomassa pode ser: florestal, agrícola, de rejeitos urbanos ou de rejeitos industriais (ANEEL, 2008). A Figura 2 mostra as fontes de biomassa e os processos de conversão energética da biomassa:

Figura 2 – Processos de conversão energética da biomassa.



Fonte: Aneel (2008).

Os materiais mais comumente utilizados como biomassa incluem resíduos agrícolas, dejetos de animais, resíduos de indústrias florestais, de papel, celulose e alimentícia, além de resíduos urbanos, matéria orgânica de esgotos sanitários e culturas energéticas, como aquelas provenientes de rotação de culturas, florestas energéticas (eucalipto e pinus), gramíneas (capim elefante), culturas de açúcar (cana-de-açúcar e beterraba), culturas de amido (milho e trigo) e oleaginosas (soja, girassol, sementes oleaginosas, pinhão-mansão e óleo de palma) (Uczai, 2012).

A conversão energética da biomassa pode ser realizada por meio de processos termoquímicos, físico-químicos e bioquímicos ou biológicos (Freitas, 2016). Destacam-se quatro categorias básicas de tecnologias de conversão de biomassa: processos de combustão direta, processos termoquímicos, processos agroquímicos e processos bioquímicos (Demirbas, 2001).

O biogás é produzido pela rota da biodigestão ou digestão anaeróbia (DA) sendo utilizadas diversas fontes de biomassa (substratos) para sua produção (Cibiogas, 2022).

Segundo o Panorama de biogás no Brasil, os principais materiais utilizados como substratos na produção de biogás por meio da digestão anaeróbia são o esterco animal e os efluentes resultantes do manejo (como urina, água de lavagem, entre outros); restos de ração e carcaças de animais não abatidos; efluentes e outros resíduos orgânicos provenientes de processos agroindustriais (como abatedouros, fecularias, cervejarias, usinas de açúcar, entre outros); a fração orgânica dos RSU, depositados em aterros sanitários e esgoto doméstico; resíduos de Ceasas e sobras de alimentos de restaurantes e supermercados (Cibiogas, 2023).

3.2.1 Definição

Diversos autores têm oferecido definições para o conceito de biogás ao longo do tempo. Mizlaff (1988) descreve o biogás como um gás gerado por processos biológicos que envolvem a manipulação de materiais orgânicos, resultando em uma mistura variável de dióxido de carbono e metano, juntamente com vestígios de outras substâncias em menor quantidade. Por sua vez, Andriani *et al.* (2014) definiram o biogás como um gás produzido por meio da digestão anaeróbia, sendo um biocombustível gerado por microrganismos a partir da decomposição de materiais orgânicos. Louhenapessy (2019) descreve o biogás como um gás produzido por processos anaeróbicos a partir de resíduos orgânicos, incluindo resíduos humanos, animais, resíduos domésticos e biodegradáveis, ou qualquer material orgânico degradável em condições anaeróbicas.

3.2.2 Composição

O biogás é uma mistura de gases resultante do processo de biodigestão de diversos substratos, sendo composto principalmente por metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2), além de outros componentes residuais como vapor d'água (H_2O), sulfeto de hidrogênio ou gás sulfídrico (H_2S), hidrogênio (H_2), amônia (NH_3), oxigênio (O_2), monóxido de carbono (CO), nitrogênio (N_2), siloxanos e hidrocarbonetos (Andriani *et al.*, 2014). Em termos de composição típica, o biogás é composto aproximadamente por 60% de metano (CH_4), 35% de dióxido de carbono (CO_2) e 5% de outros gases (Coelho *et al.*, 2018).

A composição química do biogás é influenciada pela natureza dos materiais

utilizados como matérias-primas e pelas condições operacionais durante o processo de digestão anaeróbia, conforme destacado por Ryckebosch (2011). Além disso, a tecnologia empregada na produção e coleta do gás também exerce impacto na composição do biogás, como mencionado por Andriani *et al.* (2014). A Tabela 2 mostra os valores médios da composição do biogás em comparação com o gás natural (GN).

Tabela 2 – Composição do biogás em comparação com o gás natural.

Componente	Biogás	GN
METANO (CH ₄)	60-70 %	85-92 %
DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂)	30-40 %	0,2-1,5 %
NITROGÊNIO (N ₂)	0,2 %	0,3 %
SULFETO DE HIDROGÊNIO (H ₂ S)	1-4000 ppm	1,1-5,9 %
AMÔNIA (NH ₃)	0-100 ppm	-
ÁGUA (H ₂ O)	1-5 %	-

Fonte: SUN (2015).

Devido ao seu elevado teor de metano, o biogás é uma excelente fonte de energia e pode ser utilizado para a produção de energia elétrica, energia térmica ou ser purificado para se tornar biometano, como destacado por Andriani (2014).

3.2.3 Produção do Biogás

A digestão anaeróbia é um processo bioquímico no qual a biomassa é decomposta por ação bacteriana na ausência de oxigênio, resultando na produção de um gás misto contendo metano, dióxido de carbono e outros gases em menor quantidade, conforme descrito por Demirbas (2001). A produção de biogás por meio da digestão anaeróbia de material orgânico é uma tecnologia amplamente difundida globalmente, permitindo a recuperação de energia, como mencionado por Coelho *et al.* (2018).

Esse processo é complexo devido à diversidade e interações dos microrganismos envolvidos, sendo crucial compreender as interações dos diferentes biomas presentes no processo de biometanização para manter o desempenho do sistema, como ressaltado por Luo (2016). A digestão anaeróbia de

resíduos orgânicos segue quatro etapas metabólicas sequenciais (hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese), sendo conduzida por diferentes microrganismos em cada etapa, incluindo bactérias, arqueias, fungos e protozoários (Coelho *et al.*, 2018).

Na digestão anaeróbia, o processo se inicia com a hidrólise, considerada o primeiro passo, no qual proteínas, gorduras e polímeros de carboidratos são decompostos em ácidos graxos mais simples, resultando na formação de aminoácidos, açúcares, ácidos graxos e compostos insolúveis de celulose (Abbasi, Taussef e Abbasi, 2012; Siddiki *et al.*, 2021).

A acidogênese é a segunda etapa do processo, na qual ocorre a formação de ácidos voláteis de cadeia curta (Coelho *et al.*, 2018). Nesse estágio, os produtos solúveis em água são degradados em ácidos orgânicos de cadeia curta, álcoois, aldeídos, amônia, dióxido de carbono e hidrogênio, que são elementos intermediários essenciais para a produção de metano (Siddiki *et al.*, 2021).

A acetogênese representa a terceira etapa, na qual os produtos da fase anterior são oxidados, resultando na produção de dióxido de carbono, hidrogênio e ácido acético (Abbasi, Taussef e Abbasi, 2012).

Por fim, na quarta fase, denominada metanogênese, o ácido acético e o hidrogênio formados na etapa de acetogênese são convertidos em metano pelos microrganismos metanogênicos (Stams e Plugge, 2009).

Para Manesh *et al.* (2020), os parâmetros que afetam a digestão anaeróbia para produzir o máximo de biogás e metano são temperatura, pH, nutrientes, substâncias tóxicas e mistura de conteúdo:

- Temperatura: a melhor faixa de temperatura de trabalho está entre 35–60°C;
- PH: a melhor faixa de pH para digestores anaeróbicos é sobre 6,8–7,2;
- Nutrientes: o metabolismo das bactérias anaeróbias necessita de nutrientes essenciais como nitrogênio, fósforo, enxofre, carbono, magnésio, sódio, manganês, cobalto, ferro e zinco. Quantidades e porcentagens desses materiais são muito importantes no controle e nas interações dos microrganismos;
- Substância tóxica: se o alimento necessário para um microrganismo for mais do que sua atividade necessária, ele se tornará tóxico e inibirá o crescimento biológico;
- Mistura de conteúdo: fazer uma solução uniforme misturando biomassa aumenta a produção de gás e a eficiência dos digestores anaeróbicos. (Manesh *et al.*, 2020, p. 95).

Coelho *et al.* (2018) elencam como principais parâmetros de influência no processo de digestão anaeróbia a ausência de oxigênio, composição do substrato, temperatura e pH do meio. O Quadro 1 apresenta os requisitos ambientais favoráveis para o desenvolvimento dos microrganismos anaeróbios em temperatura mesofílica.

Quadro 1 – Requisitos ambientais dos microrganismos anaeróbios mesofílicos.

Parâmetros	Hidrólise/ Acidogênese	Metanogênese
Temperatura (°C)	25-35	32-42
pH	5,2-6,3	6,7-7,5
Relação C:N (carbono-nitrogênio)	10-45	20-30
Concentração de matéria seca	<40	<30
Potencial Redox (mV)	+400 até -300	<-200
Elementos traços essenciais	-	Ni,Co,Mo,Se

Fonte: Kunz, Steinmetz e Amaral (2022).

3.2.4 Purificação do Biogás

A pureza do biogás é fundamental para determinados usos, uma vez que a presença de certos componentes residuais pode afetar seu desempenho (Andriani *et al.*, 2014). A purificação do biogás envolve a remoção de contaminantes e impurezas como sulfeto de hidrogênio, vapor de água, siloxanos e compostos orgânicos voláteis, dependendo da origem do biogás (Irena, 2018).

O biogás possui ponto de ignição de 700°C e poder calorífico de 5,0 a 7,5 kWh/m³, pode ser utilizado em aplicações semelhantes ao gás natural, mas requer purificação para remover componentes nocivos e atender a exigências específicas de algumas aplicações (Demirbas, 2009; Iclei, 2010).

Para utilização em caldeiras, microturbinas e motorgeradores, apenas os processos de desumidificação, dessulfatização e controle de impurezas se fazem necessários, pois cada aplicação tem sua característica (Coelho *et al.*, 2018). O

Quadro 2 mostra que os compostos devem ser removidos do biogás, de acordo com as aplicações usuais.

Quadro 2 – Necessidade de remoção de elementos do biogás.

Aplicação	H₂S	CO₂	H₂O
Microturbinas	10.000 ppm	Não	Sim
Motores combustão interna	545-1742 ppm	Não	Sim
Caldeiras	<250 ppm	Não	Não
Combustível veicular	5 ppb	Recomendável	Sim
Rede de gás natural	2 -15 ppb	Sim	Sim

Fonte: Kunz, Steinmetz e Amaral (2022).

Conforme explicado por Ryckebosch *et al.* (2011), o tratamento do biogás tem como objetivo limpar e purificar o biogás para remover componentes prejudiciais, ajustar o valor calorífico e a densidade relativa, levando em consideração o índice de Wobbe. No Brasil, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é responsável por definir a composição do biometano para garantir sua compatibilidade com o gás natural (GN).

3.2.5 Biometano

O biometano, também conhecido como gás natural renovável (RGN), é um tipo de gás renovável produzido a partir do biogás e pode ser utilizado de forma intercambiável com o gás natural (GN) (ABC, 2023). A remoção do CO₂ do biogás aumenta significativamente seu valor calorífico, chegando a 35,8 MJ/m³, o que possibilita sua inserção na rede de gás natural ou seu uso como combustível para veículos, seguindo as normas legais vigentes (Franco-Morgado *et al.*, 2021).

A produção de biometano envolve um processo de purificação do biogás, no qual são removidos elementos prejudiciais, como dióxido de carbono, vapor de água, sulfeto de hidrogênio, amônia e outros contaminantes, transformando o biogás em biometano, conferindo-lhe características semelhantes ao gás natural, podendo ser utilizado puro ou em misturas (Al Seadi *et al.*, 2008).

A definição da qualidade do gás natural e do biometano equivalente para

injeção na rede ou uso veicular é de responsabilidade da Agência Nacional do Petróleo (ANP), por meio de suas resoluções (Coelho *et al.*, 2018). De acordo com a resolução 906/2022 (ANP, 2022).

(...) Art. 1º Fica estabelecida a especificação do biometano oriundo de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais, destinado ao uso veicular e às instalações residenciais e comerciais, conforme Anexo.
 (...) Art. 4º Para os fins desta Resolução ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - biogás: gás bruto obtido da decomposição biológica de produtos ou resíduos orgânicos; II - biometano: biocombustível gasoso constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do biogás; III - gás natural veicular (GNV): denominação do combustível gasoso, tipicamente proveniente do gás natural ou biometano, ou da mistura de ambos, destinado ao uso veicular e cujo componente principal é o metano, observadas as especificações estabelecidas pela ANP (..) (ANP, 2022, p. 1)

Para algumas aplicações, como injeção na rede de distribuição e transporte a granel, além de ser purificado, o biometano requer uma pressurização (Coelho *et al.*, 2018). O Quadro 3 mostra os impactos que as impurezas produzem em aplicações usuais.

Quadro 3 – Impurezas e seus impactos.

Impureza	Impacto
Água	- Corrosão em compressores, tanques de armazenamento e motores devido formação de ácidos com H ₂ S, NH ₃ e CO ₂ ; - Acúmulo de água nas tubulações; - Condensação e / ou congelamento devido à alta pressão.
Poeira	- Entupimento devido à deposição em compressores e tanques de armazenamento de gás.
H₂S	- Corrosão em compressores, tanques de armazenamento de gás e motores; - Concentrações tóxicas de H ₂ S (> 5 cm ³ . m ⁻³) permanecem no biogás; - SO ₂ e SO ₃ são formados devido à combustão, que são mais tóxicos que o H ₂ S e solúveis em água causam corrosão.
CO₂	- Abaixa o poder calorífico, propriedades anti-detonação dos motores; - corrosão.
Hidrocarbonetos	- Corrosão em motores devido à combustão.
NH₃	- Corrosivo quando dissolvido em água
Cl⁻	- Corrosão em motores de combustão
F⁻	- Corrosão em motores de combustão

Fonte: Adaptado de Ryckebosch (2011).

O número de plantas em operação dotadas de sistema de purificação (*upgrading*) para obter biometano, tanto para o autoconsumo como para comercialização foram de 20 plantas em 2022, com capacidade total de 359,8 milhões de Nm³ por ano de biometano (Cibiogas, 2023).

3.2.6 Digestato

O digestato é o termo utilizado para se referir ao efluente resultante do processo de biodigestão e não deve ser descartado diretamente em corpos d'água devido ao seu potencial poluente, podendo ser aplicado na agricultura, desde que sejam respeitados os princípios de equilíbrio de nutrientes (Kunz, Higarashi e Oliveira, 2005).

O digestato contém nutrientes essenciais como nitrogênio, fósforo e potássio, que auxiliam na recuperação do solo, atuando como um biofertilizante, além de ser barato se comparado com outros tipos de fertilizantes químicos (Pivato *et al.*, 2016).

O desenvolvimento do setor de biogás também implica no crescimento do digestato resultante do processo de digestão anaeróbia, como mencionado por Pivato *et al.* (2016). O gerenciamento adequado do digestato representa um desafio significativo para as indústrias agropecuárias envolvidas na produção de biogás (Veroneze *et al.*, 2019).

A utilização agrícola do digestato é considerada uma prática sustentável, pois promove a reciclagem de nutrientes, reintegrando material orgânico no solo e reduzindo a necessidade de fertilizantes minerais não renováveis (Kunz, Steinmetz e Amaral, 2022). Para garantir a qualidade do biofertilizante, é essencial assegurar os níveis adequados de matéria orgânica, concentração de nutrientes, ausência de patógenos e metais pesados (Feam, 2015).

A qualidade e o potencial para uso na agricultura do digestato como fertilizante é influenciado pela sua composição, pela variação dos resíduos, tipo de biodigestor, segregação dos nutrientes, eficiência dos sistemas de tratamento e a quantidade de água no digestato (Kunz, Steinmetz e Amaral, 2022).

O digestato pode ser utilizado como biofertilizante em culturas agrícolas e florestais, conforme recomendações técnicas, sendo vedado o seu uso em pastagens, hortaliças ou frutíferas (Nicoloso *et al.*, 2022). A Figura 3 mostra o pivô

utilizado para o lançamento do digestato.

Figura 3 – Pivô para irrigação



Fonte: O autor (2023).

Para processos de Digestão Anaeróbia (DA) que se utilizam substratos de origem animal é imprescindível a higienização do digestato para eliminação de microrganismos prejudiciais antes da aplicação no campo, sendo assim, a Organização Mundial da Saúde (OMS) recomenda uma exposição ao calor acima de 50°C durante sete dias (Probiogas, 2016b).

Ademais, é importante o monitoramento da quantidade de digestato lançado no solo, devido ao desequilíbrio da composição química dos dejetos e à quantidade de nutrientes que podem ser absorvidos pelas cultivares (Diesel, Miranda e Perdomo, 2002). A Tabela 3 mostra a produção diária de biogás e a produção anual de nutrientes presentes no digestato, de acordo com o número de matrizes de suínos, conforme estudo de Konzen (1983).

Tabela 3 - Produção diária em relação ao tamanho do plantel de suínos.

Nº de matrizes	Biodigestor	Biogás	N Total	P₂O₅	K₂O
12	25	12	1.583	1.187	834
24	50	25	3.166	2.374	1.668
36	75	37	4.749	3.562	2.503
60	125	62	7.915	5.936	4.171

Fonte: Adaptado de Konzen (1983). Quantidade anuais de N, P e K (kg/ano), quantidade de biogás diária (m³) e tamanho do biodigestor (m³)

Para que o digestato seja comercializado como fertilizante, é crucial que passe por uma caracterização adequada, seja devidamente registrado, siga as orientações dos manuais de calagem e adubação de cada estado e atenda às normas do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) (Borges, 2021).

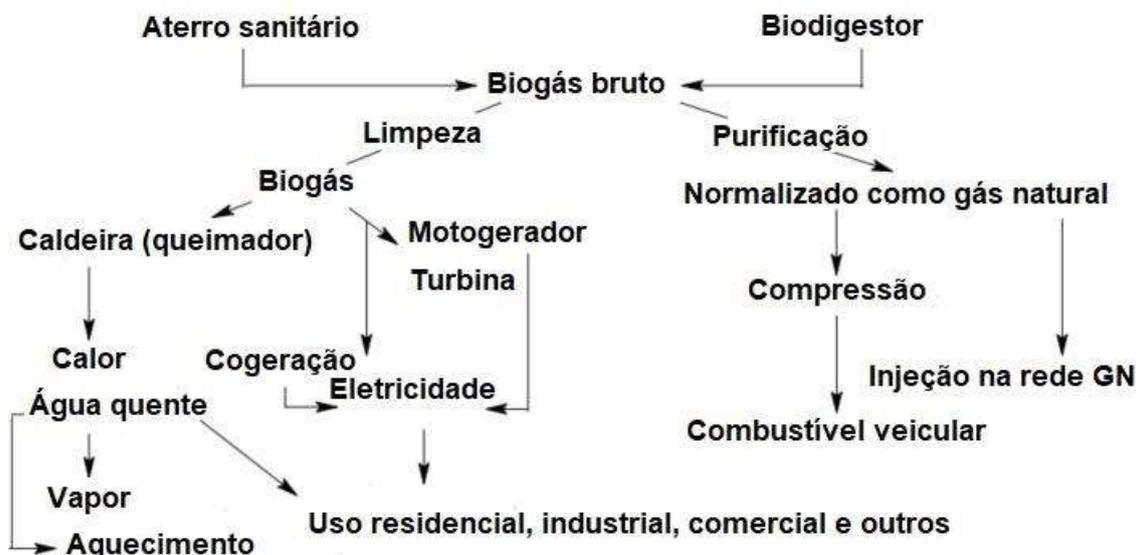
3.3.7 Aplicações energéticas do biogás

O biogás possui diversas formas de utilização para atender às demandas locais, podendo ser empregado na produção de calor, geração de eletricidade e como combustível para veículos (Al Seadi *et al.*, 2008).

No Durante os anos 90, no Brasil, o modelo predominante de aproveitamento do biogás era a queima em “*flare*”, sem gerar energia, e a contabilização dos créditos de carbono (Lopes, 2002).

As principais formas de aplicação do biogás incluem a geração de calor, a produção de energia elétrica para consumo próprio ou venda do excedente, a geração combinada de calor e energia e a substituição de combustível em veículos (Hakawati, 2017). Podendo também ser utilizado como substituto do GLP (Dey e Thonson, 2022). A Figura 4 mostra as possibilidades de utilização do biogás.

Figura 4 – Utilização do biogás.



Fonte: Adaptado de Al Seadi *et al.* (2008)

De acordo com Sun (2015), o biogás apresenta uma variedade de usos potenciais, tais como a produção direta de calor em fogões e caldeiras, a ativação de motores de combustão interna para gerar eletricidade (motogeradores), o emprego de turbinas e microturbinas a gás na geração de energia elétrica, a combinação de produção de eletricidade e calor em sistemas Combinados de Calor e Energia (CHP), a purificação do biogás para produzir biometano para ser injetado em redes de gás natural, a utilização como combustível em veículos e a aplicação em células de combustível.

Iclei (2010) sugere que o biogás, através de tecnologias apropriadas, pode ser utilizado para aquecimento, geração de vapor, secagem de matérias, iluminação de vias e espaços públicos, além de geração de energia elétrica e movimentação.

Segundo Coelho *et al.* (2018), o biogás purificado para biometano pode ser utilizado na produção de hidrogênio através do processo de reforma, mas esta tecnologia ainda se encontra em fase de desenvolvimento, não estando pronta para aplicação comercial.

A aplicação de biogás mais utilizada no Brasil é a produção de energia elétrica, com 86% do número total de plantas em operação, consumindo cerca de 2,08 bilhões de Nm³/ano, o que equivale a aproximadamente 72% do total de biogás produzido no país (Cibiogás, 2023). A Tabela 4 apresenta o número de plantas de biogás em operação e as respectivas aplicações.

Tabela 4 – Número de plantas de biogás em operação.

Principal aplicação	Agropecuária	Indústria	Saneamento	Total
Elétrica	647	37	79	763
Mecânica	6	0	0	6
Térmica	29	63	4	96
Biometano	4	8	8	20
Total	686	108	91	885

Fonte: CIBIOGAS (2023)

A predominância do uso para a produção de eletricidade está relacionada a questões financeiras e à limitada extensão da rede de gás natural no Brasil, o que restringe a injeção de biometano a determinadas áreas (Coelho *et al.*, 2018).

4 TECNOLOGIAS USADAS NO STI DO BIOGÁS

As tecnologias do Sistema Tecnológico de Inovação do biogás abrangem os processos, máquinas e equipamentos específicos utilizados na produção, armazenamento, purificação e aplicação do biogás gerado por meio da digestão anaeróbica de matérias orgânicas, como resíduos agrícolas, dejetos animais, efluentes industriais e resíduos sólidos orgânicos (Al Seadi *et al.*, 2008). Dentre as tecnologias mais comuns estão os biodigestores, os sistemas de tratamento e purificação do biogás, os motores de combustão interna (MCI), os sistemas de transporte de biogás e biometano, bem como as tecnologias de controle e segurança das plantas (Oliveira e Negro, 2019). Essas tecnologias desempenham um papel fundamental no sucesso dos projetos de biogás, sendo essenciais para garantir sua viabilidade (Probiogás, 2016a).

3.3 BIODIGESTOR

Os biodigestores são estruturas herméticas e impermeáveis onde são depositados substratos que passam por um processo de fermentação sem a presença de ar atmosférico por um determinado período (tempo de retenção hidráulica), resultando na biodigestão, que gera biogás e digestato (Magalhães, 1986). Os biodigestores anaeróbios variam conforme o tipo de alimentação, método de entrada dos substratos, concentração de sólidos no reator e sistema de agitação (Kunz, Steinmetz e Amaral, 2022).

Os primeiros biodigestores instalados no Brasil nos anos 80 eram de modelos chinês e indiano (Palhares, 2008).

As tecnologias de biodigestor mais utilizadas para o tratamento de efluentes orgânicos agroindustriais são: Biodigestor de Lagoa Coberta (BLC), *Upflow Anaerobic Sludge Blanket* (UASB) e *Continuous Stirred Tank Reactor* (CSTR), sendo que os Biodigestor de Lagoa Coberta (BLC) são os mais populares (Feam, 2015). A Figura 5 mostra um biodigestor BLC.

Figura 5 – Biodigestor BLC



Fonte: O autor (2023).

O biodigestor lagoa coberta de fluxo ascendente (LAFA), também conhecido como BLC, biodigestor canadense, biodigestor de lona, biodigestor tubular ou lagoas otimizadas é um dos mais empregados no meio rural brasileiro atualmente, por sua facilidade na construção e operação, possuindo um baixo nível tecnológico (Kunz, Steinmetz e Amara, 2022; Coelho *et al.*, 2018; Feam, 2015).

Os biodigestores BLC necessitam de uma área de instalação considerável, possuem regime de alimentação semicontínua, elevado tempo de retenção hidráulica (TRH) e, normalmente, não possuem sistema de aquecimento, tampouco sistema de agitação (Kunz, Steinmetz e Amaral, 2022).

O biodigestor BLC é um tanque escavado no solo em formato de tronco de pirâmide invertido, impermeabilizado com geomembrana de policloreto de vinil (PVC) ou de polietileno de alta densidade (PEAD), com cobertura de mesmo material ou de etileno-propileno-dieno (EPDM) (Feam, 2015). Coelho *et al.* (2018) apontam que este tipo de biodigestor pode possuir uma caixa principal com tubulação para distribuir uniformemente o substrato no leito do biodigestor.

O biodigestor *Upflow Anaerobic Sludge Blanket* – UASB, também conhecido como Reator Anaeróbio de Fluxo Ascendente (RAFA), é caracterizado pelo fluxo ascendente do efluente por uma manta de lodo até chegar ao topo do biodigestor (Coelho *et al.*, 2018). A Figura 6 mostra o biodigestor UASB.

Figura 6: Biodigestor UASB



Fonte: O autor (2022).

Os reatores UASB são comumente feitos de aço inoxidável, com alturas variando de 4 a 12 metros, sendo a escolha do material e do local de instalação influenciada pelo tipo de substrato (Feam, 2015). O efluente entra pela base do biodigestor e passa por uma manta microbiana de alta densidade que remove a matéria orgânica (Kunz, Steinmetz e Amaral, 2022). Na parte superior é feita a coleta o biogás gerado (Coelho *et al.*, 2018).

O biodigestor do tipo CSTR é capaz de suportar altas cargas orgânicas volumétricas, variando geralmente de 1 a 4 kgSV/m³.d, com tempo de retenção de sólidos (TRS) equivalente ao tempo de retenção hidráulica (TRH), com um mínimo de 15 a 20 dias, se distinguindo pela presença de um sistema de agitação para promover a homogeneização do substrato dentro do reator (Kunz, Steinmetz e Amaral, 2022). A Figura 7 apresenta um digestor CSTR.

Figura 7: Biodigestor CSTR



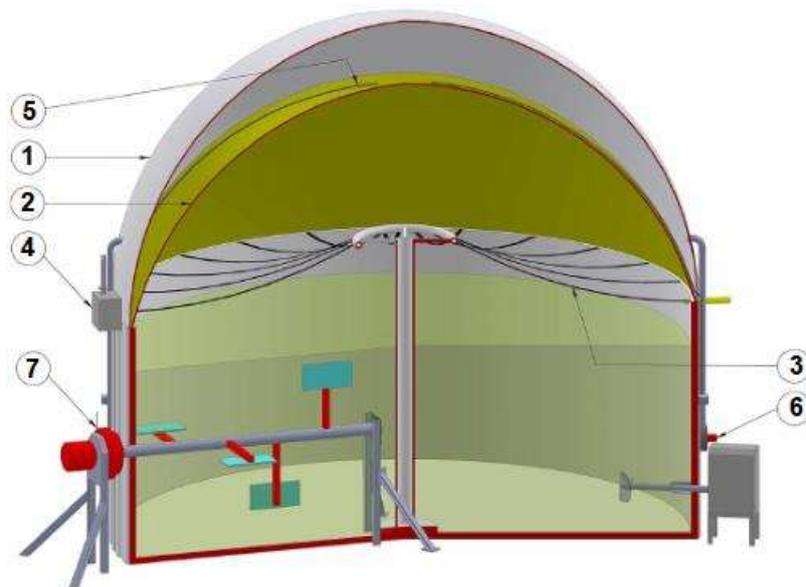
Fonte: O autor (2023)

O biodigestor CSTR consiste em um tanque cilíndrico posicionado verticalmente, construído com materiais variados como concreto e aço, podendo ser instalado acima do solo, parcialmente enterrado ou totalmente subterrâneo (Feam, 2015). Este biodigestor tem um sistema de aquecimento e isolamento para manter a temperatura do substrato (Mewri, 2019). Na parte superior, existe um sistema de membrana dupla que é usada como gasômetro, a membrana externa permanece sempre inflada, devido à injeção de ar (Coelho *et al.*, 2018).

Um tanque de pré-tratamento é essencial para homogeneizar a mistura do substrato antes de sua entrada nos biodigestores CSTR, este tanque é equipado com agitadores para promover a mistura do substrato, uma bomba para conduzi-lo ao biodigestor e um sistema de pré-aquecimento para prevenir choques térmicos no interior do biodigestor (Mewri, 2019).

A Figura 8 mostra uma vista em corte mostrando a estrutura de um biodigestor CSTR.

Figura 8: Estrutura do Biodigestor CSTR.



Fonte: Adaptado de Barchmann *et al.* (2016). 1. Membrana externa, 2. Membrana interna, 3. Sistema suporte, 4. Controle de pressão, 5. Sistema medição de nível hidrostático, 6. Ventilador suporte, 7. Agitador de homogeneização.

Na produção de biogás, através de substratos oriundos de abatedouros e frigoríficos, geralmente são utilizados biodigestores do tipo CSTR ou BLC, estes substratos possuem elevados teores de proteínas e lipídios com tendência de flotação do lodo, formação de espuma e inibição do processo metanogênico, devido à reduzida taxa de hidrólise (Feam, 2015).

3.4 SISTEMA DE PURIFICAÇÃO E TRATAMENTO DO BIOGÁS

As tecnologias de limpeza e purificação do biogás são essenciais para garantir a qualidade e segurança do biogás, removendo elementos como água, enxofre, siloxanos e dióxido de carbono, mantendo o padrão de qualidade necessário para cada aplicação (Oliveira e Negro, 2019).

Existem vários métodos conhecidos para remover contaminantes do biogás, entre eles estão: separação por membrana, adsorção física, adsorção química, adsorção por oscilação de pressão (PSA), lavagem com água pressurizada (PWS), separação criogênica, quimioautotrófica, fotoautotrófica, híbrida gotejamento e micro aeração (Upadhyay *et al.* (2022).

Para considerado biometano o biogás além de passar pelo processo de limpeza deve passar pelo processo de purificação (upgrading) que se refere ao aumento do valor do poder calorífico do biogás pela remoção de CO₂ e outros contaminantes, aumentando assim o valor geral do biogás (Coelho *et al.*, 2018; Ahmed *et al.*, 2021).

Os custos de um sistema de purificação do biogás para biometano tem relação com a capacidade instalada e composição do biogás, sendo que estes custos estão relacionados com a instalação, operação e manutenção do sistema (Al Seadi, 2008). A Figura 9 mostra o sistema de tratamento de biogás implantado na unidade da Frimesa em Medianeira-PR.

Figura 9: Sistema de purificação.



Fonte: O autor (2023).

3.5 MOTOR DE COMBUSTÃO INTERNA À BIOGÁS

Existem dois tipos de motores de combustão interna para utilização com biogás, os motores do ciclo Otto que possuem uma manutenção mais barata, mas um investimento inicial maior e os motores a biocombustíveis, que requerem um

investimento inicial menor, mas tem manutenção mais cara e consomem óleo para ignição (Feam, 2015).

O biometano funciona de maneira similar ao gás natural veicular (GNV) existindo várias formas de utilização: motor à gás biometano específico; motor bicomcombustível de biometano; motor a gás com dois combustíveis; motor tricombustível; motor com injeção direta de alta pressão (HPDI); conversão de motor comum (Otto ou Diesel) para utilização do biometano (Probiogas, 2016a).

Os motores a gás de ciclo Otto é a utilização mais comum, trabalham com mistura pobre a fim de minimizar as emissões de monóxido de carbono, requerendo biogás com no mínimo 45% de metano (Al Seadi *et al.*, 2008). A Figura 10 mostra um motor de combustão interna que utiliza o biogás como combustível.

Figura 10 – Unidade geradora com motor de combustão interna.



Fonte: o autor (2021).

Existem também os motores bicomcombustíveis também conhecidos como *Pilot Injection Engine* ou *Pilot Injection Natural Gas Engine*, são baseados no princípio do motor diesel, onde o biogás passa por uma câmara de injeção e é inflamado pelo óleo de ignição, normalmente 10% de óleo diesel é injetado e queimado nesse processo (Al Seadi *et al.*, 2008). Esses motores funcionam pelo princípio dos

motores a diesel e operam com a mistura de óleo e gás (Probiogas, 2015a).

3.6 BIOMETANO COMO SUBSTITUTO DO GN

O biometano tem propriedades semelhantes às do GN podendo ter as mesmas aplicações, inclusive como gás GNV, sendo tecnicamente viável seu uso em veículos equipados com motores de combustão interna projetados ou adaptados para receber o GNV, podendo ser distribuído em postos de abastecimento através de gasodutos (rede de gás) ou caminhão (comprimido ou liquefeito) (Takman e Andersson-Skold, 2021). Para ser utilizado como combustível o biometano precisa ser odorizado e pressurizado até cerca de 200 bar (Rafiee *et al.*, 2020).

Para injeção do biogás purificado (upgrading), com características de biometano na rede de gás natural – GN ou utilização e comercialização como GNV, devem ser observadas as regulamentações estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (Probiogas, 2016b).

Apesar dos benefícios potenciais, o uso atual de biogás no setor de transporte é baixo em comparação com o seu potencial teórico (Borjesson e Ahlgren, 2012). A Suécia é um exemplo na utilização do biometano em aplicações de transporte, em 2021 a Suécia possuía uma das maiores frotas de veículos movidos a biometano do mundo, com mais de 50.000 veículos em circulação e uma das maiores redes de abastecimento de biogás, com mais de 200 estações de abastecimento em todo o país (IEA, 2022).

Em 2022, foram registradas um total de 20 plantas que fazem uso principal do biogás com sistemas de purificação para a obtenção de biometano para autoconsumo e/ou comercialização, a capacidade total de produção foi de 359,8 milhões de Nm³ por ano de biometano (Cibiogas, 2023). A Figura 11 mostra um caminhão movido à biometano.

Figura 11 – Caminhão movido a biometano.



Fonte: o autor (2023).

3.7 SEGURANÇA E PREVENÇÃO DE RISCOS EM PLANTAS DE BIOGÁS

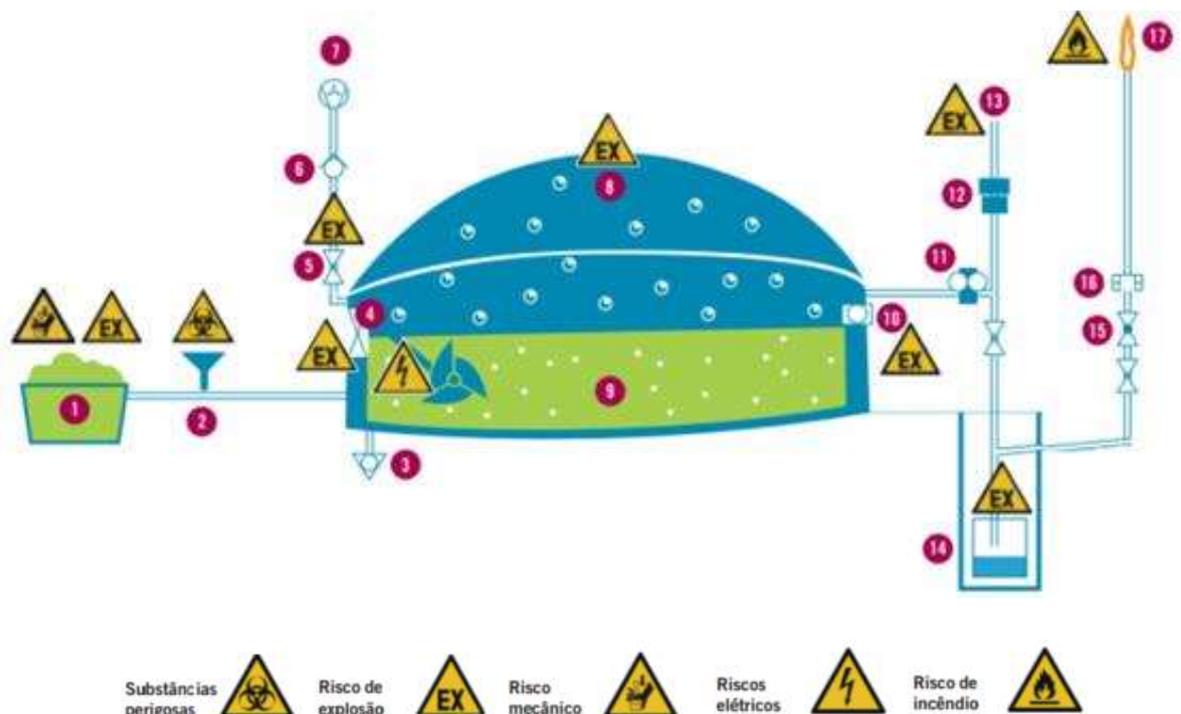
A segurança desempenha um papel crucial na operação sustentável das plantas de biogás, sendo fundamental implementar medidas de proteção para mitigar os riscos tanto para as pessoas quanto para o meio ambiente (Bontempo *et al.*, 2016). Sendo essencial devido à manipulação de substâncias inflamáveis e potencialmente perigosas nesses locais (Coelho *et al.*, 2018).

Para uma análise técnica e econômica abrangente de uma planta de biogás, é imperativo não apenas avaliar o potencial de geração, o processo, a demanda de energia, a tecnologia empregada e o investimento requerido, mas também considerar cuidadosamente a segurança operacional e os potenciais riscos associados à sua operação no ambiente circundante (Iclej, 2010).

Segundo Moreno e Cozzani (2015) a indústria de biogás vem demonstrando um crescimento rápido em todo mundo nos últimos anos e isso vem acarretando um aumento no número de acidentes envolvendo atividades de produção e uso do biogás. A produção de biogás em escala industrial é relativamente recente e existe uma carência na disseminação da cultura de segurança desta atividade (Travnicek e Kotek, 2015).

O biogás é tido como uma mistura de gases e consiste principalmente de metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2), baixos níveis de sulfeto de hidrogênio ou gás sulfídrico (H_2S), amônia (NH_3) e outros gases (Tabatabaei *et al.* 2020). Na Figura 12 é apresentada uma visão geral de um digestor para biogás e os principais riscos.

Figura 12: Visão geral de um digestor de biogás.



Fonte: adaptado de Bontempo (2016).

Na Figura 12 pode-se observar: 1- alimentador; 2- estação de dosagem de auxiliares de processamento; 3- ligação equipotencial; 4- abertura de acesso; 5- válvula de corte; 6- válvula de retorno; 7- injeção de ar para dessulfurização biológica; 8- armazenamento de biogás; 9- digestor; 10- janela de inspeção; 11- monitor de baixa pressão; 12- proteção contra sobrepessão; 13- válvula de alívio; 14- purgador de condensado; 15- válvula de corte; 16- válvula corta chamas; 17- flare (queimador) (Bontempo, 2016).

O biogás possui um alto grau de periculosidade que envolve aspectos inflamabilidade e toxicológicos que podem afetar a segurança da operação, saúde dos operadores e das comunidades do entorno (Schroeder, Schalau e Molnarne, 2014). Em seu estudo, Moreno *et al.* (2016) relata que a maioria dos acidentes envolvendo instalações de biogás estão relacionadas com explosões (40%), escape

de gases (29%) e acesso a espaços confinados (25%). Para reduzir os riscos de acidentes, evitando danos a propriedades e perdas de vidas pode-se utilizar ferramentas para avaliar os riscos das operações envolvendo o biogás (Travnicek e Kotek, 2015).

Por definição risco é a condição que potencializa a chance de um evento danoso ocorrer (acidente) (Pegatin, 2020). A NBR ISO 31.000 define fonte de risco como o elemento que, individualmente ou combinado, tem potencial intrínseco para dar origem ao risco (Rossete, 2015). A ABNT NBR 18.801 especifica os requisitos de um Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho (SGSST) que permitem que uma organização controle os respectivos riscos da Segurança e Saúde no Trabalho (SST). O fator de risco deve ser identificado, mensurado e eliminado, ou ao menos, controlado (Pegatin, 2020). Muitos acidentes ocorrem devido ao desconhecimento dos riscos que envolvem as atividades (Scaldelai, 2012). A Tabela 5 apresenta as propriedades de vários gases e os compara com o biogás.

Tabela 5 – Comparativo com biogás 60% com outros gases.

Gás	Biogás	GN	Metano
Poder calorífico (kWh/m ³)	6	10	10
Densidade específica (kg/m ³)	0,9	1,51	0,55
Temperatura de ignição (°C)	700	650	595
Faixa explosiva (% v/v)	6-22	4,4-15	4,4-16,5
Requisito teórico de ar (m ³ /m ³)	5,7	9,5	9,5

Fonte: Bontempo (2016)

No caso de risco de explosão deve-se entender que apesar do biogás ser uma mistura gasosa inflamável a explosão do biogás depende da combinação de uma mistura explosiva (metano e oxigênio dentro do limite de explosividade) e o contato com uma fonte de ignição (Feam, 2015).

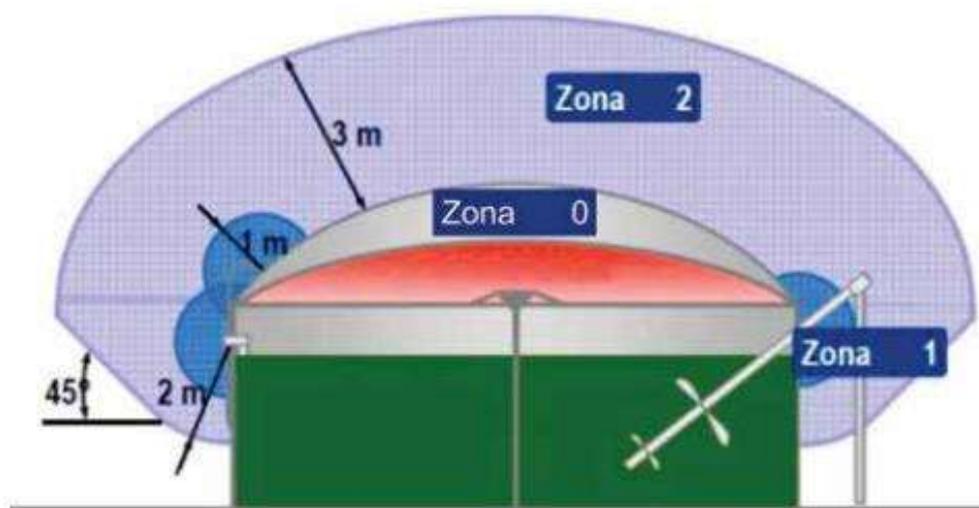
Quando a concentração de biogás (60%) está entre 6% e 22% v/v, há um risco significativo de explosão na presença de uma fonte de ignição (Bontempo, 2016).

Os acidentes relacionados a explosões em uma instalação de biogás são principalmente causados por falhas na operação de manutenção e no projeto da planta (Moreno *et al.*, 2016). A norma ABNT NBR 14725 traz informações sobre

segurança, aspectos gerais sobre Sistema Globalmente Harmonizado (GHS), classificação, e rotulagem de produtos químicos. Segundo o Sistema Globalmente Harmonizado (GHS) o biogás é descrito como um gás extremamente inflamável e como tal, deve ser mantido afastado do calor, superfícies quentes, faíscas e outras fontes de ignição (Bontempo, 2016).

Em uma planta de biogás, preliminarmente deve-se analisar o grau de risco e desenvolver um projeto de classificação de área assim, as áreas com possibilidade de formação de zonas explosivas poderão ser identificadas (Feam, 2015). A Figura 13 mostra o desenho em corte de um biodigestor e as zonas típicas.

Figura 13: Vista em corte da classificação de área de um biodigestor.



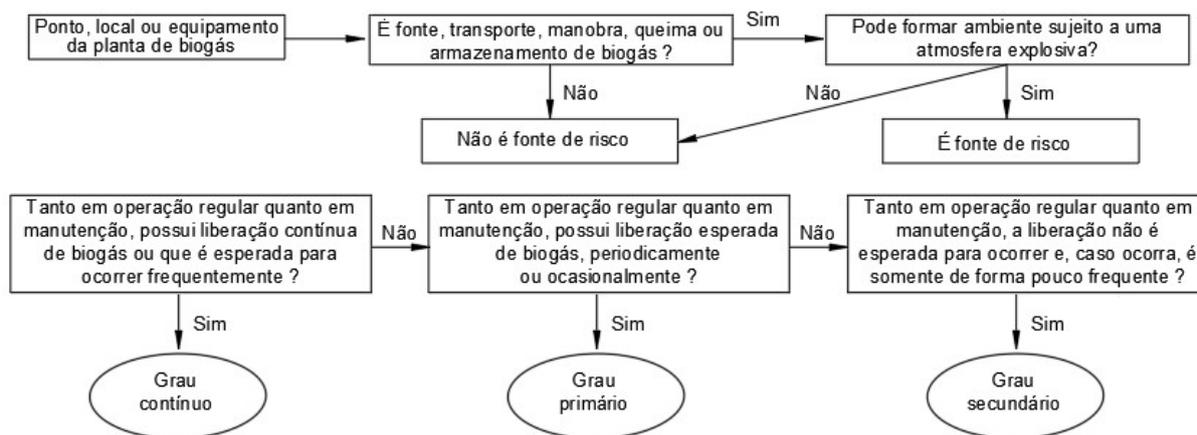
Fonte: Feam (2015).

A NBR IEC 60079-10-1/2022 orienta a classificação de áreas onde existe a probabilidade de presença de uma atmosfera explosiva de gases inflamáveis. A classificação das zonas de riscos se dá relacionando a frequência de ocorrência e a duração da formação de atmosfera explosiva (Zona 0, Zona 1, Zona 2 e áreas não classificadas) e, é influenciada pelo grau da fonte de risco e pela ventilação (Rietow *et al.*, 2017).

A NR10 aponta a obrigatoriedade de um estudo prévio de classificação de áreas, em ambientes com potencialidade de ocorrência de atmosfera explosiva (MTP, 2019). A ABNT NBR IEC 60079-10-1/2020 trata de atmosferas explosivas e classificação de áreas, fornece orientações para a avaliação de riscos de explosão, já

a norma ABNT NBR ISO/IEC 80079-20-1/2020 apresenta valores tabulados para substâncias inflamáveis. Estas normas fornecem informações técnicas para o estudo da classificação de áreas. A Figura 14 apresenta um fluxograma para auxiliar na classificação do grau de risco.

Figura 14: Fluxograma de classificação de grau de risco.



Fonte: adaptado de Rietow *et al.* (2017).

Se o biogás for inalado em concentração suficientemente alta, pode resultar em asfixia ou envenenamento e até mesmo a morte, especialmente com a presença de sulfeto de hidrogênio (H_2S) em biogás não dessulfurizado, que pode ser extremamente tóxico (Al Seadi *et al.*, 2008). Já na exposição ou manipulação do biogás o operador pode ter contato com o metano (CH_4) e o dióxido de carbono (CO_2) que são classificados como asfixiantes (Scaldelai, 2012). Na NR15, Quadro nº 1 o metano (CH_4) consta como "asfixiante simples" determinando a concentração mínima de 18% em volume de oxigênio no ambiente, já o dióxido de carbono (CO_2) não pode ultrapassar 3.900 ppm, com exposição de até 48 h/semana (MTE, 2019).

A amônia (NH_3) é um gás incolor e irritante (CETESB, 2020). A intoxicação por NH_3 pode causar náusea, vômitos e inchaço nos lábios, boca e laringe, em contato com a pele necrose dos tecidos e profundas queimaduras, em contato com os olhos resulta em lacrimejação, conjuntivites, irritação na córnea e cegueira temporária ou permanente (Fiocruz, 2022).

O dióxido de carbono (CO_2) é um gás incolor, com odor ligeiramente azedo (Bontempo, 2016). Nos casos de intoxicação por CO_2 os sintomas, dependendo dos níveis de concentração, podem ser: sintomas de asfixia, sonolência, vertigem, dor

de cabeça, náusea, vômito, perda da consciência, insuficiência circulatória, coma e morte (White Martins, 2001).

O gás sulfídrico (H_2S) é um gás altamente tóxico, irritante, incolor, com odor de ovos podres (Bontempo, 2016). A intoxicação por H_2S , dependendo dos níveis de concentração, pode apresentar: irritação nos olhos, conjuntivite, fraqueza, dor de cabeça, náusea, vômito, alucinações, amnésia, sonolência, fraqueza, convulsões e até a morte (Lins *et al.*, 2005).

O metano (CH_4) é um gás incolor e inodoro (Bontempo, 2016). A exposição ao CH_4 pode acarretar desde vertigem, sonolência, danos ao sistema nervoso central, inconsciência, anestesia, perda da consciência, asfixia até parada cardíaca (CETESB, 2020).

Na operação de plantas de biogás os funcionários podem entrar em contato com agentes biológicos por meio de substratos, digestatos ou condensados (Bontempo, 2016). O manuseio de resíduos de fontes animais e humanas, que são empregados como insumos na digestão anaeróbia, pode conter uma variedade de microrganismos patogênicos, representando um potencial risco biológico para os operadores envolvidos no processo (Al Seadi *et al.*, 2008).

A NR 25 em seu item 25.3.1 menciona que os resíduos líquidos ou sólidos produzidos por processos e operações industriais devem ser adequadamente coletados, acondicionados, armazenados, transportados, tratados e encaminhados à adequada disposição final pela empresa (MTE, 2022).

Para mitigar os efeitos dos riscos biológicos deve-se evitar a introdução de patógenos no processo de Digestão Anaeróbia (DA), realizar a sanitização prévia dos substratos para redução de patógenos, controlar o tempo de retenção hidráulica (TRH), o PH e a temperatura adequada para o processo de DA (Al Seadi *et al.*, 2008).

Além dos potenciais riscos de explosão, exposição a agentes biológicos, intoxicação e asfixia, há outros riscos ambientais a serem considerados dentro da planta de biogás, como riscos elétricos e mecânicos que podem ocorrer na operação e manutenção de máquinas e equipamentos (Bontempo, 2016). Uma estratégia para a redução dos riscos aos funcionários é fornecer treinamento e equipamento de proteção individual (EPI), além de implementar protocolos rigorosos de higiene, programa de vacinação adequada, além de monitorar a saúde dos funcionários (Al Seadi *et al.*, 2008).

Muitas das normas (NBRs) adotadas atualmente no Brasil sobre plantas de biogás referem-se ao gás natural e à gases combustíveis, além das normas referentes a resíduos, instalações elétricas, descargas atmosféricas, tubulações, classificação de áreas, identificação de substâncias químicas, emissões atmosféricas, entre outras (Feam, 2015). A NR1 prevê que todas as empresas que admitam empregados no regime da Consolidação das Leis do Trabalho (CLT) têm por obrigação desenvolverem o Programa de Gerenciamento de Riscos (PGR), com o objetivo da melhoria das condições de exposição do trabalhador, garantindo um ambiente de trabalho seguro e saudável (MTE, 2020).

Para plantas de biogás e biometano em escala industrial, com múltiplos equipamentos conectados e sofisticadas malhas de controle automático é recomendado o uso de ferramentas de análise de perigos de processo como a HAZOP (Severi *et al.*, 2022).

4 BARREIRAS A DIFUSÃO DO STI DO BIOGÁS

As funções desempenhadas por um STI têm um impacto direto no progresso, na disseminação e na aceitação de novas tecnologias, influenciando, por conseguinte, o desempenho global do sistema de inovação (Nevzorova e Karakaya, 2019). No entanto, diversos desafios e entraves podem surgir, dificultando a efetivação dessas funções, os quais são comumente identificados como barreiras (Shane, Gheewala e Kasali, 2015). Essas barreiras que se apresentam no contexto do desenvolvimento de um STI podem ser interpretadas como a restrição para a realização de determinadas atividades ou funções em circunstâncias específicas, demandando a superação de resistências adicionais para sua concretização (Sekula, 2005).

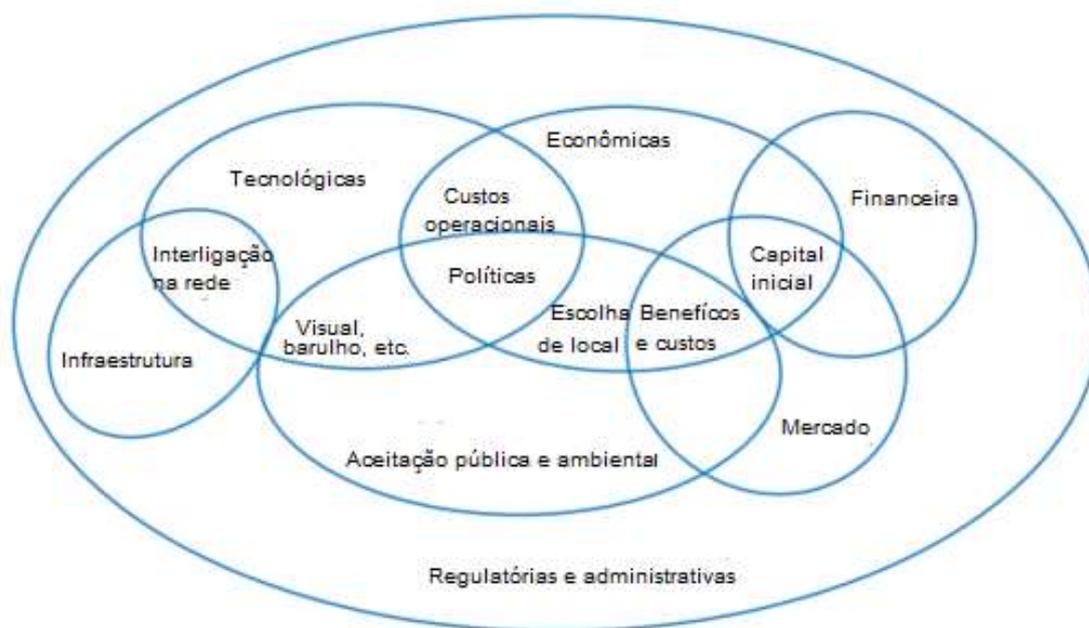
Os desafios enfrentados no progresso das energias renováveis são geralmente intrincados e frequentemente interdependentes, onde questões técnicas podem estar relacionadas a obstáculos de infraestrutura, como a integração à rede elétrica. Da mesma forma, as dificuldades econômicas, como a falta de estímulos financeiros, podem estar interligadas a questões regulatórias e administrativas (Müller, Brown e Ölz, 2011).

As barreiras à propagação do STI do biogás variam conforme a área de aplicação, o tipo de substrato, o potencial dos recursos naturais, a escala, a maturidade tecnológica e de mercado, e também variam de país para país (Mittal, Ahlgren e Shukla, 2018).

Alguns estudos buscaram identificar as barreiras de disseminação do STI do biogás em diferentes países, por exemplo: Bednarek, Klepacka e Siudek (2023), Wakeel *et al.* (2023), Hasan *et al.* (2022), Nevzorova e Karakaya (2019), Bossner *et al.* (2019), Mittal, Ahlgren e Shukla (2018), Shane, Gheewala e Kasali (2015), Shen *et al.* (2015), contemplaram diferentes economias em diferentes escalas.

As barreiras que surgem no desenvolvimento das energias renováveis são tipicamente complexas e frequentemente interligadas, de modo que desafios técnicos relacionados à infraestrutura podem estar conectados à integração na rede elétrica. Da mesma forma, questões econômicas, como a carência de estímulos financeiros, podem estar interligadas a obstáculos regulatórios, administrativos ou políticos (Müller, Brown e Ölz, 2011). A Figura 15 mostra a interligação das barreiras de desenvolvimento de energias renováveis.

Figura 15 – Tipos de barreiras para o desenvolvimento de energias renováveis.



Fonte: Adaptado de Müller; Brown; Ölz (2011).

Conforme apontado por Shen *et al.* (2015), as barreiras que surgem no avanço do biogás podem ser divididas em categorias que englobam aspectos econômicos, técnicos, sociais e regulatórios. Por sua vez, Mukeshimana *et al.* (2020) propuseram uma organização baseada em padrões comuns identificados na literatura, agrupando os desafios em tópicos como questões financeiras, técnicas, sociais, políticas e institucionais. Enquanto alguns autores abordam as barreiras sem uma classificação explícita. É viável categorizá-las de acordo com os temas previamente estabelecidos por outros pesquisadores. O Quadro 4 mostra vários autores que estudaram o tema e as categorias das barreiras estudadas.

Quadro 4 – Amostra dos estudos das barreiras do STI do biogás

Autor	Barreiras (categorias)
Bednarek, Klepacka e Siudek (2023)	Financeiras, técnicas, políticas e sociais.
Wakeel <i>et al.</i> (2023)	Financeiras, técnicas, informação e institucionais.
Hasan <i>et al.</i> (2022)	Financeiras, sociais, técnicas, políticas e institucionais.
Pryshliak (2019)	Financeiras, técnicas, informação e políticas.
Bossner <i>et al.</i> (2019)	Políticas e institucionais, técnicas, informação e capacitação.
Mittal, Ahlgren e Shukla (2018)	Sociais e culturais, financeiras, técnicas, informação, mercado e políticas.
Shane, Gheewala e Kasali (2015)	Financeiras, técnicas, informação, políticas e institucionais.
Nevzorova e Karakaya (2020)	Políticas, financeiras e informação.
Bednarek, Klepacka e Siudek (2023)	Financeiras, técnicas, sociais e políticas e institucionais.
Moraes, Zaiat e Bonomi (2015)	Técnicas, políticas e sociais, institucionais e de pesquisa.
Shen <i>et al.</i> (2015)	Técnicas, sociais, regulatórias, econômicas e financeiras.
Adams <i>et al.</i> (2011)	Técnicas, financeiras, políticas, sociais e ambientais.
Lantz <i>et al.</i> (2007)	Financeiras, sociais e políticas.
Wankeel <i>et al.</i> (2023)	Técnicas, financeiras e institucionais.
Mukeshimana <i>et al.</i> (2020)	Financeiras, técnicas, sócias, políticas e institucionais.
Kanda <i>et al.</i> (2022)	Políticas e institucionais
Silva, Cunha e Santos (2023)	Políticas e institucionais
Oliveira e Negro (2019)	Financeiras, técnicas, institucionais, informação, políticas e sociais.

Fonte: o autor.

4.1 BARREIRAS INSTITUCIONAIS NO STI DO BIOGÁS

Os desafios institucionais representam obstáculos originados nas estruturas organizacionais, políticas e regulatórias que dificultam o avanço do STIBB (Oliveira e Negro, 2019). Essas barreiras estão relacionadas à carência de suporte institucional, falta de coordenação entre agências governamentais e setores privados, bem como à necessidade de confiança e compartilhamento de informações no desenvolvimento, pesquisa e implementação da tecnologia de biomassa (Wakeel *et al.*, 2023). A falta de alinhamento nas decisões entre as instituições e a indefinição das responsabilidades e funções das entidades territoriais podem restringir o progresso e a eficácia do desenvolvimento (Sekula, 2005).

Os desafios de natureza institucional podem envolver a inexistência de legislação própria, a inadequação dos incentivos governamentais, entraves burocráticos, a escassez de habilidades técnicas e a falta de colaborações estratégicas entre entidades públicas e privadas (Probiogas, 2016). Apesar dos esforços de intercâmbio de conhecimento promovidos por organizações e órgãos governamentais de alto nível, Oliveira e Negro (2019) destacam que as questões específicas do biogás foram predominantemente abordadas por órgãos estaduais.

Uma das barreiras mais relevantes para a produção de biogás no STIBB é a falta de colaboração entre os produtores geradores de biomassa (Obal *et al.*, 2023).

4.1.1 Possíveis soluções para as barreiras institucionais para o STIBB

De acordo com Kanda *et al.* (2022), são sugeridas algumas medidas para superar os obstáculos institucionais, tais como:

- Implementar sistemas de governança eficientes e devidamente alinhados entre os diversos níveis de administração (federal, estadual e municipal) para assegurar uma abordagem integrada e consistente na elaboração e implementação de políticas relacionadas ao biogás;
- Promover a competição no mercado de fertilizantes, com o objetivo de reduzir a hegemonia de grandes empresas e incentivar a diversificação de fornecedores, o que pode contribuir para relações mais equilibradas e justas.

Oliveira e Negro (2019) ressaltam a importância da organização dos atores

do setor de biogás no Brasil para alcançar avanços institucionais em nível nacional. Segundo Obal *et al.* (2023), o estabelecimento de parcerias estratégicas para a produção de bioenergia, especialmente o biogás, apresenta diversas vantagens, como auxiliar os produtores na destinação adequada de resíduos, promover a instalação de biodigestores, facilitar a integração de propriedades com diferentes potenciais de biomassa e otimizar os custos operacionais. Coelho *et al.* (2018) propõem a criação de centrais regionais para viabilizar projetos de biogás em áreas onde a geração de resíduos orgânicos é dispersa.

4.2 BARREIRAS POLÍTICAS NO STI DO BIOGÁS

Niskanen e Magnusson (2021) ressaltam que os STIs do Biogás são sistemas sociotécnicos nos quais fatores políticos, sociais, institucionais e técnicos desempenham um papel crucial em sua disseminação. Silva, Cunha e Santos (2023) enfatizam a importância das decisões políticas como obstáculos ao desenvolvimento do biogás, enquanto Nevzorova e Karakaya (2020) destacam que o apoio governamental é vital para a introdução e aceitação do biogás no mercado, sendo uma parte significativa desse apoio proveniente de decisões políticas.

O STI do biogás é um sistema sociotécnico complexo com múltiplas camadas de estrutura política envolvendo setores como gestão de resíduos, energia, transporte, agricultura e saneamento (Kanda *et al.*, 2022). Essa influência política, manifestada por meio de subsídios, isenções fiscais e regulamentações, tem um impacto significativo na adoção e utilização de energias renováveis, incluindo o biogás (Dahlgren; Kanda; Anderberg, 2019). Além disso, o sistema político nacional e regional do STI do biogás é moldado por metas e objetivos mais amplos das políticas de energia renovável (IEA, 2023), sendo que as políticas relacionadas ao biogás são dinâmicas e passíveis de implementação, interrupção, retomada e modificação ao longo do tempo (Kanda *et al.*, 2022).

4.2.1 Possíveis soluções para as barreiras políticas

Gustafsson e Anderberg (2021) enfatizam a necessidade de políticas coerentes, estáveis e contínuas para garantir sua eficácia em setores que demandam investimentos de longo prazo significativos. Nevzorova e Kutcherov

(2019) propõem a criação de plataformas de colaboração entre os diversos atores envolvidos, visando facilitar a interação e resolver questões como a falta de apoio político, a necessidade de diretrizes claras e o suporte à indústria de biogás. Salomon e Lora (2009) discutem os obstáculos enfrentados por pequenos produtores na comercialização de créditos de carbono e sugerem que uma política que promova esse comércio poderia aprimorar a viabilidade financeira dos projetos de biogás desses produtores rurais.

Kanda *et al.* (2022) recomendam a elaboração de políticas específicas para o setor de biogás em esferas federal, estadual e municipal, com o propósito de estimular a produção, distribuição e uso sustentável do biogás e seus derivados como forma de superar os desafios políticos do STIBB. Por outro lado, Coelho *et al.* (2018) sugerem a implementação de políticas de estímulo para iniciativas de produção centralizada de biogás.

4.2.2 Políticas de incentivo ao STIBB

No contexto brasileiro, apesar da presença de uma estrutura de governança federal robusta, as disparidades socioeconômicas entre os estados resultam em variações significativas no progresso do STIBB (Kanda *et al.*, 2022).

As políticas relacionadas à bioenergia, que englobam setores como energia, economia, agricultura e meio ambiente, são de natureza complexa e interconectada, demandando uma abordagem coesa e consistente para garantir a eficácia de suas aplicações (Gustafsson e Anderberg, 2021).

O governo federal brasileiro implementou diversas medidas para impulsionar o desenvolvimento do STIBB, incluindo a promulgação de leis de conservação ambiental, como a Lei nº 12.305/2010, que estabeleceu a Política Nacional de Resíduos Sólidos, e a Lei nº 9.888/2019, que definiu metas anuais de redução de emissões de GEEs na comercialização de combustíveis. Além disso, as resoluções do CONAMA, como a de nº 001/1986, que trata dos critérios para avaliação de impacto ambiental, e a de nº 237/1997, relacionada à descentralização da Política Nacional do Meio Ambiente, desempenham um papel crucial no estímulo ao avanço do setor de biogás e biometano.

No cenário nacional, a principal aplicação do biogás é na geração de eletricidade, especialmente por meio da geração distribuída, onde a maioria das

usinas está interligada à rede elétrica por meio de esquemas de compensação. Essa abordagem permite aos consumidores gerar eletricidade e receber compensação pelo excedente de energia que injetam na rede, sendo denominados prossumidores (Kanda *et al.*, 2022).

A regulamentação da comercialização e autorizações para geração de energia elétrica foi estabelecida pelo decreto nº 5.163/2004, que instituiu o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACL, os autoprodutores, que geram energia para consumo próprio, têm a possibilidade de vender o excedente, desde que devidamente autorizados.

A Lei 10.848/2004 definiu os padrões de contratação (ACR e ACL) e a forma de comercialização de energia elétrica por meio de leilões de energia, além de estabelecer os limites para os repasses dos custos de aquisição de energia elétrica aos consumidores finais.

(...) Art. 2º -B Na contratação da geração prevista na alínea a do inciso II do § 8º do art. 2º desta Lei, para fins de repasse de custo devem ser observados os Valores Anuais de Referência Específicos (VRES) definidos pelo Ministério de Minas e Energia (...) (Brasil, 2004, p. 2).

A Lei 12.490/2011 foi responsável por fomentar a produção de energia elétrica, fortalecendo a competitividade nacional em biocombustíveis, incentivando a pesquisa em fontes renováveis de energia e visando a mitigação das emissões de GEEs.

Já a Portaria MME 465/2019 definiu o limite de carga para a contratação de energia pelos consumidores no ambiente de Contratação Livre (ACL). A partir de janeiro de 2023, todas as unidades consumidoras com demanda igual ou superior a 500 kW foram incluídas no ambiente ACL, permitindo a escolha da aquisição de energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou produtor de energia elétrica autorizado pelo SIN.

(...) § 5º A partir de 1º de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (...) (MME, 2019, p.5).

A Resolução Normativa nº 1.000/2021, em seu artigo 109, aborda a questão

da cobrança da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD Fio B) relacionada à geração distribuída (GD). Destaca que os custos de obras destinadas ao reforço ou melhoria da rede para atender a um conjunto de projetos de GD podem ser repassados aos consumidores.

(...) TUSD Fio B_{FP} = a parcela da TUSD no posto tarifário fora de ponta, composta pelos custos regulatórios decorrentes do uso dos ativos da distribuidora, que remunera o investimento, o custo de operação e manutenção e a depreciação dos ativos, em Reais por quilowatt (R\$/kW) (...) (Aneel, 2021, p.1).

A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, introduziu o novo arcabouço legal para a microgeração e minigeração distribuída, trazendo atualizações significativas para a legislação que rege a geração distribuída (GD). Dentro desse contexto, foi reintroduzido o mecanismo de compensação de energia elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia ativa gerado por um consumidor-gerador autorizado é injetado na rede da distribuidora local. Posteriormente, essa energia excedente é compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou registrada como crédito de energia, podendo ser utilizado na mesma unidade geradora em horários distintos ou em outras unidades consumidoras dentro da área de concessão da mesma distribuidora.

(...) VI - crédito de energia elétrica: excedente de energia elétrica não compensado por unidade consumidora participante do SCEE no ciclo de faturamento em que foi gerado, que será registrado e alocado para uso em ciclos de faturamento subsequentes, ou vendido para a concessionária ou permissionária em que está conectada a central consumidora-geradora (...) (Brasil, 2022, p. 2).

Além de redefinir as modalidades permitidas pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

(...) I – autoconsumo local: modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora; II – autoconsumo remoto: modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora; III – consórcio de consumidores de energia elétrica: reunião de pessoas físicas e/ou jurídicas consumidoras de energia elétrica instituído para a geração de energia destinada a consumo próprio, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela

mesma distribuidora; (...) VII - empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: conjunto de unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sem separação por vias públicas, passagem aérea ou subterrânea ou por propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento, em que as instalações para atendimento das áreas de uso comum, por meio das quais se conecta a microgeração ou minigeração distribuída, constituam uma unidade consumidora distinta, com a utilização da energia elétrica de forma independente, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento; (...) X - geração compartilhada: modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora; (...) (Brasil, 2022, p.2).

No contexto brasileiro, as políticas relacionadas ao biometano estão fortemente ligadas à utilização do gás encanado, que tem aplicações não apenas no transporte, mas também em setores industriais e residenciais (Kanda *et al.*, 2022).

O governo federal implementou legislações para regular o setor de gás, com o intuito de promover a transparência nas normas que regem a produção, transporte, comercialização e uso de biogás e biometano. A criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) por meio do decreto nº 2.455/1998 como órgão regulador e fiscalizador exemplifica esse esforço (Brasil, 1998).

Para a injeção de biogás purificado como biometano na rede de gás natural ou sua utilização como GNV, é necessário aderir às regulamentações do MME e da ANP (Feam, 2015). Dentre as resoluções pertinentes, destaca-se a resolução ANP nº 8/2015 que define o biometano como combustível, a resolução ANP nº 685/2017 que altera as especificações do biometano, a resolução ANP nº 886/2022 que aborda as especificações do biometano a ser misturado ao gás natural proveniente de ETE e de RSU em aterros sanitários, e a resolução ANP nº 906/2022 que revoga a resolução ANP nº 8/2015 e trata das especificações do biometano a ser misturado ao gás natural proveniente de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais (Brasil, 2022).

A implementação da Lei nº 11.488/2007 resultou na criação do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), que oferece vantagens fiscais para projetos de infraestrutura, incluindo a isenção das

contribuições PIS/PASEP (1,65%) e COFINS (7,6%) (Brasil, 2007).

As políticas regionais desempenham um papel fundamental no progresso do setor de biogás. Em São Paulo, o Programa Paulista de Biogás foi estabelecido por meio do decreto nº 58.659/2012, exigindo a incorporação de biometano na rede de gás do estado (São Paulo, 2012). Adicionalmente, a deliberação da ARSESP nº 1.342/2022 modificou as diretrizes para a distribuição de biometano na rede de gás canalizado em São Paulo (São Paulo, 2022).

Diversos estados brasileiros têm legislações específicas para regular o biogás e o biometano. Minas Gerais aprovou a Lei nº 24.396/2023 com esse propósito, enquanto o Rio de Janeiro conta com a Lei nº 6.361/2012, regulamentado pelo Decreto nº 44.855/2014, que aborda o gás natural renovável (GNR) (Rio de Janeiro, 2012; Rio de Janeiro, 2014; Minas Gerais, 2023). O Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul também possuem suas próprias políticas estaduais para o biogás e o biometano (Rio Grande do Sul, 2016; Paraná, 2018; Santa Catarina, 2018).

Gustafsson e Anderberg (2021) categorizam as políticas relacionadas ao biogás em regulatórias, econômicas e voluntárias, cada uma desempenhando um papel específico no estímulo ao desenvolvimento do Sistema Tecnológico de Inovação (STI) do biogás.

É crucial adotar uma abordagem abrangente na formulação de políticas para o biogás, levando em consideração sua aplicação em diversas áreas, como transporte, aquecimento, eletricidade e uso do digestato como biofertilizante (Kanda *et al.*, 2022). Oliveira e Negro (2019) destacam que a falta de coordenação no desenvolvimento institucional pode representar um desafio político para o setor de biogás no Brasil, ressaltando a importância do alinhamento entre diferentes atores e níveis de governo.

4.3 BARREIRAS A INFORMAÇÃO NO STI DO BIOGÁS

As tecnologias ligadas à bioenergia, como a geração de biogás, encontram-se em fase evolutiva e são consideradas relativamente novas em relação às fontes de energia tradicionais, o que pode resultar em custos mais elevados devido à demanda por pesquisa, inovação e adoção de tecnologias de ponta (Wakeel *et al.*, 2023).

A indisponibilidade de informações bem organizadas e pertinentes ao STIBB resulta em dúvidas e receios entre possíveis investidores e membros do mercado de biogás (Probiogas, 2016). Além disso, as dificuldades em obter dados confiáveis, tecnologias de baixo custo bem-sucedidas e informações técnicas também contribuem para esse cenário (Wakeel *et al.*, 2023).

A falta de conhecimento dos pequenos produtores rurais sobre a produção de biogás e biometano representa um obstáculo significativo, uma vez que muitos não possuem familiaridade com as tecnologias, processos e benefícios dessas fontes de energia renovável. Isso resulta na falta de percepção das vantagens ambientais, econômicas e energéticas do STIBB (Coelho *et al.*, 2018).

4.3.1 Possíveis soluções para as barreiras informação do STIBB

Para superar os obstáculos relacionados à informação e à disseminação do conhecimento do STIBB, é crucial investir na geração de informações abrangendo o potencial do biogás, variedades de projetos, tecnologias e políticas (Oliveira e Negro, 2019). A execução de programas de demonstração e parcerias com entidades rurais pode contribuir para a criação de iniciativas de conscientização sobre os impactos da poluição e a adoção de energia limpa, promovendo o desenvolvimento de conhecimento local sobre as tecnologias do STI do biogás (Mittal, Ahlgren e Shukla, 2018).

É fundamental alocar recursos para iniciativas educativas e de conscientização, com o intuito de ampliar a compreensão e a aceitação do biogás como uma fonte de energia sustentável (Coelho *et al.*, 2018).

4.4 BARREIRAS TÉCNICAS AO STI DO BIOGÁS

As barreiras técnicas estão associadas aos desafios tecnológicos e operacionais enfrentados no planejamento, execução e operação de plantas de biogás (Probiogas, 2016). Para garantir o êxito dos empreendimentos de biogás e lidar com os custos operacionais elevados, é crucial superar essas barreiras técnicas (Bednarek, Klepacka e Siudek, 2023).

Diversas dificuldades técnicas foram identificadas, como a falta de expertise na construção de biodigestores, a escassez de equipamentos específicos para o

aproveitamento do biogás e a fragilidade dos equipamentos adaptados para a conversão do biogás em energia (Karlsson, 2014; Oliveira e Negro, 2019). Além disso, a manutenção de um fluxo constante de substrato para os biodigestores, a infraestrutura inadequada para o tratamento de resíduos orgânicos e a dificuldade em manter a qualidade do substrato são desafios adicionais (Bossner *et al.*, 2019; Mittal, Ahlgren e Shukla, 2018).

Outras barreiras técnicas incluem a sazonalidade na disponibilidade de matéria-prima, a falta de inóculo específico para a matéria-prima, a escassez de profissionais qualificados, a dificuldade de conexão à rede elétrica e a necessidade de infraestrutura para a distribuição de gás natural (Mata-Alvarez *et al.*, 2014; Coelho *et al.*, 2018; Bednarek, Klepacka e Siudek, 2023). Além disso, os altos custos em equipamentos especializados para a purificação do biogás, os desafios de segurança operacional e a limitada infraestrutura de distribuição de gás natural para veículos automotores também são apontados como obstáculos significativos (Oliveira e Negro, 2019; Kunz, Steinmetz e Amaral, 2022; Coelho *et al.*, 2018).

Superar essas barreiras técnicas é fundamental para impulsionar o desenvolvimento e a adoção do biogás como fonte de energia sustentável em diversas aplicações (Mittal, Ahlgren e Shukla, 2018).

4.4.1 Nível de prontidão tecnológica (TRL)

A maturidade tecnológica desempenha um papel fundamental na forma como os desafios no avanço das energias renováveis se apresentam e devem ser enfrentados (Müller, Brown e Ölz, 2011). A maturidade tecnológica está intrinsicamente ligada à prontidão tecnológica, sendo que um maior nível de Technology Readiness Level (TRL) indica um maior grau de maturidade de uma tecnologia específica (NASA, 2017). O Quadro 5 descreve os níveis de prontidão tecnológica.

Quadro 5 – Nível de prontidão tecnológica (TRL)

TRL	Definição
TRL1	Princípios básicos observados e relatados.
TRL2	Conceito e/ou aplicação de tecnologia formulada.
TRL3	Função crítica analítica e experimental e/ou prova de conceito característica.
TRL4	Validação de componentes em ambiente de laboratório
TRL5	Validação de componentes em ambiente relevante
TRL6	Modelo de sistema/subsistema ou demonstração de protótipo em ambiente operacional
TRL7	Demonstração de protótipo de sistema em ambiente operacional
TRL8	Sistema real concluído e “qualificado” através de teste e demonstração.
TRL9	Sistema real comprovado através de operações de missão bem-sucedidas.

Fonte: Adaptado de NASA (2017).

O nível de maturidade, ou *Technology Readiness Level* (TRL), é uma escala numérica que mede o grau de maturidade de uma tecnologia em desenvolvimento (Mankins, 2002). O uso do TRL em energias renováveis envolve a avaliação da prontidão de tecnologias relacionadas à energia limpa, incluindo as tecnologias de geração de energia, ajudando a identificar o nível de risco e incerteza associado à sua implementação em larga escala (Olechowski, A. *et al.*, 2015).

A diferença entre o grau de maturidade das tecnologias leva a enfrentar diferentes desafios. As tecnologias maduras podem enfrentar desafios relacionados à competição no mercado e à integração na infraestrutura existente, enquanto tecnologias emergentes podem enfrentar desafios relacionados à aceitação pública, desenvolvimento de cadeias de suprimentos locais e financiamento (Müller, Brown e Ölz, 2011).

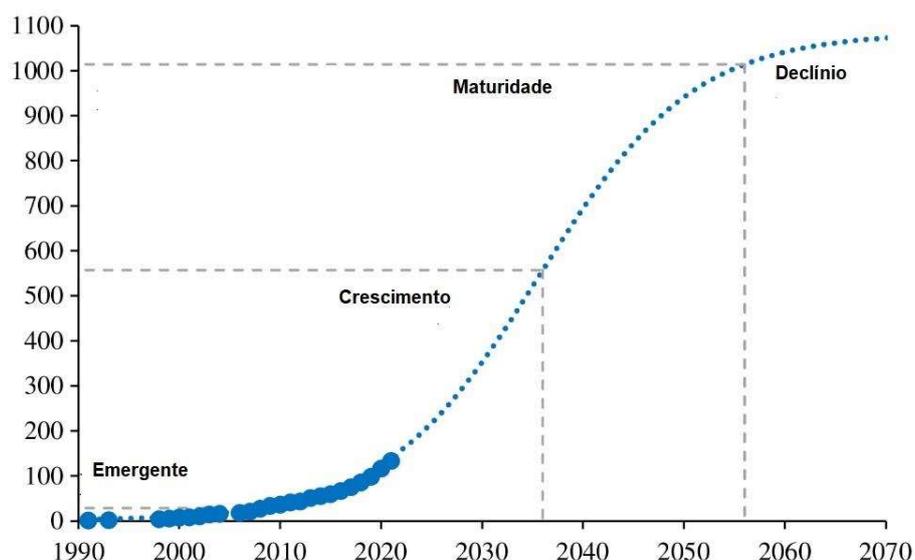
Agências governamentais, organizações de fomento e investidores frequentemente consideram o TRL de uma tecnologia como um indicador-chave de sua prontidão para investimento devido ao fato de que o TRL pode indicar o nível de risco e incerteza associado a uma determinada tecnologia, sendo crucial para a tomada de decisões de investimento (Olechowski, A. *et al.*, 2015). Hicks *et al.* (2009) faz a distinção entre a prontidão tecnológica e a prontidão de produção que diz respeito a capacidade de uma organização fornecer um produto de forma eficiente e eficaz.

O grau de maturidade da tecnologia afeta o financiamento de projetos de

energias renováveis, onde tecnologias mais maduras e amplamente adotadas podem ter acesso a fontes de financiamento mais estáveis e diversificadas, devido à sua comprovada viabilidade e histórico de desempenho (Müller, Brown e Ölz, 2011).

Hollas *et al.* (2022) menciona que a tecnologia do biogás é reconhecidamente madura mas, o campo da STI do biogás como um todo, encontra-se em desenvolvimento e se espera que atinja o estágio maduro a partir de 2036. Para prever a evolução de uma tecnologia ao longo do tempo, pode-se utilizar a curva S que é uma ferramenta analítica que auxilia na compreensão do desenvolvimento tecnológico, permitindo antecipar mudanças e oportunidades no campo tecnológico (Yan e Lu, 2007). A Figura 16 representa a curva S de tendência de desenvolvimento da tecnologia de gestão e utilização de resíduos animais nos próximos anos.

Figura 16: Desenvolvimento da tecnologia



Fonte: Hollas *et al.* (2022).

A TRL pode variar de acordo com o nível de maturidade individual de cada subsistema ou da interação entre eles, assim mesmo com subsistemas maduros pode-se ter uma redução do TRL quando novas interação ainda não foram testadas integralmente em condições análogas ao ambiente final de uso (Hicks *et al.* 2009). A interação entre subsistemas está associada com os níveis de TRL6 e TRL7 onde os componentes passam por uma integração e são testados em um ambiente

semelhante ao seu uso final (Mankins, 2002). O TRL de uma planta de biogás pode variar de acordo com as tecnologias e processos envolvidos, tais como tecnologias do digestor, tecnologias de purificação, tecnologias utilização do biogás para gerar energia, etc (Olechowski, A. *et al.*, 2015).

A penetração no mercado de cada tecnologia de bioenergia depende dos concorrentes alternativos, bem como das políticas específicas globais e regionais (Stafford *et al.*, 2019).

A FGV (2019), em seus estudos afirmam que o nível de difusão das tecnologias relacionadas com biodigestores anaeróbios ainda é baixo. No Brasil grandes números de biodigestores são do modelo BLC, versão desenvolvida a partir do sistema de lagoas cobertas muito utilizada no tratamento de efluentes no meio agroindustrial (Feam, 2015).

Coelho *et al.* (2018) atribui a insistência na utilização de biodigestores BLC (biodigestor com baixo índice de tecnologia) por parte de alguns setores produtores de biogás a uma mentalidade conservadora ou falta de conhecimento, que é tida como uma barreira para o desenvolvimento do STIBB.

4.4.2 Possíveis soluções para as barreiras técnicas do STIBB

A importação de tecnologias devido ao estágio tecnológico ainda incipiente do STIBB resulta em custos mais elevados para os projetos (Oliveira e Negro, 2019). Uma solução para superar os obstáculos técnicos do biogás é simplificar os processos de aquisição de biodigestores importados, juntamente com a capacitação adequada dos usuários sobre a operação e manutenção desses equipamentos (Bossner *et al.*, 2019). Neste contexto, torna-se crucial fornecer capacitação em todos os níveis para preparar profissionais que atuem no âmbito do STIBB (Bley, 2015).

Com o intuito de impulsionar avanços nesse cenário, o projeto GEF Biogás, sob a liderança do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI) e em parceria com a Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial (UNIDO), tem implementado programas de tropicalização desde 2021. Essas iniciativas buscam adaptar tecnologias e modelos de negócios já consolidados no mercado internacional à realidade brasileira, com o propósito de facilitar a transferência de tecnologia e fomentar parcerias industriais (Gefbiogas, 2022).

4.5 BARREIRAS ECONÔMICAS AO STI DO BIOGÁS

As barreiras econômicas ao avanço do biogás estão relacionadas aos custos elevados de investimento (CAPEX) e de operação e manutenção (OPEX) dos projetos, características comuns em mercados em estágio inicial (Probiogas, 2016). Projetos de bioenergia, como usinas de biogás, exigem infraestrutura complexa para converter biomassa em energia, resultando em custos de capital mais elevados do que instalações de energia convencionais (Wakeel *et al.*, 2023).

A escassez de recursos financeiros é identificada por Pryshliak (2019) como um obstáculo para a disseminação do biogás em pequena escala. O investimento inicial significativo nas plantas de biogás é considerado um desafio importante para o progresso do Sistema Tecnológico de Inovação do Biogás (Wakeel *et al.*, 2023). Em geral, os projetos de biogás demandam investimentos substanciais em infraestrutura e equipamentos, sendo o financiamento por meio de empréstimos uma prática comum, porém a falta de políticas de financiamento específicas pode dificultar o avanço do setor (Iliev *et al.*, 2020; Bossner *et al.*, 2019). Além disso, a percepção de alto risco por parte das instituições financeiras em relação ao setor de bioenergia, incluindo a produção de biogás, torna a obtenção de financiamento mais desafiadora (Shane, Gheewala e Kasali, 2015).

No contexto brasileiro, o Sistema Tecnológico de Inovação do Biogás enfrenta desafios significativos na esfera econômica devido aos custos elevados de importação de tecnologias, à dificuldade de acesso a financiamentos e à necessidade de garantias financeiras (Oliveira e Negro, 2019). Ademais a ausência de normas específicas que estimulem economicamente a produção de biogás e biometano também é considerada um obstáculo significativo (Coelho *et al.*, 2018).

Conforme Iliev *et al.* (2020), os principais desafios no financiamento de projetos de biogás e biometano incluem a natureza de projetos pequenos e geograficamente dispersos, a restrição na capacidade de obtenção de empréstimos e a falta de recursos internos. Além disso, são apontados como obstáculos significativos o elevado custo de investimento nessas iniciativas, a imaturidade do mercado, a falta de compreensão sobre produtos financeiros, a complexidade do processo de solicitação de financiamento e a deficiência na comunicação entre financiadores e beneficiários. A ausência de um histórico de projetos de biogás e biometano por parte dos desenvolvedores também é ressaltada como uma barreira

relevante, juntamente com o retorno sobre o investimento considerado menos atrativo em comparação com outras fontes de energia renovável (Iliev *et al.*, 2020).

Adicionalmente, a falta de políticas fiscais favoráveis e transparentes, a percepção de alto risco por parte das instituições financeiras, a insuficiência de fundos nos programas de financiamento e a ausência de coordenação no desenvolvimento institucional são identificadas como entraves que impactam os programas para o progresso do STIBB (Shane, Gheewala e Kasali, 2015; Oliveira e Negro, 2019).

4.5.1 Incentivo financeiro para plantas de biogás no Brasil

A falta de políticas claras pode não proporcionar os estímulos necessários para o progresso do STIBB, o que pode gerar incertezas e inquietações entre investidores, empresas e outros intervenientes, dificultando a tomada de decisões e a implementação de iniciativas relacionadas ao biogás no Brasil (Silva, Cunha e Santos, 2023). Oliveira e Negro (2019) indicam que os desafios financeiros do STIBB surgem devido às dificuldades em obter financiamento para projetos, decorrentes dos custos elevados tanto de implementação quanto de operação.

Para fomentar a execução de projetos de biogás e biofertilizantes, é crucial estabelecer incentivos financeiros, como linhas de crédito especiais e subsídios, tornando o investimento mais acessível e atrativo. Oferecer garantias de subsídios diferenciados para investidores, devido ao biometano ser uma fonte de energia renovável, pode estimular o interesse e a participação no setor (Kanda *et al.*, 2022; Coelho *et al.*, 2018). A portaria MMA nº 71, de 21 de março de 2022, instituiu o Programa Nacional de Redução de Metano de Resíduos Orgânicos (Metano Zero) com o intuito de promover o desenvolvimento do STIBB, destacando a criação de linhas de crédito específicas para sua evolução, com recursos provenientes de bancos de desenvolvimento, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), e instituições financeiras do setor privado (MMA, 2022).

Além das opções de crédito convencionais, como Finem e Finame, o BNDES disponibiliza outros mecanismos de crédito que abarcam projetos de biogás e biometano com taxas diferenciadas e competitivas, como o “Fundo Clima”, que engloba iniciativas de conversão de biogás em energia e a geração de eletricidade a

partir de fontes renováveis em sistemas de Geração Distribuída (GD) ou autogeradores de energia (Milanez, Maia e Guimarães, 2021).

5 VIABILIDADE FINANCEIRA

A análise de viabilidade financeira desempenha um papel fundamental na identificação e superação de barreiras econômicas que impactam a implementação e expansão de projetos de biogás (Shane, Gheewala e Kasali, 2015). Para incentivar a disseminação do STIBB é essencial um bom planejamento dos investimentos, considerando os riscos e as incertezas de natureza técnica, econômica e regulatória (Bernardes *et al.*, 2022).

A análise econômico-financeira de um projeto consiste em verificar o retorno esperado e o quanto atrativo é o projeto para o investidor (Guedes, 2020). Oliveira (2022) aponta que as incertezas do mercado e a falta de informações sobre a viabilidade econômica para geração de energia através do biogás tende a dissuadir o produtor rural a investir nesta modalidade.

5.1 FERRAMENTAS DE ANÁLISE

Com o intuito de aplicar os recursos de forma eficiente e eficaz foram utilizadas ferramentas que auxiliam no processo decisório para a análise das alternativas de uso dos recursos, entre essas ferramentas estão a matemática financeira e a engenharia econômica que possuem um conjunto de instrumentos que ajudam na análise de investimentos, alocando os recursos da melhor maneira dentre as alternativas de usos (Neto, 2023).

Para Calôba *et al.* (2008), a engenharia econômica é uma ferramenta importante na avaliação de investimentos sendo essencial para avaliar oportunidades, já a matemática financeira é a base da comparação e avaliação de alternativas, sendo um instrumento para compreender e obter equivalências entre fluxos de caixa em diversos momentos no tempo.

A capacidade de alocar recursos com eficiência ganha maior relevância diante do cenário de captação de recursos externos por meio de empréstimos e alavancagem financeira (Ferreira, 2017).

A aquisição de máquinas e equipamentos usados na operação do empreendimento, no caso da planta de biogás, são considerados como ativo não circulante imobilizável (neto, 2023). Sujeitos a depreciação durante a sua vida útil e os programas de manutenção aplicados as máquinas e equipamentos com o

objetivo de estender a sua vida útil (Ryba; Lenzi; Lenzi, 2016). A depreciação é dada como a redução do valor de um ativo em consequência do desgaste pelo uso (Ferreira, 2017). Existem vários métodos para o cálculo da depreciação, o mais usual é o método linear com um percentual fixo anual (Samanez, 2009). Usualmente adota-se 10% ao ano por 10 anos para máquinas e equipamentos (Ryba; Lenzi; Lenzi, 2016).

5.1.1 Taxa Mínima de Atratividade – TMA

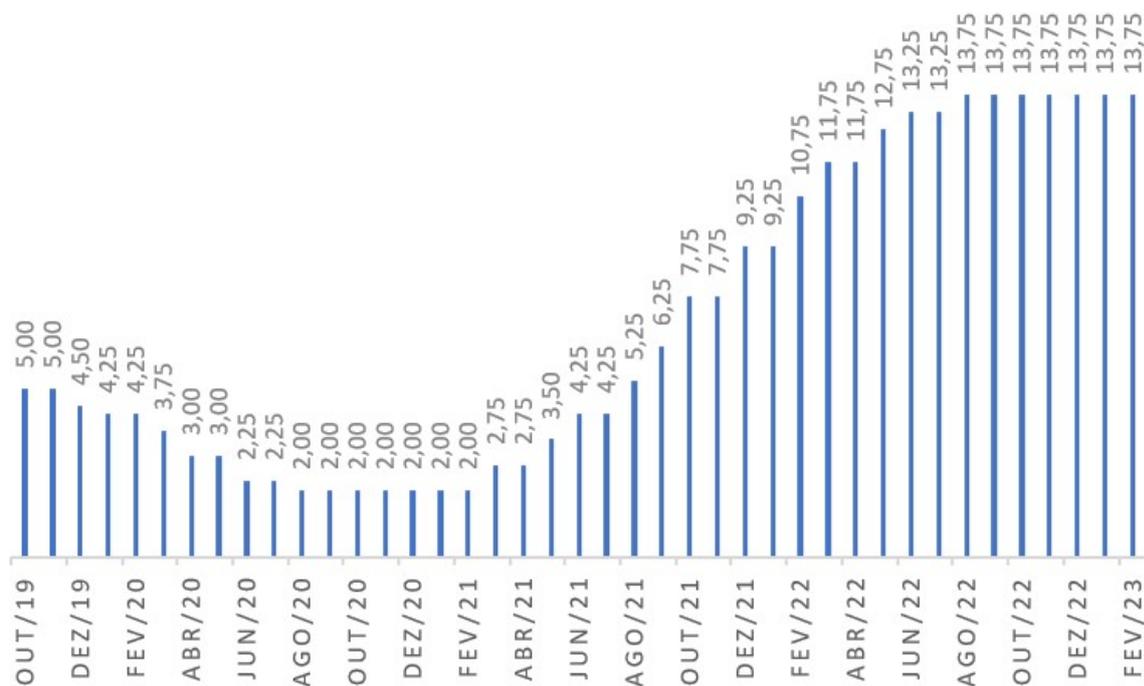
Os investimentos devem ser baseados no valor do dinheiro ao longo do tempo, isso influencia na execução de projetos, na aquisição ou substituição de máquinas e equipamentos (Ferreira, 2017).

Os fatores de correção, tais como a Taxa Básica de Juros – SELIC e índices de inflação (IPCA, IGPM, INCC, etc.) permitem a transferência de um determinado valor para determinado ponto no tempo, permitindo a comparação com base na equivalência de capital (Cibiogas, 2023).

O custo de oportunidade ou taxa mínima de atratividade (TMA) é definida como a menor rentabilidade com menor esforço ou sem risco (Ferreira, 2017). A viabilidade econômica de um projeto exige a recuperação do capital e a sua remuneração pelo período investido (Rebelatto, 2004).

Normalmente a TMA adota é o valor de um rendimento conservador como o índice pago pela poupança ou pelos Títulos do Tesouro Nacional, por isso em muitos casos é adotado o valor da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC como a TMA (Neto, 2023). Na Figura 17 pode-se acompanhar a evolução do valor da taxa de juros básica – SELIC.

Figura 17: Evolução da taxa SELIC (Meta).



Fonte: Banco Central do Brasil (2023).

Na reunião do COPOM em fevereiro de 2023 ficou mantida a taxa SELIC de 13,75% ao ano como meta.

5.1.2 CAPEX e OPEX

A estrutura de custos de uma planta de biogás é composta pelo Capital Expenditure – CAPEX e pelo Operational Expenditure – OPEX (Elyasi *et al.*, 2021). O CAPEX representa todo o esforço financeiro necessário para colocar o projeto pronto para operar, todos os investimentos com a aquisição de bens de capital fixo e imobilizado (máquinas, equipamento, licenças, veículos, obras civis, etc.) (Cibiogas, 2023). O OPEX representa todas as despesas operacionais fixas e variáveis (logística, consumíveis, prestadores de serviços, fornecedores, impostos e tributos, etc.) (Elyasi *et al.*, 2021).

5.1.3 Indicadores de viabilidade econômica

Para mitigar os riscos e otimizar a performance da planta de biogás o estudo de viabilidade técnica e econômica são fundamentais (Cibiogas, 2023). Segundo

PMI (2017) o período de retorno (payback), retorno do investimento (ROI), taxa interna de retorno (TIR), fluxo de caixa descontado (FCD), valor presente líquido (VPL), análise de custo/benefício (ACB), são algumas das ferramentas de análise de investimento.

Os parâmetros mais utilizados para avaliar a lucratividade e a viabilidade de um projeto são: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR), período de retorno (payback) (Ferreira, 2017). A primeira análise é o fluxo de caixa que incorpora o prazo de realização dos fatos contábeis ocorridos no período (vendas do mês, impostos sobre vendas, custos com aquisição de materiais, salários, aluguel, etc.) sendo considerado um dos instrumentos que auxiliam na análise de investimento (Neto, 2023). O fluxo de caixa de um investimento representa o retorno financeiro tomada a cada período, considerando as entradas e saídas, conforme Eq. 1 (Alcantara, Zang e Fonceca-Zang, 2022).

$$FC_n = Receita_{mensal} - Custo_{mensal} \quad \text{Eq. 1}$$

Onde:

FC_n: Fluxo de caixa de um determinado mês “n” (reais);

Receita mensal: Somatório das entradas mensais (reais);

Custo mensal: Somatório das despesas mensais (reais).

O Valor Presente Líquido – VPL apresenta um caráter eliminatório para a análise de investimento, busca eliminar as implicações do tempo sobre os recursos no futuro, se o VPL obtido for inferior a 0 (zero), o projeto deve ser descartado, se o valor for positivo deve-se optar por aquele que tenha o maior VPL positivo, conforme Eq. 2 (Ferreira, 2017).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + K)^t} \quad \text{Eq. 2}$$

Onde:

VPL: Valor presente líquido do fluxo de caixa (reais);

FC_t: Fluxo de caixa no tempo (reais);

t : período de tempo (anos);
 k : Taxa de desconto do investimento (%).

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto para o qual o VPL do projeto passa a ser igual a zero. No cálculo o somatório das entradas do fluxo de caixa menos o investimento inicial, igualado à zero. A melhor opção é o projeto com maior TIR, aceitável desde que maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), conforme Eq. 3 (Neto, 2023).

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - \text{Investimento inicial} \quad \text{Eq. 3}$$

Onde:

FC_t : Fluxo de caixa no tempo (reais);

t : período de tempo (anos);

TIR : Taxa interna de retorno (%).

O *Payback* não considera a taxa de juros aplicada, corresponde ao quociente entre o investimento inicial dividido pelo lucro esperado em cada período (Ryba; Lenzi; Lenzi, 2016). É um indicador que apresenta o espaço de tempo necessário para que um investimento se pague ou seja totalmente recuperado e a partir deste ponto passe a dar lucro (Ferreira, 2017). O *Payback* descontado é calculado sobre o valor presente das entradas de caixa, conforme Equação 4 (Gitman e Zutter, 2017).

$$I = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1 + K)^t} \quad \text{Eq. 4}$$

Onde:

I : Payback (anos);

FC_t : Fluxo de caixa no período t (reais);

t : período de tempo (anos);

K: Custo do capital (%).

A TIR e o payback são considerados indicadores de risco, que apresentam a possibilidade de o projeto apresentar prejuízo (Ferreira, 2017).

Análise de sensibilidade é uma metodologia de avaliação de risco que revela o quanto a variação de um fator impacta em algum indicador do projeto (Guedes, 2020). Para Neto (2023) a análise de sensibilidade revela o quanto o resultado econômico se altera diante de modificação de variáveis de entrada. Com a análise de sensibilidade o investidor pode enxergar possíveis variações no cenário do seu investimento (Guedes, 2020). Na análise de sensibilidade busca isolar os fatores que induzem a mudanças significativas no VPL do projeto e na decisão de investimento (Samanez, 2009).

A geração de energia a partir do biogás ou biometano abrange os custos evitados com a compra de energia elétrica da concessionária, gastos evitados com combustível para produção de calor dos processos, substituição do combustível para frota local, venda de biometano para rede local, venda de energia elétrica para concessionária (leilões) e produção de hidrogênio (Coelho *et al.*, 2018).

5.2 CARACTERÍSTICAS DO ESTUDO

A escolha da produção de energia elétrica foi baseada na grande difusão desta aplicação do biogás no Brasil, cerca de 86% do volume total de biogás produzido no Brasil é utilizado na geração de energia elétrica (Milanez, Maia e GUIMARÃES, 2021). Para comparativo foi escolhida a tecnologia fotovoltaica que apresentou um crescimento de 79,8% em 2022, chegando a 30.126,5 GWh da oferta interna de energia elétrica brasileira (EPE, 2023).

Segundo levantamento da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), cerca de 69% da energia elétrica produzida pela fonte solar fotovoltaica pertence a modalidade GD (Absolar, 2024). Em 2022 a micro e a minigeração distribuída (GD) atingiram 17.325 MW de potência instalada, alavancadas por políticas de incentivo como o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), com destaque para o crescimento da fonte solar fotovoltaica (Epe, 2023).

A usina fotovoltaica adotada é um arranjo tecnológico de uma unidade não

real, situada no município de Toledo-PR, localizado em 24° 42' 50''S, 53° 44' 34''O. Composto por painéis fotovoltaicos, inversores, stringbox, quadro elétrico fotovoltaico, conectores e estrutura para montagem. Potência instalada de 75 kWp, 227 painéis de 330 Wp, com eficiência de 16,97% e vida útil de 25 anos.

Para comparação foi considerado um arranjo tecnológico de unidade não real, situado no Município de Toledo no sudoeste do paranaense, utilizando resíduos da agropecuária (dejetos suínos) como substrato para produção de biogás e no mesmo local uma usina fotovoltaica com a mesma potência instalada, 75 kW.

A opção pelo setor agropecuário foi devido ao número significativo de plantas de biogás (705), produzindo 295,93 MNm³/ano, sendo responsável por 63% do crescimento do número de plantas de biogás que entraram em operação em 2022, a suinocultura é responsável pelo maior número de adoções desta tecnologia, responsável por 14% do biogás produzido no país (Cibiogas, 2023).

Os dejetos suínos foram selecionados por terem um maior potencial na produção de metano em comparação com outros dejetos (bovinos, equinos e aviário) (Colatto e Langer, 2011). O estado do Paraná foi escolhido pela sua grande relevância no cenário do biogás e produção de suínos. Segundo dados do BIOGASMAP, o estado ocupa o segundo lugar no ranking nacional em número plantas de biogás em operação, 198 plantas, sendo que o estado instalou 29 novas plantas no ano de 2022, dessas 26 plantas para produção de energia elétrica através de geração distribuída (GD), com 24 plantas utilizando substratos da agropecuária (Cibiogas, 2023).

Segundo dados da Pesquisa de Pecuária Municipal (PPM) 2021, apresentada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o Brasil possui um plantel de 42.538.652 de suínos (porcos) e o estado do Paraná possui o segundo maior efetivo de rebanhos com 6.694.444 suínos, com município de Toledo-PR abrigando o maior plantel municipal do Brasil com 869.222 suínos (IBGE, 2021).

A opção pelo sistema de microgeração se deu pela sua vantagem econômica sobre os sistemas de minigeração, pois os sistemas de microgeração não entram com participação financeira para adequação do sistema de medição, melhorias ou reforços no sistema de distribuição, ficando a cargo da distribuidora, conforme consta na RN ANEEL nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023.

A microgeração de GD é caracterizada por uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fontes de

energia renovável, como a energia solar fotovoltaica ou biogás,

A microgeração de GD é caracterizada por uma central geradora de energia elétrica com potência de até 75 kW, que utiliza cogeração qualificada ou fontes renováveis, conectada à rede de distribuição de energia através das instalações das unidades consumidoras, conforme a Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Segundo a norma Copel nº NTC 905.200 a potência instalada é o somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades de um central geradora (Copel, 2014).

O número de cabeças do plantel foi estimado com base nos trabalhos de Avaci *et al.* (2013), que estudou a produção de biogás em uma granja de suínos real localizada no sudoeste paranaense, mesma região desse estudo, considerando um plantel de um pouco mais de 4.673 suínos, número esse próximo do estudo de Martins e Oliveira (2011) que estudou a viabilidade de investimento em uma planta de biogás com produção de energia elétrica através de um grupo motogerador, com um biodigestor com tempo de retenção hidráulica (TRH) de 30 dias, que utilizou um plantel de 4.167 suínos em fase de crescimento e terminação (UT), apontando que o investimento é exitoso para o consumo próprio de energia. Para esse trabalho foi adotado o valor de 4.000 suínos seguindo os trabalhos mencionados.

As configurações do sistema motogerador, foram extraídos do datasheet do fabricante: motor de combustão interna de 4 cilindros em linha, 1800 rpm, sistema de refrigeração com ventilador e radiador, preparado para operação com, turbo alimentado, com consumo de 47 m³ biogás/hora em regime contínuo; sistema de geração de energia elétrica contempla um alternador síncrono, com potência em regime contínuo de 75 kW, fator de potência 0,8, fechamento trifásico, com tensão de 380/220 V, 60Hz, 4 polos, grau de proteção IP23 (Enermac, 2019).

O biodigestor mais utilizado para este tipo de aplicação é o de lagoa coberta (BLC) devido as características da biomassa, em torno de 3% de sólidos totais e, por ser o mais aplicado neste tipo de instalação agroindustrial (Kunz, Steinmetz e Amaral 2022).

Os valores para manutenção dos biodestores e sistema de purificação foram estimados em 2,5% do valor de aquisição dos mesmos, conforme citado por Martins e Oliveira (2011). Os valores destinados a manutenção do conjunto motogerador seguiram as recomendações do fornecedor, inclusive a troca das camisas, pistões e demais peças a cada 26.000 horas de trabalho (Enermac, 2019). A mão-de-obra

para O&M foi designado um técnico operacional com base na média salarial praticada em Toledo-PR (Glassdoor, 2022).

A correção da tarifa de energia elétrica se deu através da média dos índices de correção dos últimos anos, 9,49%, conforme valores homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel, 2023). Para correção dos valores de OPEX foi utilizado a média do IPCA dos últimos 5 anos, 5,79% (IBGE, 2023). A vida útil considerada na análise foi de 25 anos para todos os cenários, tendo em vista a vida útil dos painéis fotovoltaicos.

5.3 DIMENSIONAMENTO TEÓRICO DA PLANTA DE BIOGÁS

Para demonstrar a viabilidade financeira neste trabalho foi realizado um estudo teórico comparando uma planta de biogás e uma usina fotovoltaica ambas para produção de eletricidade na modalidade geração distribuída (GD), na faixa limite da microgeração, 75 kW de potência instalada, aproveitando os incentivos para essa modalidade, conforme Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

Para o desenvolvimento da análise econômica foi necessário estimar a demanda de biogás em função do tempo de operação do grupo motogerador e número de animais necessários para fornecer a matéria prima para o biodigestor.

Para o cálculo da produção do biogás se faz necessário estimar a produção de dejetos através do número de indivíduos do plantel. A Instrução Normativa nº 11 do IMA-SC, no seu anexo 7 auxilia nesta tarefa indicando o consumo médio de água e a produção média de dejetos em sistemas especializados de produção de suínos. A Tabela 6 reproduz parcialmente os valores contidos no anexo 7.

Tabela 6 – Média diária (L/animal/dia).

Sistema de produção	Consumo de água	Produção de dejetos
Ciclo completo (CC)	92,0	50,6
Unidade desmamados (UPD)	19,3	11,4
Crechário (CR)	2,7	1,6
Unidade terminação (UCT)	8,3	4,5

Fonte: Adaptado da IN-11 Anexo 7 do IMA-SC (2022).

O valor obtido na Tabela 6 é 4,5 litros diários por animal em uma unidade de terminação. O valor é próximo do valor obtido na metodologia de Kunz, 4,46 litros diários por animal em uma unidade de terminação de suínos (Mito *et al.* 2018). A Tabela 7 mostra os parâmetros apontados por Cibiogás (2018).

Tabela 7 – Parâmetros para granja de terminação.

Tipo de rebanho	SV (kg _{sv} / m ³)	B _o (m ³ _{CH₄} / kg _{sv})	PE _{ca} (m ³ /animal dia)
Suínos	80,35	0,33	0,0046

Fonte: Adaptado de Cibiogás (2018).

Através da Equação 5 sugerida por Mito *et al.* (2018) é possível estimar o valor da produção diária de dejetos pelo número de animais. O volume diário de dejetos depende da massa do animal, qualidade da alimentação e do manejo dos dejetos (Martins e Oliveira, 2011).

$$PDD_{suínos} = N_{animais} * PE_{ca}$$

Eq. 5

Onde:

PDD_{suínos}: produção diário de dejetos (m³/dia);

N_{animais}: número de animais (número inteiro);

PE_{ca}: produção de dejetos por categoria (L / animal dia).

Como mencionado por Linhares e Justino (2023) o biodigestor mais utilizado nessas aplicações é o biodigestor de lagoa coberta (BLC) devido a características da biomassa, em torno de 3% de sólidos totais. Para estimativa diária de produção de biogás para este tipo de digestor é dada pela Equação 6.

$$Prod_{biogás} = \frac{MCF * SV_{dejetos} * B_o}{\% CH_4} * PDD_{suínos}$$

Eq. 6

Onde:

Prod_{biogás}: produção diária de metano (m³/dia);

Bo: capacidade máxima de produção por kg de dejetos (m^3/kg_{sv});

SVdejetos: concentração de sólidos voláteis (kg_{sv} / m^3);

MCF: fator de eficiência conversão (%).

Utilizando valores das médias históricas de conversão apontadas pelo estudo de CIBIOGAS (2018) temos os valores para determinar a produção de biogás conforme Tabela 8.

Tabela 8 – Valores de produção de biogás.

MCF	PEca(m^3 /animal dia)	Prod. Biogás	Prod. Biogás
		$m^3_{biogás}/animal$	$m^3_{biogás} / m^3_{dejetos}$
60%	0,0046	0,12	26,08
80%	0,0046	0,16	34,78

Fonte: Adaptado de CIBIOGAS (2018).

A Equação 7 diz respeito ao tempo diário de operação do conjunto motogerador, que é definido pela quantidade de biogás necessário por hora de trabalho (datasheet do fabricante) e a quantidade disponível diariamente de biogás.

$$T_{op} = \frac{Prod_{biogás}}{Q_h}$$

Eq. 7

Onde:

Prod_{biogás}: produção diária de metano (m^3/dia);

Q_h: Vazão horária de biogás (m^3/h);

T_{op}: Horas de operação diária (h).

Para o cálculo da energia produzido pelo motogerador será usada a Eq. 8:

$$E_p = P_{nominal} * T_{op}$$

Eq. 8

Onde:

E_p : Energia produzida por dia de operação (kWh);

P_{nominal} : Potência nominal do conjunto (kW);

T_{op} : Horas de operação diária (h).

5.4 DIMENSIONAMENTO TEÓRICO DA USINA FOTOVOLTAICA

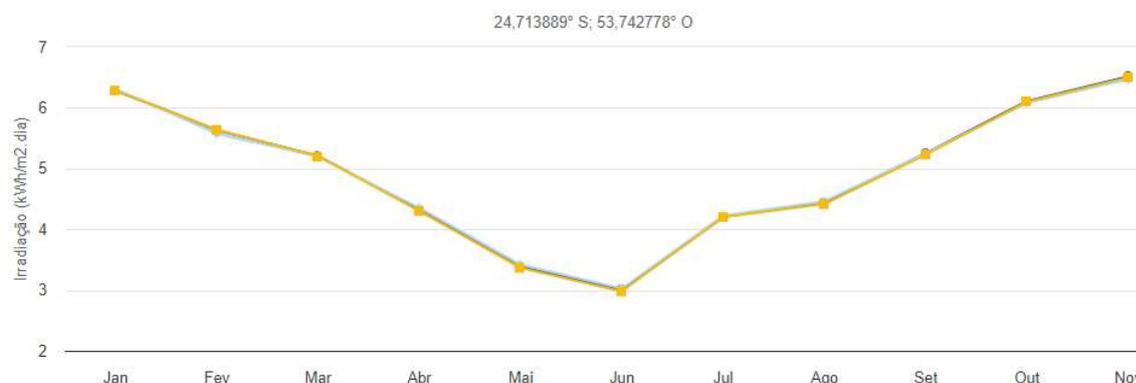
Para demonstrar a viabilidade financeira neste trabalho foi realizado um estudo teórico comparando uma planta de biogás e uma usina fotovoltaica ambas para produção de eletricidade na modalidade geração distribuída (GD), na faixa limite da microgeração, 75 kW de potência instalada, aproveitando os incentivos para essa modalidade, conforme Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. A localização de ambas no município de Toledo-PR.

Para dimensionamento do sistema de geração fotovoltaico on-grid, foi analisado a quantidade de energia a se produzir, irradiação solar local, características dos módulos e condições ambientais, utilizando os formulários sugerido por Villalva e Gazoli (2012).

O município eleito para o estudo é Toledo no sudoeste do paranaense. Localizado na latitude 24° 42' 50" S e longitude 53° 44' 34" O.

Para determinar o valor da irradiação solar local foram utilizados os valores das médias mensais do total diário em kWh/m²/dia, obtidos através do banco de dados da plataforma SunData (Cresesb, 2022). A Figura 18 mostra a variação de irradiação solar e a Tabela 9 mostra as médias de irradiação no município de Toledo-PR.

Figura 18 – Variação da irradiação solar no município de Toledo-PR.



Fonte: Cresesb (2022).

Tabela 9 – Médias da irradiação solar no município de Toleto-PR.

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
✓	Plano Horizontal	0° N	6,29	5,63	5,21	4,33	3,38	3,01	3,20	4,21	4,44	5,25	6,11	6,52	4,80	3,51
✓	Ângulo igual a latitude	25° N	5,62	5,36	5,40	4,98	4,26	3,97	4,14	5,08	4,77	5,13	5,55	5,72	5,00	1,75
✓	Maior média anual	20° N	5,81	5,48	5,42	4,91	4,13	3,82	4,00	4,96	4,76	5,21	5,72	5,94	5,01	2,12
✓	Maior mínimo mensal	45° N	4,63	4,66	5,02	5,00	4,52	4,33	4,46	5,24	4,56	4,56	4,63	4,63	4,69	,91

Fonte: Cresesb (2022).

Para o dimensionamento dos painéis fotovoltaicos, considerando um sistema interligado, utilizou-se a inclinação de 20° norte, que maximiza a energia anual, considerando a média mensal com maior incidência solar (5,01 kWh/m².dia).

Para determinar a quantidade de energia produzida pelo módulo fotovoltaico considera-se a irradiação solar média incidente na área do módulo, a área do módulo e a eficiência do módulo, conforme Eq. 9 sugerida por Villalva e Gazoli (2012).

$$E_p = E_s \cdot A_m \cdot \mu_m$$

Eq. 9

Onde:

E_p : energia produzida (kWp);

E_s : irradiação solar média incidente (kWh/ m²);

A_m : área do módulo (m²);

μ_m : eficiência do módulo (%).

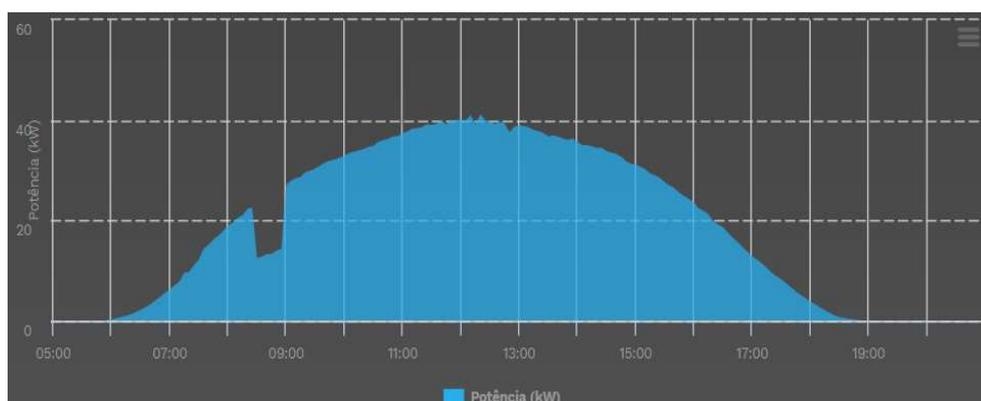
Para uma potência instalada de 75kWp foram necessários 227 módulos fotovoltaicos de 330 Wp, eficiência de 16,97%, 72 células de silício policristalino, com altura de 1,96 m, largura de 0,992 e área igual a 1,94432 m², com produção diária de 375,24 kWh/dia e produção anual de 135,09 MWh/ano, com garantia de 25 anos de potência linear. O Quadro 6 mostra as características da usina fotovoltaica dimensionada e a Figura 19 apresenta o gráfico típico de produção energia elétrica de uma usina fotovoltaica.

Quadro 6 – Valores estimados da usina fotovoltaica.

Irradiação solar diária média	5,01	kWh/m ² *dia
Capacidade de cada painel	330	Wp
Largura painel	1,96	m
Altura painel	0,992	m
Área painel	1,94432	m ²
Eficiência	16,97%	
Quantidade de paineis	227	
Potencia instalada da usina	75	kWp
Produção diaria	375,243492	kWh/dia
Produção mensal da planta	11257,30476	kWh/mês
Produção anual da planta	135,09	MWh/ano

Fonte: O autor (2022).

Figura 19 – Produção típica de uma usina fotovoltaica com 75 kWp.



Fonte: CICE IFSP BTV (2020).

5.5 CALCULO DOS CENÁRIOS

Cenário A – Geração de energia elétrica a partir do biogás com tecnologia de conversão por motogerador, na forma de geração distribuída (GD) com autoconsumo remoto, com receita através de cessão de créditos na mesma área de concessão da Companhia Paranaense de Energia (COPEL) no estado do Paraná. Os créditos foram comercializados através de cooperativa, com valor de remuneração final, após desconto da taxa de administração e impostos, de R\$ 0,50 por kWh. Este cenário utiliza recursos próprios.

Cenário B – Geração de energia elétrica a partir do biogás com tecnologia de

conversão por motogerador, na forma de geração distribuída (GD) com consumo junto a carga. Este cenário recebe uma alavancagem financeira de 100% do BNDES para OPEX, através da linha de crédito Pronaf ABC+ agroindústria, com taxa de juros de 6% ao ano (a.a), com prazo de 10 anos e 3 anos de carência, com amortização pelo Sistema de Amortização Constante (SAC) e correção monetária pelo IPCA. A receita foi gerada através de custos evitados. Toda a energia gerada é consumida pelo cliente (autoconsumo), que pertence ao grupo tarifário B2 Rural e encontra-se dentro da rede de distribuição da COPEL-PR.

Cenário C – Geração de energia elétrica a partir do biogás com tecnologia de conversão por motogerador, na forma de geração distribuída (GD) com consumo junto a carga. A receita é gerada através de custo evitado. Toda a energia gerada é consumida pelo cliente (autoconsumo), que pertence ao grupo tarifário B2 Rural e encontra-se dentro da rede de distribuição da COPEL-PR. Este cenário utiliza recursos próprios.

Cenário D – Geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos, na forma de geração distribuída (GD) com consumo junto a carga. Este cenário recebe uma alavancagem financeira, mediante um empréstimo de 100 % do CAPEX. Optou-se pela linha de crédito Pronaf ABC+ agroindústria, com taxa de juros de 6% a.a., com prazo de 10 anos e 3 anos de carência, com amortização pelo Sistema de Amortização Constante (SAC) e correção monetária pelo IPCA. A receita gerada através de custo evitado. Toda a energia gerada é consumida pelo cliente (autoconsumo), que pertence ao grupo tarifário B2 Rural e se encontra dentro da rede de distribuição da COPEL-PR. Este cenário utiliza recursos próprios.

Cenário E – Geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos, na forma de geração distribuída (GD) com consumo junto a carga. A receita gerada através de custo evitado. Toda a energia gerada é consumida pelo cliente (autoconsumo), que pertence ao grupo tarifário B2 Rural e se encontra dentro da rede de distribuição da COPEL-PR. Este cenário utiliza recursos próprios.

Os dados foram levantados por meio de contato com fornecedores do ramo, não foram considerados descontos e fretes. São considerados como valores estimativos e para uma aplicação em caso real deverão ser avaliados as cotações com fornecedores reais, levando-se em conta o frete e a montagem.

5.5.1 Cenário A

A Tabela 10 mostra o fluxo de caixa projetado para um cenário B, os valores destacados em vermelho indicam valores negativos, o que sugere despesas, enquanto os números em preto representam valores positivos, indicando receitas ou saldos positivos. A função desse fluxo de caixa é ajudar na tomada de decisões estratégicas, como avaliar a viabilidade de projetos.

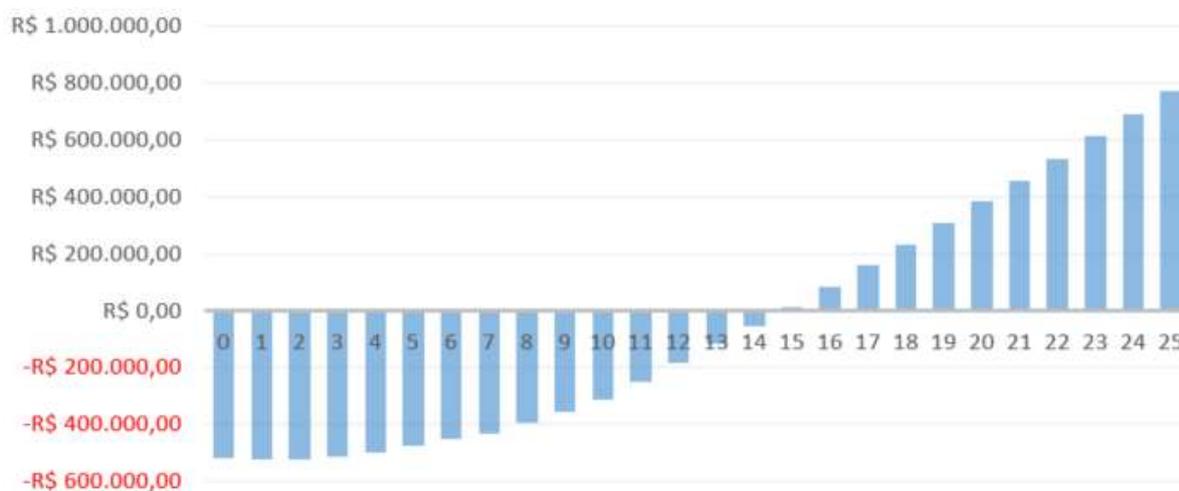
Tabela 10 – Fluxo de caixa do cenário A

Horas de operação	Ano	Receitas	Depreciação	OPEX	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado descontado
	0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 518.791,16	-R\$ 518.791,16
3727,66	1	R\$ 139.787,23	-R\$ 51.879,12	-R\$ 92.687,19	-R\$ 4.779,07	-R\$ 523.135,77
7455,32	2	R\$ 153.053,04	-R\$ 51.879,12	-R\$ 98.053,78	R\$ 3.120,15	-R\$ 520.557,14
11182,98	3	R\$ 167.577,78	-R\$ 51.879,12	-R\$ 103.731,09	R\$ 11.967,57	-R\$ 511.565,72
14910,64	4	R\$ 183.480,91	-R\$ 51.879,12	-R\$ 109.737,12	R\$ 21.864,67	-R\$ 496.631,86
18638,30	5	R\$ 200.893,25	-R\$ 51.879,12	-R\$ 116.090,90	R\$ 32.923,23	-R\$ 476.189,13
22365,96	6	R\$ 219.958,01	-R\$ 51.879,12	-R\$ 122.812,56	R\$ 45.266,33	-R\$ 450.637,46
26093,62	7	R\$ 240.832,03	-R\$ 51.879,12	-R\$ 151.127,54	R\$ 37.825,37	-R\$ 431.227,06
29821,28	8	R\$ 263.686,99	-R\$ 51.879,12	-R\$ 137.445,98	R\$ 74.361,90	-R\$ 396.536,69
33548,94	9	R\$ 288.710,88	-R\$ 51.879,12	-R\$ 145.404,10	R\$ 91.427,67	-R\$ 357.762,44
37276,60	10	R\$ 316.109,55	-R\$ 51.879,12	-R\$ 153.823,00	R\$ 110.407,43	-R\$ 315.195,59
41004,26	11	R\$ 346.108,34		-R\$ 162.729,35	R\$ 183.378,99	-R\$ 250.922,37
44731,91	12	R\$ 378.954,03		-R\$ 172.151,38	R\$ 206.802,65	-R\$ 185.028,67
48459,57	13	R\$ 414.916,76		-R\$ 182.118,94	R\$ 232.797,82	-R\$ 117.595,44
52187,23	14	R\$ 454.292,36		-R\$ 224.107,26	R\$ 230.185,10	-R\$ 56.980,51
55914,89	15	R\$ 497.404,71		-R\$ 203.818,85	R\$ 293.585,85	R\$ 13.301,61
59642,55	16	R\$ 544.608,42		-R\$ 215.619,97	R\$ 328.988,45	R\$ 84.899,08
63370,21	17	R\$ 596.291,75		-R\$ 228.104,36	R\$ 368.187,39	R\$ 157.743,00
67097,87	18	R\$ 652.879,84		-R\$ 241.311,60	R\$ 411.568,24	R\$ 231.767,16
70825,53	19	R\$ 714.838,14		-R\$ 255.283,55	R\$ 459.554,59	R\$ 306.908,01
74553,19	20	R\$ 782.676,28		-R\$ 270.064,46	R\$ 512.611,81	R\$ 383.104,49
78280,85	21	R\$ 856.952,26		-R\$ 332.329,01	R\$ 524.623,25	R\$ 453.997,13
82008,51	22	R\$ 938.277,03		-R\$ 302.243,30	R\$ 636.033,73	R\$ 532.131,31
85736,17	23	R\$ 1.027.319,52		-R\$ 319.743,18	R\$ 707.576,33	R\$ 611.152,13
89463,83	24	R\$ 1.124.812,14		-R\$ 338.256,31	R\$ 786.555,83	R\$ 691.007,68
93191,49	25	R\$ 1.231.556,81		-R\$ 357.841,35	R\$ 873.715,46	R\$ 771.648,12

Fonte: O autor (2023).

No cenário A o Fluxo de Caixa Descontado Acumulado do projeto torna-se positivo no ano 15. O payback descontado ficou em 14 anos e 10 meses. O VPL para o período de 25 anos do projeto é aceitável com valor de R\$ 234.208,61. A TIR para o período de 25 anos ficou positiva, 16,59%, acima da TMA, 13,75%. Com esses indicadores o projeto é considerado viável neste cenário. A figura 20 apresenta o gráfico do fluxo de caixa descontado.

Figura 20 – Fluxo de caixa descontado acumulado do cenário A.



Fonte: O autor (2023).

5.5.2 Cenário B

No cenário B o VPL para o período ficou com valor positivo de R\$ 730.846,88. A TIR para o período ficou positiva em 20,64%, acima da TMA de 13,75%.

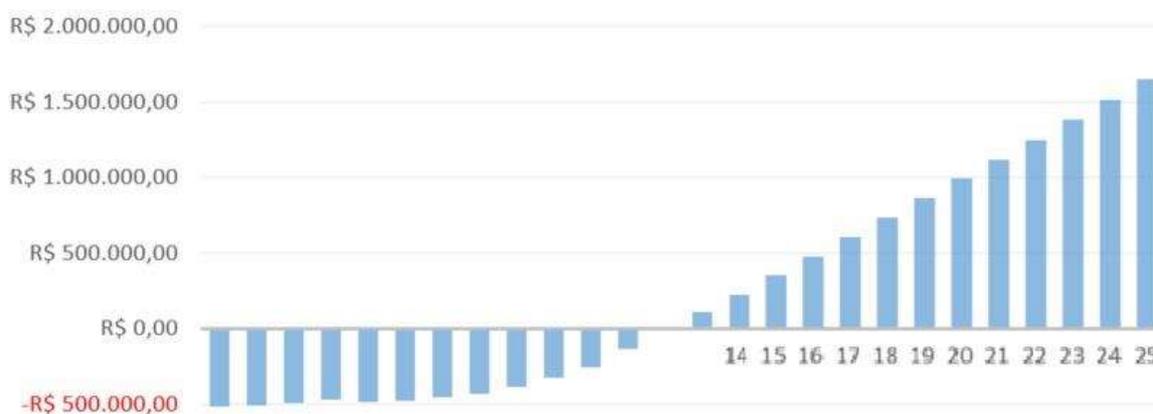
No cenário B o Fluxo de Caixa Descontado Acumulado do projeto torna-se positivo no ano 13, Tabela 11. O payback descontado ficou em 12 anos e 2 meses. Com esses indicadores o projeto é aceitável para o prazo de 25 anos, considerado este cenário. A Figura 21 apresenta o gráfico do fluxo de caixa descontado para o cenário B.

Tabela 11 – Fluxo de caixa do cenário B

Ano	Receitas	Depreciação	OPEX	Despesas financeiras	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado descontado
0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	-R\$ 518.791,16	-R\$ 518.791,16
1	R\$ 204.525,50	-R\$ 51.879,12	-R\$ 92.687,19	-R\$ 54.473,07	R\$ 5.486,12	-R\$ 513.803,78
2	R\$ 223.934,97	-R\$ 51.879,12	-R\$ 98.053,78	-R\$ 54.473,07	R\$ 19.529,00	-R\$ 497.664,11
3	R\$ 245.186,40	-R\$ 51.879,12	-R\$ 103.731,09	-R\$ 54.473,07	R\$ 35.103,12	-R\$ 471.290,62
4	R\$ 268.454,59	-R\$ 51.879,12	-R\$ 109.737,12	-R\$ 125.251,01	-R\$ 18.412,66	-R\$ 483.866,71
5	R\$ 293.930,93	-R\$ 51.879,12	-R\$ 116.090,90	-R\$ 117.469,14	R\$ 8.491,77	-R\$ 478.593,99
6	R\$ 321.824,97	-R\$ 51.879,12	-R\$ 122.812,56	-R\$ 109.687,27	R\$ 37.446,02	-R\$ 457.456,69
7	R\$ 352.366,16	-R\$ 51.879,12	-R\$ 151.127,54	-R\$ 101.905,41	R\$ 47.454,10	-R\$ 433.105,24
8	R\$ 385.805,71	-R\$ 51.879,12	-R\$ 137.445,98	-R\$ 94.123,54	R\$ 102.357,08	-R\$ 385.354,91
9	R\$ 422.418,67	-R\$ 51.879,12	-R\$ 145.404,10	-R\$ 86.341,67	R\$ 138.793,78	-R\$ 326.492,80
10	R\$ 462.506,20	-R\$ 51.879,12	-R\$ 153.823,00	-R\$ 78.559,80	R\$ 178.244,28	-R\$ 257.771,91
11	R\$ 506.398,04		-R\$ 162.729,35		R\$ 343.668,69	-R\$ 137.318,13
12	R\$ 554.455,21		-R\$ 172.151,38		R\$ 382.303,84	-R\$ 15.504,34
13	R\$ 607.073,01		-R\$ 182.118,94		R\$ 424.954,07	R\$ 107.589,71
14	R\$ 664.684,24		-R\$ 224.107,26		R\$ 440.576,98	R\$ 223.607,40
15	R\$ 727.762,78		-R\$ 203.818,85		R\$ 523.943,92	R\$ 349.035,41
16	R\$ 796.827,47		-R\$ 215.619,97		R\$ 581.207,50	R\$ 475.523,10
17	R\$ 872.446,39		-R\$ 228.104,36		R\$ 644.342,03	R\$ 603.002,73
18	R\$ 955.241,55		-R\$ 241.311,60		R\$ 713.929,95	R\$ 731.409,31
19	R\$ 1.045.893,98		-R\$ 255.283,55		R\$ 790.610,43	R\$ 860.680,43
20	R\$ 1.145.149,32		-R\$ 270.064,46		R\$ 875.084,85	R\$ 990.756,22
21	R\$ 1.253.823,99		-R\$ 332.329,01		R\$ 921.494,98	R\$ 1.115.278,36
22	R\$ 1.372.811,88		-R\$ 302.243,30		R\$ 1.070.568,59	R\$ 1.246.793,40
23	R\$ 1.503.091,73		-R\$ 319.743,18		R\$ 1.183.348,55	R\$ 1.378.947,59
24	R\$ 1.645.735,14		-R\$ 338.256,31		R\$ 1.307.478,82	R\$ 1.511.690,16
25	R\$ 1.801.915,40		-R\$ 357.841,35		R\$ 1.444.074,05	R\$ 1.644.972,41

Fonte: O autor (2023).

Figura 21 – Fluxo de caixa descontado acumulado do cenário B.



Fonte: O autor (2023).

A Tabela 12 apresenta os valores do financiamento para o cenário B.

Tabela 12 – Financiamento do cenário B.

Período	Amortização	Correção	Juros	Saldo devedor	Valor Parcela
0	0	0	0	R\$ 518.791,16	R\$ 0,00
1	R\$ 0,00	R\$ 31.127,47	R\$ 23.345,60	R\$ 518.791,16	-R\$ 54.473,07
2	R\$ 0,00	R\$ 31.127,47	R\$ 23.345,60	R\$ 518.791,16	-R\$ 54.473,07
3	R\$ 0,00	R\$ 31.127,47	R\$ 23.345,60	R\$ 518.791,16	-R\$ 54.473,07
4	R\$ 74.113,02	R\$ 31.127,47	R\$ 20.010,52	R\$ 444.678,14	-R\$ 125.251,01
5	R\$ 74.113,02	R\$ 26.680,69	R\$ 16.675,43	R\$ 370.565,11	-R\$ 117.469,14
6	R\$ 74.113,02	R\$ 22.233,91	R\$ 13.340,34	R\$ 296.452,09	-R\$ 109.687,27
7	R\$ 74.113,02	R\$ 17.787,13	R\$ 10.005,26	R\$ 222.339,07	-R\$ 101.905,41
8	R\$ 74.113,02	R\$ 13.340,34	R\$ 6.670,17	R\$ 148.226,05	-R\$ 94.123,54
9	R\$ 74.113,02	R\$ 8.893,56	R\$ 3.335,09	R\$ 74.113,02	-R\$ 86.341,67
10	R\$ 74.113,02	R\$ 4.446,78	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 78.559,80

Fonte: O autor (2023).

5.5.3 Cenário C

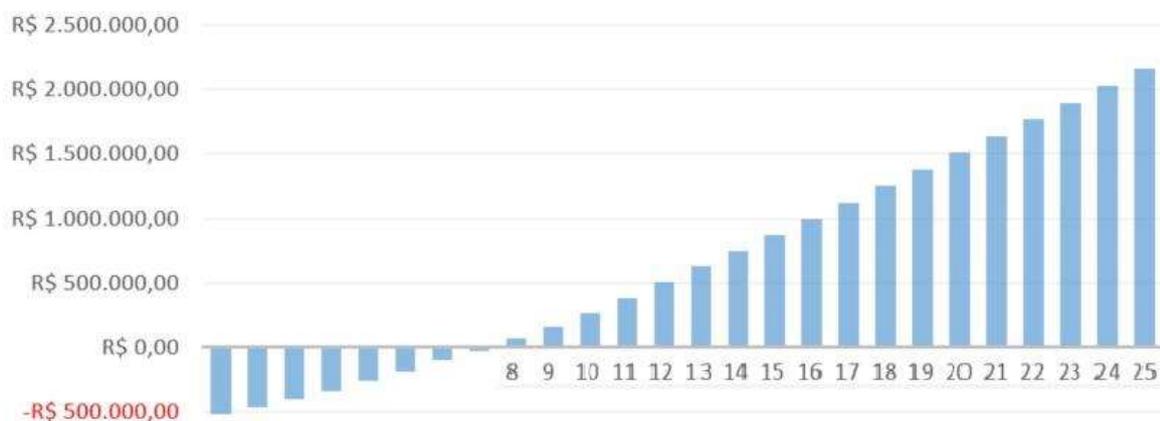
No cenário C o Fluxo de Caixa Descontado Acumulado do projeto torna-se positivo no ano 8, Tabela 13. O payback descontado ficou em 7 anos e 4 meses. O VPL para o período do projeto foi de R\$ 1.168.654,65. A TIR para o período de 25 anos ficou positiva, 27,24%, acima da TMA de 13,75%. Com esses indicadores o projeto é considerado viável neste cenário. A Figura 22 apresenta o gráfico do fluxo de caixa descontado para o cenário C.

Tabela 13 – Fluxo de caixa do cenário C

Ano	Receitas	Depreciação	OPEX	Despesas financeiras	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado descontado
0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 518.791,16	-R\$ 518.791,16	-R\$ 518.791,16
1	R\$ 204.525,50	-R\$ 51.879,12	-R\$ 92.687,19	R\$ 0,00	R\$ 59.959,19	-R\$ 464.282,80
2	R\$ 223.934,97	-R\$ 51.879,12	-R\$ 98.053,78	R\$ 0,00	R\$ 74.002,07	-R\$ 403.124,07
3	R\$ 245.186,40	-R\$ 51.879,12	-R\$ 103.731,09	R\$ 0,00	R\$ 89.576,19	-R\$ 335.824,15
4	R\$ 268.454,59	-R\$ 51.879,12	-R\$ 109.737,12	R\$ 0,00	R\$ 106.838,35	-R\$ 262.852,12
5	R\$ 293.930,93	-R\$ 51.879,12	-R\$ 116.090,90	R\$ 0,00	R\$ 125.960,91	-R\$ 184.640,31
6	R\$ 321.824,97	-R\$ 51.879,12	-R\$ 122.812,56	R\$ 0,00	R\$ 147.133,29	-R\$ 101.587,40
7	R\$ 352.366,16	-R\$ 51.879,12	-R\$ 151.127,54	R\$ 0,00	R\$ 149.359,50	-R\$ 24.942,36
8	R\$ 385.805,71	-R\$ 51.879,12	-R\$ 137.445,98	R\$ 0,00	R\$ 196.480,61	R\$ 66.717,30
9	R\$ 422.418,67	-R\$ 51.879,12	-R\$ 145.404,10	R\$ 0,00	R\$ 225.135,45	R\$ 162.196,71
10	R\$ 462.506,20	-R\$ 51.879,12	-R\$ 153.823,00	R\$ 0,00	R\$ 256.804,09	R\$ 261.205,80
11	R\$ 506.398,04		-R\$ 162.729,35		R\$ 343.668,69	R\$ 381.659,58
12	R\$ 554.455,21		-R\$ 172.151,38		R\$ 382.303,84	R\$ 503.473,36
13	R\$ 607.073,01		-R\$ 182.118,94		R\$ 424.954,07	R\$ 626.567,42
14	R\$ 664.684,24		-R\$ 224.107,26		R\$ 440.576,98	R\$ 742.585,11
15	R\$ 727.762,78		-R\$ 203.818,85		R\$ 523.943,92	R\$ 868.013,12
16	R\$ 796.827,47		-R\$ 215.619,97		R\$ 581.207,50	R\$ 994.500,80
17	R\$ 872.446,39		-R\$ 228.104,36		R\$ 644.342,03	R\$ 1.121.980,44
18	R\$ 955.241,55		-R\$ 241.311,60		R\$ 713.929,95	R\$ 1.250.387,02
19	R\$ 1.045.893,98		-R\$ 255.283,55		R\$ 790.610,43	R\$ 1.379.658,14
20	R\$ 1.145.149,32		-R\$ 270.064,46		R\$ 875.084,85	R\$ 1.509.733,93
21	R\$ 1.253.823,99		-R\$ 332.329,01		R\$ 921.494,98	R\$ 1.634.256,07
22	R\$ 1.372.811,88		-R\$ 302.243,30		R\$ 1.070.568,59	R\$ 1.765.771,11
23	R\$ 1.503.091,73		-R\$ 319.743,18		R\$ 1.183.348,55	R\$ 1.897.925,30
24	R\$ 1.645.735,14		-R\$ 338.256,31		R\$ 1.307.478,82	R\$ 2.030.667,86
25	R\$ 1.801.915,40		-R\$ 357.841,35		R\$ 1.444.074,05	R\$ 2.163.950,12

Fonte: O autor (2023).

Figura 22 – Fluxo de caixa descontado acumulado do cenário C.



Fonte: O autor (2023).

5.5.4 Cenário D

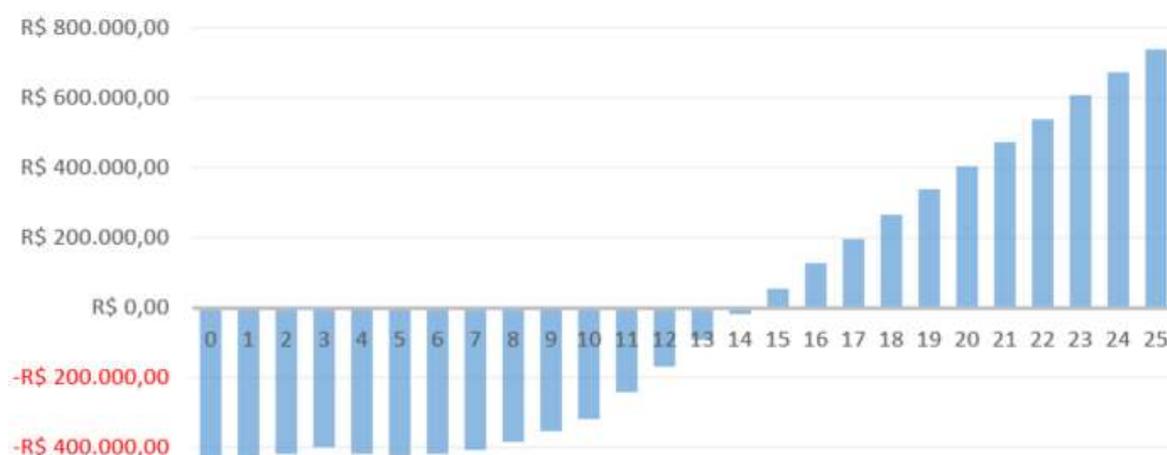
No cenário D o Fluxo de Caixa Descontado Acumulado do projeto torna-se positivo no ano 15, Tabela 14. O payback descontado ficou em 14 anos e 4 meses. O VPL para o período do projeto foi de R\$ 243.354,44. A TIR para o período de 25 anos a TIR ficou positiva, 17,07%, acima da TMA de 13,75%. A figura 23 apresenta o gráfico do fluxo de caixa descontado para o cenário D.

Tabela 14 – Fluxo de caixa do cenário D

Ano	Receitas	Depreciação	OPEX	Despesas financeiras	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado descontado
0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	-R\$ 434.057,78	-R\$ 434.057,78
1	R\$ 98.824,73	-R\$ 43.405,78	-R\$ 4.340,58	-R\$ 45.576,07	R\$ 5.502,30	-R\$ 429.055,69
2	R\$ 107.337,57	-R\$ 43.405,78	-R\$ 4.591,90	-R\$ 45.576,07	R\$ 13.763,82	-R\$ 417.680,63
3	R\$ 116.583,71	-R\$ 43.405,78	-R\$ 4.857,77	-R\$ 45.576,07	R\$ 22.744,10	-R\$ 400.592,65
4	R\$ 126.626,33	-R\$ 43.405,78	-R\$ 5.139,04	-R\$ 104.793,95	-R\$ 26.712,44	-R\$ 418.837,61
5	R\$ 137.534,02	-R\$ 43.405,78	-R\$ 5.436,59	-R\$ 98.283,08	-R\$ 9.591,43	-R\$ 424.793,13
6	R\$ 149.381,31	-R\$ 43.405,78	-R\$ 5.751,36	-R\$ 91.772,22	R\$ 8.451,95	-R\$ 420.022,22
7	R\$ 162.249,13	-R\$ 43.405,78	-R\$ 6.084,37	-R\$ 85.261,35	R\$ 27.497,64	-R\$ 405.911,59
8	R\$ 176.225,40	-R\$ 43.405,78	-R\$ 6.436,65	-R\$ 78.750,48	R\$ 47.632,49	-R\$ 383.690,68
9	R\$ 191.405,60	-R\$ 43.405,78	-R\$ 6.809,34	-R\$ 72.239,62	R\$ 68.950,87	-R\$ 354.448,78
10	R\$ 207.893,43	-R\$ 43.405,78	-R\$ 7.203,60	-R\$ 65.728,75	R\$ 91.555,31	-R\$ 319.150,24
11	R\$ 225.801,54		-R\$ 7.620,68		R\$ 218.180,86	-R\$ 242.679,18
12	R\$ 245.252,27		-R\$ 8.061,92		R\$ 237.190,34	-R\$ 167.103,03
13	R\$ 266.378,49		-R\$ 8.528,71		R\$ 257.849,79	-R\$ 92.413,13
14	R\$ 289.324,55		-R\$ 9.022,52		R\$ 280.302,03	-R\$ 18.600,85
15	R\$ 314.247,20		-R\$ 9.544,92		R\$ 304.702,27	R\$ 54.342,46
16	R\$ 341.316,70		-R\$ 10.097,57		R\$ 331.219,13	R\$ 126.425,39
17	R\$ 370.718,00		-R\$ 10.682,22		R\$ 360.035,77	R\$ 197.656,55
18	R\$ 402.651,94		-R\$ 11.300,72		R\$ 391.351,22	R\$ 268.044,50
19	R\$ 437.336,70		-R\$ 11.955,04		R\$ 425.381,66	R\$ 337.597,80
20	R\$ 475.009,23		-R\$ 12.647,23		R\$ 462.362,00	R\$ 406.324,97
21	R\$ 515.926,91		-R\$ 13.379,51		R\$ 502.547,40	R\$ 474.234,49
22	R\$ 560.369,27		-R\$ 14.154,18		R\$ 546.215,08	R\$ 541.334,81
23	R\$ 608.639,92		-R\$ 14.973,71		R\$ 593.666,21	R\$ 607.634,36
24	R\$ 661.068,65		-R\$ 15.840,69		R\$ 645.227,97	R\$ 673.141,52
25	R\$ 718.013,63		-R\$ 16.757,86		R\$ 701.255,77	R\$ 737.864,62

Fonte: O autor (2023).

Figura 23 – Fluxo de caixa descontado acumulado do cenário D



Fonte: O autor (2023).

A Tabela 15 apresenta os valores do financiamento para o cenário D

Tabela 15 – Financiamento do cenário D

Período	Amortização	Juros	Juros 2	Saldo devedor	Valor Parcela
0	0	0	0	R\$ 434.057,78	R\$ 0,00
1	R\$ 0,00	R\$ 26.043,47	R\$ 19.532,60	R\$ 434.057,78	-R\$ 45.576,07
2	R\$ 0,00	R\$ 26.043,47	R\$ 19.532,60	R\$ 434.057,78	-R\$ 45.576,07
3	R\$ 0,00	R\$ 26.043,47	R\$ 19.532,60	R\$ 434.057,78	-R\$ 45.576,07
4	R\$ 62.008,25	R\$ 26.043,47	R\$ 16.742,23	R\$ 372.049,53	-R\$ 104.793,95
5	R\$ 62.008,25	R\$ 22.322,97	R\$ 13.951,86	R\$ 310.041,27	-R\$ 98.283,08
6	R\$ 62.008,25	R\$ 18.602,48	R\$ 11.161,49	R\$ 248.033,02	-R\$ 91.772,22
7	R\$ 62.008,25	R\$ 14.881,98	R\$ 8.371,11	R\$ 186.024,76	-R\$ 85.261,35
8	R\$ 62.008,25	R\$ 11.161,49	R\$ 5.580,74	R\$ 124.016,51	-R\$ 78.750,48
9	R\$ 62.008,25	R\$ 7.440,99	R\$ 2.790,37	R\$ 62.008,25	-R\$ 72.239,62
10	R\$ 62.008,25	R\$ 3.720,50	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 65.728,75

Fonte: O autor (2023).

5.5.5 Cenário E

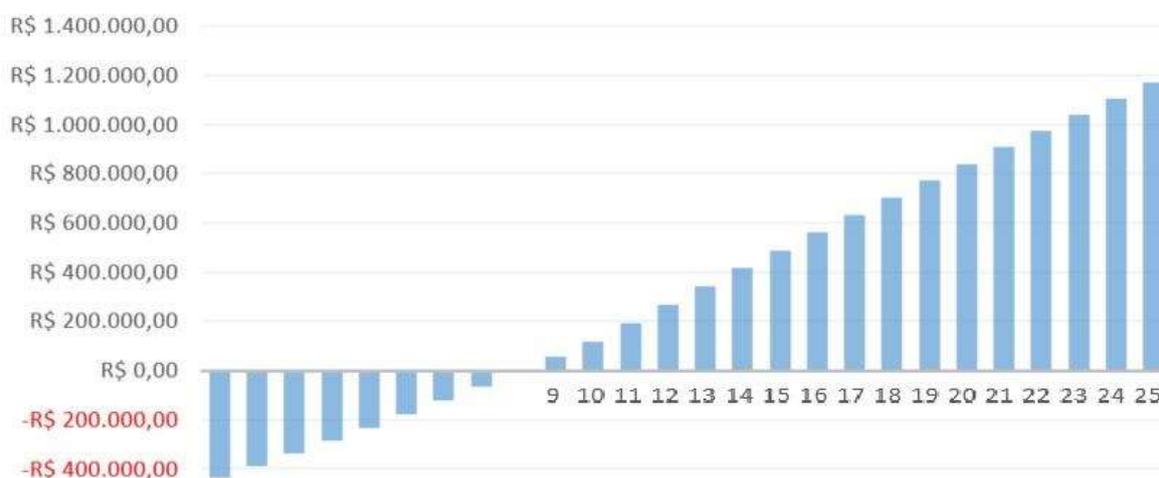
No cenário E o Fluxo de Caixa Descontado Acumulado do projeto torna-se positivo no ano 9, Tabela 16. O payback descontado ficou em 8 anos e 2 meses. O VPL para o período do projeto foi de R\$ 609.655,73. A TIR para o período ficou positiva, 24,06%, acima da TMA de 13,75%. A Figura 24 apresenta o gráfico do fluxo de caixa descontado para o cenário E.

Tabela 16 – Fluxo de caixa do cenário E

Ano	Receitas	Depreciação	OPEX	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado descontado
0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 434.057,78	-R\$ 434.057,78
1	R\$ 98.824,73	-R\$ 43.405,78	-R\$ 4.340,58	R\$ 51.078,37	-R\$ 387.622,90
2	R\$ 107.337,57	-R\$ 43.405,78	-R\$ 4.591,90	R\$ 59.339,89	-R\$ 338.581,67
3	R\$ 116.583,71	-R\$ 43.405,78	-R\$ 4.857,77	R\$ 68.320,16	-R\$ 287.251,72
4	R\$ 126.626,33	-R\$ 43.405,78	-R\$ 5.139,04	R\$ 78.081,51	-R\$ 233.921,00
5	R\$ 137.534,02	-R\$ 43.405,78	-R\$ 5.436,59	R\$ 88.691,65	-R\$ 178.850,46
6	R\$ 149.381,31	-R\$ 43.405,78	-R\$ 5.751,36	R\$ 100.224,17	-R\$ 122.276,53
7	R\$ 162.249,13	-R\$ 43.405,78	-R\$ 6.084,37	R\$ 112.758,99	-R\$ 64.413,34
8	R\$ 176.225,40	-R\$ 43.405,78	-R\$ 6.436,65	R\$ 126.382,97	-R\$ 5.454,75
9	R\$ 191.405,60	-R\$ 43.405,78	-R\$ 6.809,34	R\$ 141.190,49	R\$ 54.423,80
10	R\$ 207.893,43	-R\$ 43.405,78	-R\$ 7.203,60	R\$ 157.284,06	R\$ 115.063,62
11	R\$ 225.801,54		-R\$ 7.620,68	R\$ 218.180,86	R\$ 191.534,68
12	R\$ 245.252,27		-R\$ 8.061,92	R\$ 237.190,34	R\$ 267.110,83
13	R\$ 266.378,49		-R\$ 8.528,71	R\$ 257.849,79	R\$ 341.800,73
14	R\$ 289.324,55		-R\$ 9.022,52	R\$ 280.302,03	R\$ 415.613,01
15	R\$ 314.247,20		-R\$ 9.544,92	R\$ 304.702,27	R\$ 488.556,32
16	R\$ 341.316,70		-R\$ 10.097,57	R\$ 331.219,13	R\$ 560.639,25
17	R\$ 370.718,00		-R\$ 10.682,22	R\$ 360.035,77	R\$ 631.870,41
18	R\$ 402.651,94		-R\$ 11.300,72	R\$ 391.351,22	R\$ 702.258,36
19	R\$ 437.336,70		-R\$ 11.955,04	R\$ 425.381,66	R\$ 771.811,66
20	R\$ 475.009,23		-R\$ 12.647,23	R\$ 462.362,00	R\$ 840.538,83
21	R\$ 515.926,91		-R\$ 13.379,51	R\$ 502.547,40	R\$ 908.448,35
22	R\$ 560.369,27		-R\$ 14.154,18	R\$ 546.215,08	R\$ 975.548,67
23	R\$ 608.639,92		-R\$ 14.973,71	R\$ 593.666,21	R\$ 1.041.848,22
24	R\$ 661.068,65		-R\$ 15.840,69	R\$ 645.227,97	R\$ 1.107.355,37
25	R\$ 718.013,63		-R\$ 16.757,86	R\$ 701.255,77	R\$ 1.172.078,48

Fonte: O autor (2023).

Figura 24 – Fluxo de caixa descontado acumulado do cenário E.



Fonte: O autor (2023).

5.5.6 Resumo dos cenários

No Tabela 17 foi possível visualizar, de forma resumida, o tempo de retorno do investimento (payback), a taxa interna de retorno (TIR) e, o valor presente líquido (VPL) nos 5 cenários apresentados, do sistema de biogás (A, B e C) e do sistema fotovoltaico (D e E).

Tabela 17 – Comparativos entre os cenários.

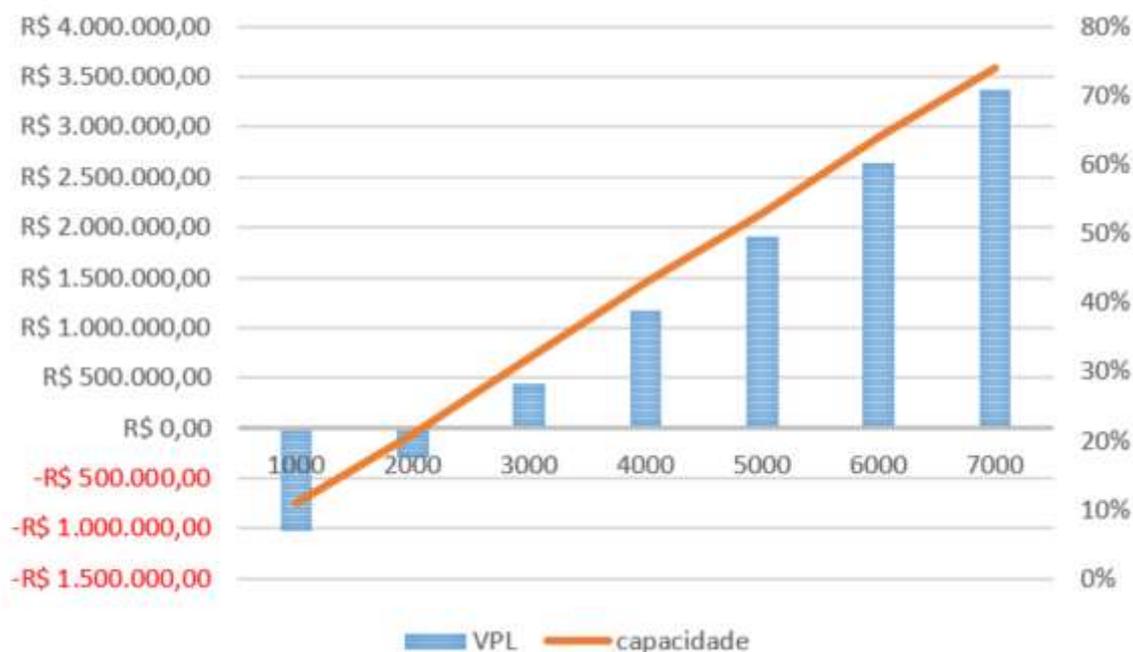
Cenário	Payback descontado	Financ.	TIR	VPL
A	14 anos e 10 meses	Não	16,59%	R\$ 235.133,59
B	12 anos e 2 meses	Sim	20,64%	R\$ 730.846,88
C	7 anos e 4 meses	Não	27,24%	R\$ 1.168.654,65
D	14 anos e 4 meses	Sim	17,07%	R\$ 243.208,61
E	8 anos e 2 meses	Não	24,06%	R\$ 609.655,73

Fonte: O autor (2023).

5.5.7 Estudo de sensibilidade

Após o estudo sobre a viabilidade dos diferentes cenários foi feito um estudo de sensibilidade levando-se em conta a variação do número de animais do plantel em relação ao VPL no cenário C, respeitando o fator de capacidade. A Figura 25 mostra o gráfico com a variação do número de cabeças de suínos e a evolução do valor do VPL.

Figura 25 – Variação do número de cabeças x VPL



Fonte: O autor (2023).

Pode-se notar que conforme o número de cabeças (suínos) aumenta no eixo horizontal (de 0 a 6000), tanto o Valor Presente Líquido (VPL) quanto o índice de capacidade aumenta. Com um plantel de 1.000 cabeças o VPL é de -R\$ 1.028.568,85 para 25 anos, com fator de capacidade de 11%; com um plantel de 2.000 cabeças o VPL é de -R\$ 295.706,20, com fator de capacidade de 21%; com plantel de 3.000 cabeças o VPL é de R\$ 436.988,41, com fator de capacidade de 32%, com plantel de 4.000 cabeças o VPL é de R\$ 1.168.654,65, com fator de capacidade de 43%; com plantel de 5.000 cabeças o VPL é de R\$ 1.901.494,96, com fator de capacidade de 53%, com plantel de 6.000 cabeças o VPL é de R\$ 2.633.477,77, com fator de capacidade de 64%; com plantel de 7.000 cabeças o VPL é de R\$ 3.364.638,88, com fator de capacidade de 74%. Com o aumento das horas de uso foi necessário acrescentar as manutenções pertinentes.

Avaliou-se também os impactos da variação da TMA e da taxa de juros em relação ao valor do VPL para o cenário B, que possui uma alavancagem financeira. Na Tabela 18 podemos verificar a variação do VPL.

Tabela 18 – Variação do VPL

	↓ JUROS							
	10,00%	11,00%	12,00%	13,00%	13,75%	15,00%	16,00%	← TMA
3,00%	R\$ 1.719.284,46	R\$ 1.412.636,61	R\$ 1.154.866,09	R\$ 937.417,74	R\$ 796.562,17	R\$ 596.982,30	R\$ 463.708,18	
4,00%	R\$ 1.694.513,78	R\$ 1.388.688,11	R\$ 1.131.695,84	R\$ 914.984,82	R\$ 774.657,07	R\$ 575.912,18	R\$ 443.268,45	
5,00%	R\$ 1.669.743,10	R\$ 1.364.739,61	R\$ 1.108.525,58	R\$ 892.551,90	R\$ 752.751,97	R\$ 554.842,07	R\$ 422.828,72	
6,00%	R\$ 1.644.972,41	R\$ 1.340.791,12	R\$ 1.085.355,33	R\$ 870.118,97	R\$ 730.846,88	R\$ 533.771,95	R\$ 402.388,99	
8,00%	R\$ 1.595.431,05	R\$ 1.292.894,12	R\$ 1.039.014,83	R\$ 825.253,13	R\$ 687.036,68	R\$ 491.631,71	R\$ 361.509,52	
9,00%	R\$ 1.570.660,36	R\$ 1.268.945,63	R\$ 1.015.844,57	R\$ 802.820,20	R\$ 665.131,59	R\$ 470.561,60	R\$ 341.069,79	
10,50%	R\$ 1.533.504,34	R\$ 1.233.022,88	R\$ 981.089,20	R\$ 769.170,82	R\$ 632.273,94	R\$ 438.956,42	R\$ 310.410,19	
12,00%	R\$ 1.496.348,31	R\$ 1.197.100,14	R\$ 946.333,82	R\$ 735.521,43	R\$ 599.416,29	R\$ 407.351,24	R\$ 279.750,59	
14,00%	R\$ 1.446.806,94	R\$ 1.149.203,15	R\$ 899.993,31	R\$ 690.655,58	R\$ 555.606,10	R\$ 365.211,01	R\$ 238.871,12	

Fonte: O autor (2023).

Cada célula da Tabela 18 é o resultado da interseção entre uma TMA específica e uma taxa de juros, representando um Valor Presente Líquido (VPL) associado. A sensibilidade do VPL às mudanças na TMA e nas taxas de juros pode ser observada. Variações significativas na Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e nas taxas de juros podem ter um impacto substancial no Valor Presente Líquido (VPL) e, conseqüentemente, na viabilidade econômica do projeto. No cenário B o VPL para o período de 25 anos ficou com valor positivo de R\$ 730.846,88, utilizando uma linha de crédito com taxa de juros de 6% a.a. e uma taxa mínima de atratividade (TMA) de 13,75%.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na revisão foram utilizados estudos que abordam as barreiras do biogás em países desenvolvidos, em desenvolvimento e em diferentes escalas. Utilizando o lapso temporal de 2012 e 2022. Foram selecionados artigos, revisões e trabalhos publicados em anais de congresso. O Quadro 7 mostra um recorte da lista final exportada para uma planilha eletrônica (Excel).

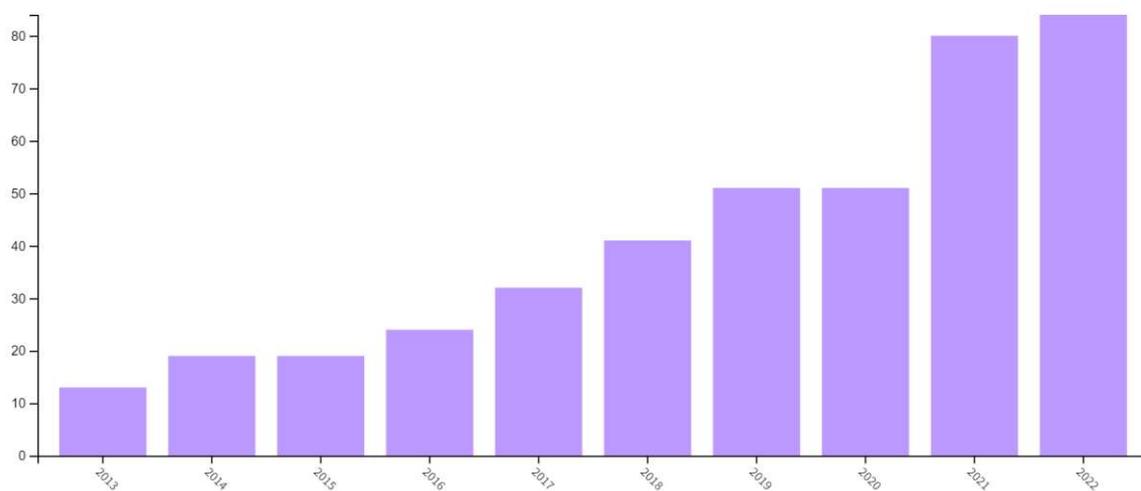
Quadro 7 – Vista parcial da lista de publicações sobre as barreiras do biogás.

Autores	Título do artigo
Casson Moreno, V; Guglielmi, D; Cozzani, V.	Identification of critical safety barriers in biogas facilities
Mittal, S; Ahlgren, EO; Shukla, PR	Barriers to biogas dissemination in India: A review
Hasan, A.S.M.M. <i>et al.</i>	Drivers and barriers to the implementation of biogas technologies in Bangladesh
Mukeshimana, M.C. <i>et al.</i>	Analysis on barriers to biogas dissemination in Rwanda: AHP approach
Nevzorova, T.	Biogas Production in the Russian Federation: Current Status, Potential, and Barriers
Nevzorova, T; Kutcherov, V.	Barriers to the wider implementation of biogas as a source of energy: A state-of-the-art review
Dahlgren, S; Kanda, W; Anderberg, S.	Drivers for and barriers to biogas use in manufacturing, road transport and shipping: a demand-side perspective
Yadav, P. <i>et al.</i>	Barriers in biogas production from the organic fraction of municipal solid waste: A circular bioeconomy perspective
Yousuf, A. <i>et al.</i>	Financial sustainability of biogas technology: Barriers, opportunities, and solutions

Fonte: Adaptado de Análise dos resultados Web of Science, 2023.

A Figura 26 exibe a evolução do número de publicações sobre o tema das barreiras do biogás segundo a base de dados da *Web of Science* (WoS) nos últimos 10 (dez) anos, o período analisado está compreendido entre os anos de 2012 até 2022.

Figura 26: Evolução das publicações sobre as barreiras do biogás.

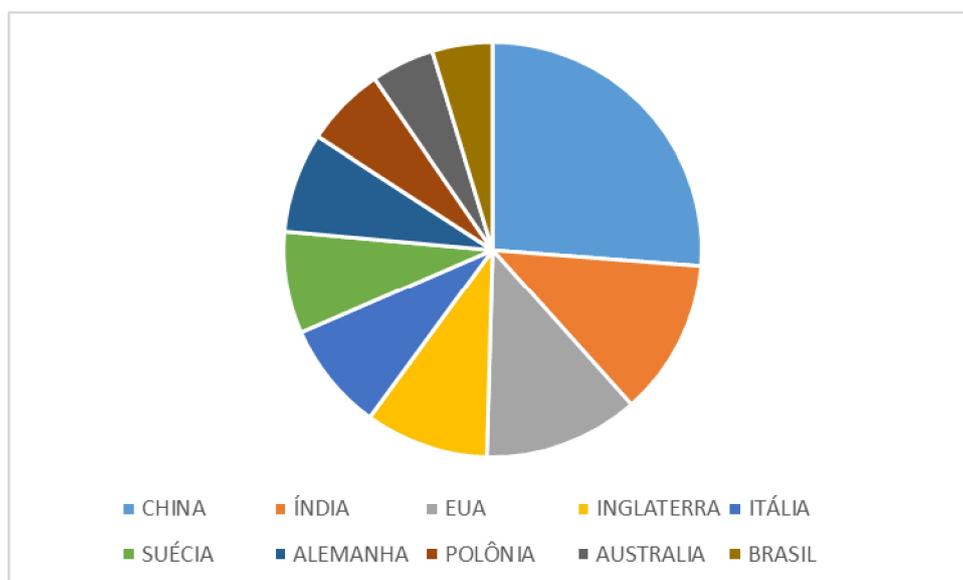


Fonte: Adaptado de Análise dos resultados Web of Science, 2023.

Verificando a base da *Web of Science* (WoS) o número de publicações sobre o tema das barreiras do biogás vem numa curva crescente, saindo com 16 publicações em 2012, chegando a 107 publicações em 2022. O que demonstra que o tema se encontra atual e com interesse crescente ao longo dos anos.

A Figura 27 mostra os países com os maiores números de publicações sobre as barreiras do biogás.

Figura 27: distribuição das publicações entre os países.

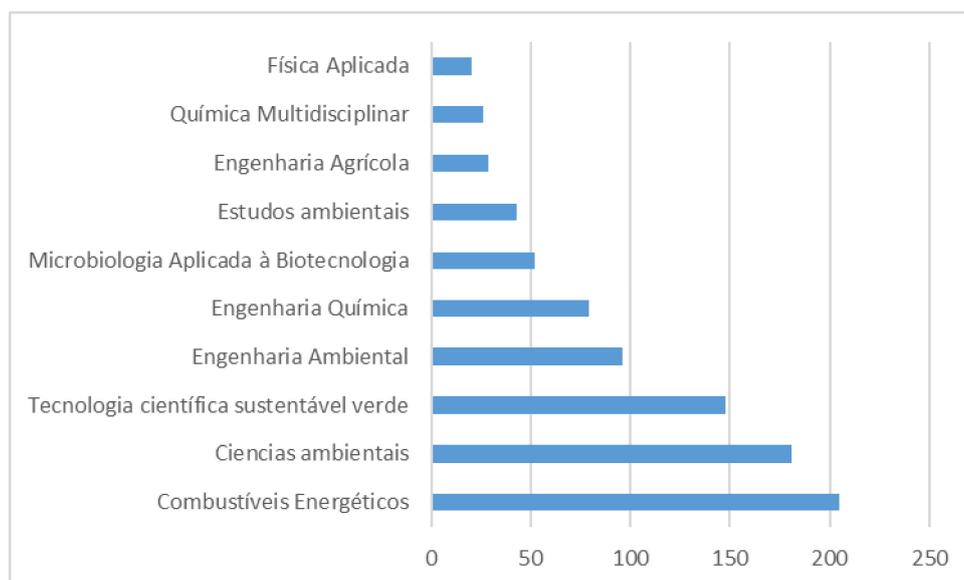


Fonte: Adaptado de Análise dos resultados Web of Science, 2023.

A China lidera o número de publicações sobre as barreiras ao desenvolvimento do biogás no período estudado com 118 publicações, seguida da Índia, com 55 publicações e EUA, com 54 publicações, o Brasil está na décima colocação com 21 publicações.

Analisando as publicações por categoria da WoS temos que a área que mais desenvolveu artigos sobre o tema das barreiras do biogás foi a de combustíveis, com 205 publicações, seguida pela das ciências ambientais, com 181 publicações, conforme Figura 28. Isso só reforça a conexão do tema com as questões de energia e meio ambiente.

Figura 28: Principais categorias WoS de publicações sobre o tema.



Fonte: Adaptado de Análise dos resultados Web of Science, 2023.

Ao comparar o estudo atual com pesquisas realizadas no Brasil e em outras nações, é viável identificar similaridades nas barreiras encontradas no avanço do STIBB.

Bednarek, Klepacka e Siudek (2023) revelam em seus estudos que existe uma similaridade com as barreiras apontadas na literatura e as enfrentadas pelo Setor de Tecnologia da Inovação do Biogás na Polônia levantadas através de questionários como a ausência de legislação específica para fontes de energias renováveis, a carência de programas de financiamento direcionados, a incerteza sobre o destino do digestato, desafios na conexão com a rede elétrica, custos de investimento elevados, escassez de mão-de-obra qualificada e custos operacionais elevados.

Wakeel *et al.* (2023) destacam que no Paquistão, as barreiras para o avanço do Setor de Tecnologia da Inovação do Biogás envolvem questões técnicas, financeiras, institucionais, políticas e de informação.

Nevzorova e Karakaya (2019) identificaram desafios em mercados maduros, como a falta de políticas públicas de incentivo ao biogás, limitações na infraestrutura, escassez de conhecimento técnico e de linhas de financiamento, além da falta de cooperação entre os envolvidos. Eles analisaram sete mercados consolidados de biogás.

Mittal, Ahlgren e Shukla (2018) apontaram quatro barreiras para o desenvolvimento do Setor de Tecnologia da Inovação do Biogás na Índia, incluindo questões financeiras, de mercado, técnicas e de infraestrutura, juntamente com a falta de coordenação entre os órgãos e a competição por recursos financeiros.

Hasan *et al.* (2022) destacaram diversas barreiras em Bangladesh, como a falta de infraestrutura para tratamento e armazenamento, escassez de matéria-prima, altos custos de investimento, incerteza nos custos operacionais, resistência a mudanças, ausência de políticas claras, mercado em estágio inicial e falta de mão-de-obra especializada.

Yousuf *et al.* (2016) apontam que no STI do biogás, as barreiras incluem a falta de conscientização sobre os benefícios do biogás, a ausência de conhecimento na classificação de resíduos, a imaturidade do mercado, a falta de avaliação abrangente de projetos de biogás e a falta de alinhamento entre os governos central e local.

Shane, Gheewala e Kasali (2015) identificaram várias dificuldades para o avanço do Setor de Tecnologia da Inovação do Biogás na Zâmbia, como a complexidade na obtenção de financiamento local e externo para projetos de biogás, desafios no mercado de carbono, políticas governamentais ineficazes, escassez de mão-de-obra qualificada, deficiências na pesquisa e desenvolvimento, problemas de gestão e monitoramento de instalações de biogás, resistência a mudanças, escassez de recursos hídricos, falta de disseminação eficaz das tecnologias de biogás e falta de apoio político.

Bossner *et al.* (2019) identificaram obstáculos para o Setor de Tecnologia da Inovação do Biogás em Bali, como o ambiente político complexo, a predominância de combustíveis fósseis, falta de garantias e serviços de manutenção, ausência de políticas de empréstimo específicas para apoiar instalações de biogás, desafios na coleta e tratamento de matéria-prima e falta de capacitação adequada.

Herrero *et al.* (2018) abordaram as barreiras relacionadas aos resíduos específicos do setor leiteiro na América Latina, destacando a falta de conhecimento e de legislação específica como fatores que impactam negativamente o desenvolvimento da tecnologia no Setor de Tecnologia da Inovação do Biogás na região latino-americana.

Franco *et al.* (2021) foca principalmente nas barreiras do biometano e concluem que as principais barreiras são: falta de políticas públicas, falta de redes

de distribuição de energia adequadas, destinação final inadequada de resíduos com potencial metanogênico.

Para Hollas *et al.* (2022) a barreira econômica é apontada como o principal fator limitante do STI do biogás. Destacando a necessidade do setor público impulsionar essas tecnologias para garantir a proteção ambiental e social, incentivando a recuperação de energia, nutrientes e água para práticas sustentáveis em prol da sociedade e do meio ambiente.

Shane, Gheewala e Kasali (2015), desenvolveram o seu trabalho com o panorama de diversos países e apontam barreiras como falta de mobilização de fundos, complexidade do mercado de carbono, políticas ineficientes, mão-de-obra inadequada, falhas no gerenciamento de plantas de biogás, entre outros obstáculos.

Os estudos feitos pelo Projeto Brasil-Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil (Probiogás) apontam a relação incerta entre custos do projeto e seus benefícios comerciais, a falta de incentivos e política públicas específicas para o biogás, dificuldade de comercialização do biometano, falta de conhecimento e capacitação técnica como principais barreiras para a disseminação do STIBB (PROBIOGAS, 2016d).

Kanda *et al.* (2022) menciona que uma das barreiras do STIBB é a dificuldade de atender a padrões regulatórios ambientais em diferentes níveis administrativos, bem como aponta que a falta de conhecimento dos agricultores sobre os benefícios do biogás e do digestato como fertilizante, limitam o potencial do STIBB.

Oliveira e Negro (2019) aponta os alto custo de importação de tecnologias, a falta de acesso a financiamentos e a necessidade de garantias financeiras, a falta de coordenação institucional, a ausência de políticas públicas específicas para o setor de biogás, as restrições regulatórias, as dificuldades de acesso a linhas de financiamento existentes (BNDES e FINEP) e o baixo nível de desenvolvimento da tecnologia nacional, como as principais barreiras para o STIBB.

Cortez *et al.* (2022) coloca como as principais barreiras relacionadas ao STIBB e incluem a falta de incentivo governamental, burocracia, mudança cultural, além outras como dificuldades na execução e altos custos de transporte, falta de conhecimento sobre o potencial energético do setor, conscientização da população, contaminação ambiental, necessidade de pré-tratamento, desafios de armazenamento, inviabilidade econômica para pequenos produtores, baixa

eficiência energética do biogás, problemas de infraestrutura, coleta seletiva, alto custo de investimento e ocorrência de mau cheiro.

Essas barreiras destacam a complexidade e a diversidade de desafios que precisam ser superados para impulsionar efetivamente o desenvolvimento do biogás no Brasil. Contribuições de pesquisadores como Bley (2015), Coelho *et al.* (2018) e Karlsson *et al.* (2014) também ressaltam a importância de superar as barreiras econômicas, regulatórias e de conhecimento para promover o desenvolvimento do STIBB e impulsionar a adoção do biogás como fonte de energia renovável no Brasil.

No caso do estudo de viabilidade, utilizado para compreender as barreiras econômico-financeiras dos empreendimentos de biogás. Pode-se verificar que em cenários com uma perspectiva de 25 anos, indicaram que o projeto de biogás foi mais vantajoso em determinadas situações em comparação com o projeto fotovoltaico. Especificamente, no confronto entre os cenários B e D, o projeto de biogás foi considerado mais atrativo, e o mesmo ocorreu ao comparar os cenários C e E, onde o projeto de biogás se destacou em relação ao fotovoltaico.

Nos estudos de sensibilidade conduzidos, a análise das variações no número de animais no plantel e na taxa de juros do empréstimo foram identificadas como fatores críticos que poderiam afetar a viabilidade econômica dos projetos.

Com taxas de desconto mais baixas, os fluxos de caixa futuros são menos afetados, resultando em um valor presente mais alto. Assim, quando a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e as taxas de juros são menores, é provável que o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto seja maximizado, tornando o investimento mais atrativo e economicamente viável.

Essas avaliações permitiram compreender como tais variações poderiam impactar o Valor Presente Líquido (VPL) dos projetos, fornecendo insights valiosos para a tomada de decisão. A sensibilidade a esses parâmetros ressaltou a importância de considerar diferentes cenários e condições para garantir a solidez e sustentabilidade dos investimentos em projetos de biogás.

Em suma, a análise criteriosa dos cenários, a consideração da robustez operacional e a avaliação de sensibilidade a variáveis críticas são fundamentais para a tomada de decisões informadas em projetos de energia renovável. Compreender como essas variações podem impactar o Valor Presente Líquido (VPL) dos projetos fornece insights valiosos para maximizar a viabilidade econômica e a rentabilidade dos investimentos em energia limpa e sustentável.

7 CONCLUSÃO

Durante a análise realizada, foi examinada a viabilidade econômica de projetos de energia renovável, com foco em biogás e energia fotovoltaica. Os resultados ressaltaram a importância da eficiência operacional dos projetos de biogás, destacando a necessidade de considerar variáveis como o tamanho do rebanho e as taxas de juros para garantir a viabilidade econômica. O cenário C do sistema de biogás mostrou-se promissor, com uma TIR e VPL significativos em comparação com outros cenários.

Os estudos revisados apontam diversas categorias de barreiras, incluindo questões técnicas, econômico-financeiras, políticas e de informação. As barreiras técnicas incluem a falta de tecnologias específicas para o biogás, altos custos operacionais e escassez de mão-de-obra qualificada. Já as barreiras de informação estão relacionadas à confiabilidade dos dados sobre a biomassa, aos parâmetros de estabilidade do processo e aos custos de investimento e operacionais.

Além disso, são destacadas a falta de políticas públicas claras, incerteza regulatória, dificuldades na comercialização do biometano e eletricidade, competição entre fontes renováveis, ausência de políticas de preços garantidos, dificuldade de acesso a matérias-primas e falta de cooperação entre os envolvidos. Os altos custos de investimento, a falta de programas de financiamento específicos e os custos operacionais elevados são apontados como obstáculos significativos.

Em suma, as pesquisas destacam uma série de desafios que impactam a disseminação e o desenvolvimento do Setor de Tecnologia da Inovação do Biogás (STIBB) no Brasil e em outros países. Desde a falta de políticas públicas específicas e incentivos financeiros até a necessidade de maior conhecimento técnico e capacitação, as barreiras identificadas apontam para a complexidade e a interdependência de diversos fatores que influenciam o avanço do biogás como fonte de energia renovável.

Um dos pontos chave é a superação das barreiras políticas com a continuidade e a consistência das políticas públicas que são essenciais para promover um ambiente favorável ao crescimento e à sustentabilidade do setor de biogás.

Diante disso, a colaboração entre os setores público e privado, o estabelecimento de políticas claras e estáveis, o acesso facilitado a linhas de crédito

específicas e a conscientização da sociedade sobre os benefícios do biogás são essenciais para superar tais obstáculos e impulsionar o crescimento sustentável do setor.

A superação das barreiras identificadas no STIBB é essencial para impulsionar a produção de biogás no Brasil, aproveitando o potencial dos resíduos orgânicos disponíveis e contribuindo para a transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABBASI, T.; TAUSEEF, S. M; ABBASI, S. A. Anaerobic digestion for global warming control and energy generation - An overview. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 16, n. 5, p. 3228- 3242, 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.046>>. Acesso em: 27 mai. 2023.

ABC. **Biogas market snapshot**. American Biogas Council. Washington, DC, 2023. Disponível em: <<https://americanbiogascouncil.org/biogas-market-snapshot/>>. Acesso em: 10 oct. 2023.

ABDALLA N. et al. **Biomethane in Europe**. Institut für Energie - und Umweltforschung (IFEU): Heidelberg, Germany, 2022. Disponível em: <<https://www.ifeu.de/projekt/biomethane-in-europe/>>. Acesso em: 10 oct. 2023.

ABSOLAR. **Infográfico**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 22 dez. 2023.

ADAMS, P. W. et al. Barriers to and drivers for UK bioenergy development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 2, p.1217–1227, 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.039>>. Acesso em: 22 dez. 2023..

AEE. **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)**. Agentur für Erneuerbare Energien. Disponível em: <<https://www.unendlich-viel-energie.de/>>. Acesso em: 10 oct. 2023.

AHMED, M.J. **Application of agricultural based activated carbons by microwave and conventional activations for basic dye adsorption**: review. *Journal of Environmental Chemical Engineering*. v. 4, n. 1, p. 89–99, mar. 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jece.2015.10.027>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

AL SEADI T. et. al. **Biogas Handbook**. University of Southern Denmark Esbjerg, Denmark. 2008. 126p.

ALCANTARA, L. P.; ZANG, J. W.; FONCECA-ZANG, W. A. A viabilidade econômica de modelos de biodigestores para a produção de biogás. **Revista eletrônica científica inovação e tecnologia**, v. 13, n. 32, p. 1-50, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.3895/recit.v13i32.13188>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

ANDRADE, M. A. N. et al. Biodigestores rurais no contexto da atual crise de energia elétrica brasileira e na perspectiva da sustentabilidade ambiental. **In: IV Encontro de Energia no Meio Rural**. Campinas-SP. 2002. Proceedings... (online). Disponível em: <<http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n4v1/030.pdf>>. Acesso em: 18 set. 2022.

ANDRIANI, D. et al. A review on optimization production and upgrading biogas through CO2 removal using various techniques. **Applied Biochemistry and Biotechnology**. v. 172, ed. 4, p. 1909–1928, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s12010-013-0652-x>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil** / Agência Nacional de Energia Elétrica. ed. – Brasília: Aneel, 2008. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656835/148764>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

ANEEL. **Autorização de reajuste tarifário anual da Copel Distribuição**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-aprova->

reajuste-tarifario-anual-da-copel-distribuicao>. Acesso em: 22 dez. 2023.

BRASIL. ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP 906, de 18 de novembro de 2022. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, p. 46-47, 24 nov. 2022.

ANP. **Processamento de gás natural**. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. ed. – Brasília: ANP, 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/processamento-de-gas-natural>> Acesso em: 05 set. 2022.

APPEL, F.; OSTERMEYER-WIETHAUP, A.; BALMANN, A. Effects of the German Renewable Energy Act on structural change in agriculture - The case of biogas.

Utilities policy, v. 41, p. 172-182, 2016. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.02.013>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

ARB. **Low carbon fuel standard**. Air resources board. Sacramento: 2023.

Disponível em: <<https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/low-carbon-fuel-standard/about>>. Acesso em: 27 mai. 2023.

ARCHANA, K. et al. A review on recent technological breakthroughs in anaerobic digestion of organic biowaste for biogas generation: Challenges towards sustainable development goals. **Fuel**, v. 358, part B, 130298, feb. 2024. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.130298>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 14725/2023**: Produtos químicos – Informações sobre segurança, saúde e meio ambiente. Rio de Janeiro, 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR IEC 60079-10-1/2020**: Atmosferas explosivas – Parte 10-1: Classificação de áreas – Atmosferas explosivas de gases inflamáveis. Rio de Janeiro, 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR ISO/IEC 80079-20-1/2020**: Atmosferas explosivas - Parte 20-1: Características de substâncias para classificação de gases e vapores — Métodos de ensaios e dados. Rio de Janeiro, 2020.

AVACI, A. B. et al. Financial economic scenario for the microgeneration of electric energy from swine culture-originated biogas. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 25, p. 272-276, 2013. Disponível em:

<<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.04.00>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

BARBOT, Y. N.; AL-GHAILI, H.; BENZ, R. A review on the valorization of macroalgal wastes for biomethane production. **Marine Drugs**, v. 14, ed. 6, n. 120, 2016.

Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/md14060120>>. Acesso em: 30 mai. 2023.

BAUMANN, W.; KARPE, H. J.; **Wasterwater treatment and excreta disposal in developing countries**. German Agency for technical Cooperation (GTZ) and German Appropriate Technology Exchange (GATE). West Germany: Dortmund, 186p, 1980.

BAYTAR, O. et al. **Sequential application of microwave and conventional heating methods for preparation of activated carbon from biomass and its methylene blue adsorption**. Applied Thermal Engineering. v.138, p. 542–551. jun. 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.04.039>>.

Acesso em: 30 dez. 2023.

BEDNAREK, A.; KLEPACKA, A.M.; SIUDEK, A. Development barriers of agricultural biogas plants in Poland. **Economics and Environment**, v. 84, n. 1, p. 229–258, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.34659/eis.2023.84.1.528>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

BEP. **Biogás no Brasil: Análise de viabilidade econômica e de potencial de investimentos**. Programa de Energia para o Brasil – BEP (Brasil). Relatório técnico 02-2022. São Paulo/SP: Instituto 17, 2022.

BERGEK et al. Analyzing the functional dynamics of technological innovation systems: A scheme of analysis. **Research Policy**, v. 37, n. 3, p. 407–429, 2008. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.respol.2007.12.003>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

BERNARDES, P. A. C. S. et al. Net metering and tax incentives for distributed generation in Brazil: Economic impact analysis for swine biogas. **Journal of cleaner production**. v. 375, nov. 2022, 134138. Disponível em: <<https://www-sciencedirect.ez31.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0959652622037106?via%3Dihub>>. Acesso em: 27 mai. 2023.

BLEY, JR. C. **Biogás: a energia invisível**. 2ª ed. rev. e ampl.; CIBiogás; Foz do Iguaçu: ITAIPU Binacional, 2015.

BONTEMPO G. et. al. **Biogas: Safety first!** – Diretrizes para o uso seguro da tecnologia de biogás. GIZ- Fachverband Biogas. 2016. Disponível em: <https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/de-biogas-safety_eng>. Acesso em: 22 dez. 2023.

BORGES, A. L. **Recomendações de calagem e adubação para abacaxi, acerola, banana, citros, mamão, mandioca, manga e maracujá**. Brasília, DF: Embrapa, 2021, p. 306.

BORGES, C. P. O sistema tecnológico de inovação do biogás do Brasil: uma análise funcional. In: XXI Encontro internacional sobre gestão empresarial e meio ambiente da FEA/USP - ENGEMA. **Anais**. São Paulo – SP, 4 a 6 de dezembro de 2019.

BORJESSON, M.; AHLGREN, E. O. Cost-effective biogas utilisation - A modelling assessment of gas infrastructural options in a regional energy system. **Energy**, v. 48, ed. 1, p. 212-226, 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.06.058>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

BOSSNER, S. et al. Barriers and opportunities to bioenergy transitions: An integrated, multi-level perspective analysis of biogas uptake in Bali. **Biomass and Bioenergy**, v. 122, p. 457-465, mar. 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.01.002>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução ANEEL 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, seção 1, p. 65, 10 fev. 2023.

BRASIL. ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP 8, de 30 de janeiro de 2015. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, p. 61, 2 fev. 2015.

BRASIL. ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Resolução ANP 688, de 5 de julho de 2017. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, p. 89, 6 jul. 2017.

BRASIL. ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP 886, de 29 de setembro de 2022. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, p. 47, 29 set. 2022.

BRASIL. ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP 906, de 18 de novembro de 2022. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, p. 46-47, 24 nov. 2022.

BRASIL. CONAMA - Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente, nº 001, de 23 de janeiro de 1986. Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental. **Diário Oficial da União**: p. 2548-2549, 17 fev. 1986.

BRASIL. CONAMA - Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente, nº 237, de 19 de dezembro de 1997. Dispõe sobre a revisão e complementação dos procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental. **Diário Oficial da União**: p. 30841-30843, 22 dez. 1997.

BRASIL. Decreto-lei nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998. Implanta a Agência Nacional do Petróleo - ANP. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, Seção 1, p. 1. 15 jan. 1998.

BRASIL. Decreto-lei nº 87.079, de 2 de abril de 1982. Cria o Programa de Mobilização Energética - PME. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, Seção 1, p. 5833. 5 abr. 1982.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, Seção 1, p. 1. 30 jul. 2004.

BRASIL. Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI). **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, p. 2, 15 jun. 2007.

BRASIL. Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos - PNRS. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF. 3 ago. 2010.

BRASIL. Lei nº 12.490, de 16 de setembro de 2011. Dispõem sobre a política e a fiscalização das atividades relativas ao abastecimento nacional de combustíveis. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, Seção 1, p. 1. 19 set. 2011.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, Seção 1, p. 2. 15 jun. 2007.

BRASIL. Lei nº 9.888, de 27 de junho de 2019. Dispõe sobre a definição das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, Seção 1, p. 22. 28 jun. 2019.

BRASIL. MMA. Ministério do Meio Ambiente. Portaria nº 71, de 21 de março de 2022. **Diário Oficial da União**: Brasília, DF, seção 1, p. 64, 22 mar. 2022.

- BRITO, R. C. et al. Municipal solid waste management and economic feasibility for electricity generation from landfill gas and anaerobic reactors in a Brazilian state. **Environmental Technology & Innovation**, v. 22, n. 101453, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.eti.2021.101453>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- BUGGE, M. M.; HANSEN, T.; KLITKOU, A. What is the bioeconomy? A review of the literature. **Sustainability**, v. 8, ed. 7, n. 691, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/su8070691>>. Acesso em: 05 jan. 2023.
- CALOBA G. et al. **Engenharia econômica e finanças**. Campus-Elsevier, 2008. 328p.
- CETESB. **Ficha de informações toxicológica: Metano**. Disponível em: <<https://cetesb.sp.gov.br/laboratorios/wp-content/uploads/sites/24/2020/08/Metano.pdf>>. Acesso em: 22 mai. 2024.
- CETESB. **Mortalidade de peixes: Amônia**. Disponível em: <[https://cetesb.sp.gov.br/mortandade-peixes/alteracoes-fisicas-e-quimicas/contaminantes/amonia/#:~:text=Amon%C3%ADaco%2C%20g%C3%A1s%20amon%C3%ADaco%20ou%20am%C3%B4nia,valores%20de%20pH%20\(%C3%A1cidos\).](https://cetesb.sp.gov.br/mortandade-peixes/alteracoes-fisicas-e-quimicas/contaminantes/amonia/#:~:text=Amon%C3%ADaco%2C%20g%C3%A1s%20amon%C3%ADaco%20ou%20am%C3%B4nia,valores%20de%20pH%20(%C3%A1cidos).>)>. Acesso em: 22 mai. 2024.
- CHENG, S. et al. Sustainability of large-scale commercial biogas plants in Nepal. **Journal of Cleaner Production**, v. 434, n. 139777, 2024. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139777>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- CHUNG, S. Building a national innovation system through regional innovation systems. **Technovation**, v.22, n. 8, p.485-491, 2002. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/S0166-4972\(01\)00035-9](https://doi.org/10.1016/S0166-4972(01)00035-9)>. Acesso em: 30 dez. 2023.
- CIBIOGAS. **BIOGASMAP**. Disponível em: <<https://cibiogas.org/blog/mapa-do-biogas-no-brasil-conheca-as-atualizacoes-do-biogasmapp/>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- CIBIOGAS. **Panorama do biogas no Brasil 2022**. Centro Internacional de Energias Renováveis. Relatório técnico nº 001/2023. Foz do Iguaçu, 2023. Disponível em: <https://cibiogas.org/wp-content/uploads/2023/12/Panorama_do_Biogs_no_Brasil_2022.pdf?gclid=CjwKCAiAzc2tBhA6EiwArv-i6fd0mxZY0_JJVPO1rZFh_CC2xlfLcPskURYycl2wF7hTTtkdGowKRoCVz4QAvD_BwE>. Acesso em: 5 nov. 2023.
- CLARIVATE. **Web of Science core collection**. 2022. Disponível em: <<https://clarivate.com/products/scientific-and-academic-research/research-discovery-and-workflow-solutions/webofscience-platform/web-of-science-core-collection/>>. Acesso em: 10 jul. 2022.
- CLASSEN, P.A.M et al. Utilization of biomass for supply of energy carrier. **Applied microbiology and biotechnology**, v.52, ed. 6, p.741-755, 1999. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s002530051586>>. Acesso em: 30 dez. 2023.
- COELHO, J.C. **Biomassa - Biocombustíveis - Bioenergia**. Brasília, Ministério das Minas e Energia, 1982. 100p.
- COELHO, S.T. et al. **Tecnologias de produção e uso de biogas e biometano**. São Paulo: IEE-USP, 2018. 216p.

COLATTO, L.; LANGER, M. Biodigestor – resíduo sólido pecuário para produção de energia. **Unoesc & Ciência** – ACET, Joaçaba, v. 2, n. 2, p. 119-128, jul./dez. 2011.

COPEL. Companhia Paranaense de Energia. **NTC 905.200**. Dispõe sobre o acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema COPEL com compensação de energia. Fevereiro de 2014.

CORTEZ S. C. et al. How Can Biodigesters Help Drive the Circular Economy? An Analysis Based on the SWOT Matrix and Case Studies. **Sustainability**, v. 14, ed. 13, n. 7972, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/su1413797>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

CRESESB. **SUNDATA**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Disponível em:< <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

DAHLGREN, S.; KANDA, W.; ANDERBERG, S. Drivers for and barriers to biogas use in manufacturing, road transport and shipping: a demand-side perspective. **Biofuels**, v. 13, n. 2, p. 177-188, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/17597269.2019.1657661>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

DBFZ. **IEA Bioenergy task 37: Country report Germany 2021**. Deutsches Biomasseforschungszentrum. Leipzig, 2021. Disponível em: <https://task37.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/32/2022/12/Germany_Country_Report_05_2022.pdf>. Acesso em: 10 oct. 2023.

DE VRIES, J.W. et al. Environmental consequences of processing manure to produce mineral fertilizer and bio-energy. **Journal of Environmental Management**, v. 102, p. 173-183, 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2012.02.032>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

DEMIRBAS, A. Biomass resource facilities and biomass conversion processing for fuels and chemicals. **Energy Conversion and Management**. v. 42, n. 11, p. 1357-1378, jul. 2001. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(00\)00137-0](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(00)00137-0)>. Acesso em: 5/11/2023.

DEY, A.; THOMSON R. C. India's biomethane generation potential from wastes and the corresponding greenhouse gas emissions abatement possibilities under three end use scenarios: electricity generation, cooking, and road transport applications. **Sustainable energy & fuel**, v. 7, n. 1, p. 209-241, 2022. ISSN 2398-4902. Disponível em: <<https://doi.org/10.1039/d2se01028c>>. Acesso em: 27 mai. 2023.

DIESEL, R.; MIRANDA, C. R.; PERDOMO C. C. **Coletânea de tecnologias sobre dejetos suínos**. BIPERS n. 14, ano 10, agosto 2002. Concórdia: Embrapa Suínos e Aves. Disponível em: <http://www.cnpsa.embrapa.br/sgc/sgc_publicacoes/bipers14.pdf> . Acesso em: 3 jun. 2023.

DU, H. et al. Research development on sustainable urban infrastructure from 1991 to 2017: a bibliometric analysis to inform future innovations. **Earth's Future**, v.7, ed. 7, p.718–733, 2019. Disponível em: <<https://doi.org.ez31.periodicos.capes.gov.br/10.1029/2018EF001117>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

EBA. **Statistical report biogas 2022**. European Biogas Association: Brussels,

Belgium, 2022. Disponível em: <https://www.europeanbiogas.eu/__trashed-3/>. Acesso em: 10 oct. 2023.

EI. **Statistical review of world energy**. 72 ed., Energy Institute: London, UK, 2023. ISSN 2976-7857. Disponível em: <<https://www.energyinst.org/statistical-review>>. Acesso em: 10 oct. 2023.

ELYASI, S. N. Could biological biogas upgrading be a sustainable substitution for water scrubbing technology? A case study in Denmark. **Energy Conversion and Management**, v. 245, n. 114550, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114550>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

ENERMAC. Disponível em: <<https://enermac.com.br/>>. Acesso em: 22 jun. 2022.

EPA. **Overview of greenhouse gases, 2023**. United States Environmental Protection Agency. GHG Emissions: 2023. Disponível em: <<https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases>>. Acesso em: 27 mai. 2023.

EPE. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Balço Energético Nacional – BEN 2023**: Relatório Síntese Ano Base 2022. Rio de Janeiro, 2022.

EPE. **Potencial técnico do biogás de resíduos**. De quando estamos falando? Análise para o período de 2021 a 2031. Empresa de Pesquisa Energética, 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-372/topico-679/Potencial%20de%20biog%C3%A1s%20de%20res%C3%ADduos%20no%20horizonte%20decenal.pdf>>. Acesso em: 5 nov. 2023.

FAO. **Water for Sustainable Food and Agriculture** - A report produced for the G20 Presidency of Germany. Food and Agriculture Organization of the United Nations. Rome, 2017. Disponível em: <<https://www.fao.org/3/i7959e/i7959e.pdf>>. Acesso em: 30 mai. 2023.

FEAM. **Guia técnico ambiental de biogás na agroindústria**. Fundação Estadual do Meio Ambiente, Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais, Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável (GIZ), 2015. Disponível em: <<http://www.feam.br/component/content/article/15/1293-guias-tecnicos-ambientais>>. Acesso em: 06 jul. 2021.

FERREIRA, M. **Engenharia econômica descomplicada**. 1 ed. Curitiba: InterSaber, 2017, 185p.

FIOCRUZ. **Medidas de primeiros-socorros do hidróxido de amônio**. Disponível em: <https://www.fiocruz.br/biosseguranca/Bis/lab_virtual/fispq_hidroxidodeamonio.html#:~:text=reten%C3%A7%C3%A3o%20da%20urina,-,Ingest%C3%A3o%20causa%20n%C3%A1usea%2C%20v%C3%B4mitos%20e%20incha%C3%A7%C3%A3o%20nos%20l%C3%A1bios%2C%20boca%20e,e%20cegueira%20tempor%C3%A1ria%20ou%20permanente>. Acesso em: 26 mai. 2024.

FRANCO A. C. et al. Benefits and barriers for the production and use of biomethane. **Energy Sources**, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/15567036.2021.2009940>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

FRANCO-MORGADO, M. et al. Strategies for decreasing the O₂ content in the upgraded biogas purified via microalgae-based technology. **Journal of Environmental Management**, v. 279, p. 111813, feb. 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2020.111813>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

GARNETT, T; GODFRAY, C. J. **Sustainable intensification in agriculture. Navigating a course through competing food system priorities**. Oxford, United Kingdom: Food Climate Research Network and the Oxford Martin Programme on the Future of Food, University of Oxford Programme on the Future of Food, University of Oxford, UK. 2012.

GEFBIOGAS. **Tropicalização**. Disponível em: <<https://www.gefbiogas.org.br/tropicalizacao.html>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

GIL A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4. Ed. São Paulo: Atlas, 2002. 176 p.

GILLER, K. E. et al. The future of farming: Who will produce our food? **Food security**, v. 13, ed. 5, p. 1073-1099, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s12571-021-01184-6>>. Acesso em: 30 mai. 2023.

GIODA A, **Comparação dos níveis de poluentes emitidos pelos diferentes combustíveis utilizados para cocção e sua influência no aquecimento global**. Química Nova, v. 41, n. 8, p. 839-848, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.21577/0100-4042.20170260>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

GIROTTO, A. F; STULP, J.V. **O biodigestor como alternativa energética para a pequena propriedade rural**. Revista de Economia e Sociologia Rural, Brasília, v. 27, n. 1, p. 21-37, jan./mar.1989. Disponível em:<<https://revistasober.org/journal/resr/article/5da584f30e8825d924ba68e1>>. Acesso em: 25 abr. 2023.

GITMAN, L. J.; ZUTTER, C. J. **Princípio de administração financeira**. 16 ed. São Paulo: Prattice Hall Brasil, 2017. 848p.

GIWA, A. S. et al. Prospects of China's biogas: Fundamentals, challenges and considerations. **Energy reports**, v. 6, p. 2973-2987, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.10.027>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

GLASSDOOR. Disponível em:<<https://www.glassdoor.com.br/Sal%C3%A1rios/index.htm>>. Acesso em: 22 jun. 2022.

GOVENDER, I; THOPIL, G. A.; INGLES-LOTZ, R. Financial and economic appraisal of a biogas to electricity project. **Journal of Cleaner Production**, v. 214, p. 154-165, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.290>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

GUEDES, F. E. M. **Análise de viabilidade de projetos**. Curitiba: Contentus, 2020. 103p.

GUSTAFSSON, M.; ANDERBERG, S. Dimensions and characteristics of biogas policies - Modelling the European policy landscape. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 135, n. 11020, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110200>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

HAKAWATI, R. et al. What is the most energy efficient route for biogas utilization:

- Heat, electricity or transport? **Applied energy**, v. 206, p. 1076-1087, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.068>>. Acesso em: 27 mai. 2023.
- HASAN, A. S. M. M. et al. Drivers and barriers to implementing biogas technologies in Bangladesh. **Biofuels**, v. 13, n. 5, p. 643–655, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/17597269.2020.1841362>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- HERRERO, M. A. et al. Dairy Manure Management Perceptions and Needs in South American Countries. **Frontiers in Sustainable Food Systems**, v. 2, n. 22, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.3389/fsufs.2018.00022>>. Acesso em: 30 dez. 2023.
- HICKS, B. et al. A methodology for evaluating technology readiness during product development. In: 17th International Conference on Engineering Design. **Anais**, v. 3, p. 157. Stanford University, Stanford, CA, USA. 24-27 Aug. 2009.
- HOLLAS, C. E. et al. The potential of animal manure management pathways toward a circular economy: a bibliometric analysis. **Environmental science and pollution research**, v. 29, ed. 49, p. 73599-73621, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11356-022-22799-y>>. Acesso em: 30 dez. 2023.
- IBGE. **IPCA** - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- IBGE. Pesquisa de Pecuária Municipal. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/agricultura-e-pecuaria/9107-producao-da-pecuaria-municipal.html>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- ICLEI - Brasil - Governos Locais pela Sustentabilidade. **Manual para aproveitamento do biogás: volume dois, efluentes urbanos**. Escritório de projetos no Brasil, São Paulo, 2010. Disponível em: <https://e-lib.iclei.org/wp-content/uploads/2018/10/Manual_para_aproveitamento_de_biog%C3%A1s.pdf>. Acesso em: 27 mai. 2023.
- IEA. **Methane tracker**, IEA, Paris, 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker-data-explorer>>. Acesso em: 27 mai. 2023.
- IEA. **The outlook for biogas and biomethane to 2040**, IEA, Paris, 2023b. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth/the-outlook-for-biogas-and-biomethane-to-2040>>. Acesso em: 27 mai. 2023.
- IEA. **World energy outlook 2022**. International Energy Agency, Paris, França, 2022. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf> . Acesso em: 5/11/2023.
- ILIEV I. et al. **Guidebook on securing financing for biomethane investments**. REGATRACE, p. 142, 2020. Disponível em: <https://www.regatrace.eu/wp-content/uploads/2020/12/REGATRACE-D6.2.pdf> . Acesso em: 27 mai. 2023.
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. Frontmatter. In **Climate Change 2014 – Mitigation of Climate Change; Working Group III contribution to the Fifth Assessment Report of the IPCC (pp. I-iv)**. Cambridge: Cambridge University Press, 2014.

- IRENA - International Renewable Energy Agency. **The energy progress report 2021**. Edition 2021. 236 p. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Tracking-SDG-7-2021>>. Acesso em: 27 mai. 2023.
- KANDA, W. et al. Policy coherence in a fragmented context: the case of biogas systems in Brazil. **Energy Research and Social Science**, v. 87, n. 102454, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102454>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- KARLSSON, T. et al. **Manual básico de biogás**. Lajeado: Editora da Univates, 2014.
- KING, T. et al. Food safety for food security: Relationship between global megatrends and developments in food safety. **Trends in Food Science & Technology**, v. 68, p. 160-175, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.tifs.2017.08.014>>. Acesso em: 30 mai. 2023.
- KONZEN, E. A. **Manejo e utilização de dejetos de suínos**. Concórdia: Embrapa – CNPSA, 1983. 32 p. Disponível em: <<https://www.infoteca.cnptia.embrapa.br/handle/doc/435305>>. Acesso em: 27 mai. 2023.
- KUNZ, A.; HIGARASHI M. M.; OLIVEIRA P. A. **Tecnologia de manejo e tratamento de dejetos de suínos estudadas no Brasil**. Cadernos de ciência de dejetos de suínos estudadas no Brasil, Belo Horizonte, v. 22, n. 3, set./dez. 2005. Disponível em: <<https://seer.sct.embrapa.br/index.php/cct/issue/view/251>>. Acesso em: 25 mai. 2023.
- KUNZ, A.; STEINMETZ, R. L. R.; AMARAL, A. C. **Fundamentos da digestão anaeróbia, purificação do biogás, uso e tratamento do digestato**. Concórdia: Sbera: Embrapa Suínos e Aves, 2ª Edição, 2022.
- LAMB, C. T.; RHODES, D. H. Collaborative systems thinking: discovering the rules of systems thinking at the team level. **2009 IEEE International systems conference**, proceedings. p. 413, 2009. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/SYSTEMS.2009.4815837>>. Acesso em: 30 dez. 2023.
- LANTZ, M. et al. The prospects for an expansion of biogas systems in Sweden - Incentives, barriers and potentials. **Energy Policy**, v. 35, n. 3, p. 1830-1843, mar. 2007. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.05.017>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- LAVARELLO, P. J.; ROBERT V.; VAZQUEZ, D. Global value chains and national innovation systems: a strained integration. *Journal of Contemporary Economics*, v. 27, p. 1-31, 2023. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/198055272706>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- LI S., GAO L., JIN H., Life cycle energy use and GHG emission assessment of coal-based SNG and power cogeneration technology in China. **Energy Conversion and Management**, vol. 112, p. 91-100, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.12.075>>. Acesso em: 5/11/2023.
- LOPES I. V. **O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL: guia de orientação**. Rio de Janeiro: Fundação Getulio Vargas, 2002.
- LOUHENAPESY, B. B. et al. **The Main Parameter Analysis in Developing Low**

Pressure Biogas Standards. IOP Conference Series: Earth Environmental Science 2019, v. 439, 012067. Disponível em: <<https://doi.org/10.1088/1755-1315/439/1/012067>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

LUO et al. **Comparative analysis of taxonomic, functional, and metabolic patterns of microbiomes from 14 full-scale biogas reactors by metagenomic sequencing and radioisotopic analysis.** *Biotechnology for Biofuels*, v. 9, p. 51, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1186/s13068-016-0465-6>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

MAGALHÃES, A. P. T. **Biogás: um projeto de saneamento Urbano.** 1. ed. São Paulo: Nobel, 1986. 120 p.

MANESH, M. H. K.; REZAZADEH, A.; KABIRI, S. A feasibility study on the potential, economic, and environmental advantages of biogas production from poultry manure in Iran. **Renewable Energy**, v. 159, p. 87-106, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.173>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

MANKINS, J. C. Approaches to Strategic Research and Technology (R&T) Analysis and Road Mapping. **Actica Aeronautica**, v. 51, ed. 1-9, p. 3-21, 2002. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0094576502000838?via%3Dihub>>. Acesso em: 5/11/2023.

MAPA. **Suinocultura de baixa emissão de carbono: tecnologias de produção mais limpa e aproveitamento econômico dos resíduos da produção de suínos.** Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Secretaria de Mobilidade Social, do Produtor Rural e do Cooperativismo. - Brasília: MAPA, 2016. Disponível em: <<https://www.embrapa.br/documents/1355242/0/Biog%C3%A1sFert+-+Suinocultura+de+baixa+emiss%C3%A3o+de+carbono.pdf>>. Acesso em: 5 nov. 2023..

MARCONI, M. A.; LAKATOS, E. M. **Fundamentos de metodologia científica.** ed. 5, São Paulo: Atlas, 2003. 368 p.

MARKARD, J.; RAVEN, R.; TRUFFER, B. Sustainability transitions: An emerging field of research and its prospects. **Research Policy**, v. 41, n. 6, p. 955–967, 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.respol.2012.02.013>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

MARTINS, F. M.; OLIVEIRA, P. A. V. Análise econômica da geração de energia elétrica a partir do biogás na suinocultura. *Energia na Agricultura*, v. 31, ed. 3, 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S0100-69162011000300008>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

MATA-ALVAREZ, J. et al. A critical review on anaerobic co-digestion achievements between 2010 and 2013. **Renewable and sustainable energy reviews**, Spain, v. 1, n. 36, p.412-427, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.039>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

MENEZES LIMA, J. et al. Techno-economic and performance evaluation of energy production by anaerobic digestion in Brazil: bovine, swine and poultry slaughterhouse effluents. **Journal of Cleaner Production**, v. 277, n. 123332, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123332>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

- MENEZES, M. L. Tratamento de efluentes domésticos. **Revista ciência e educação**, UNESP, v. 2, n. 1, p. 101-104, 1995. Disponível em: <<https://www.fc.unesp.br/#!/ensino/pos-graduacao/programas/educacao-para-a-ciencia/revista-ciencia-e-educacao/edicoes-anteriores1301/1995-v-2-n-1/>>. Acesso em: 25 abr. 2023.
- MESSA, R. V. et. al. **O biodigestor e seus benefícios na propriedade rural**. Anais da X Seagro – Agronomia – FAG. Cascavel – PR, 13 e 14 de junho de 2016.
- MEWRI. **Design and Construction Manual of Double Membrane Continuous Stirred Tank Reactor (CSTR) based Large Sized Biogas Plant**. Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation. Government of Nepal. Alternative Energy Promotion Center, 2019.
- MILANEZ A. Y; MAIA G. B. S; GUIMARÃES D. D. **Biogás: evolução recente e potencial de uma nova fronteira de energia renovável para o Brasil**. BNDES Set., Rio de Janeiro, v. 27, n. 53, p. 177-216, mar. 2021. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/20801>>. Acesso em: 25 abr. 2023.
- MINAS GERAIS. Lei nº 24.396, de 13 de julho de 2023. Dispõe sobre a política estadual do biogás e do biometano. **Diário do legislativo**. Assembleia legislativa de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, p. 1, Col. 1, 14 jul. 2023.
- MITTAL, S; AHLGREN, E. O.; SHUKLA, P. R. Barriers to biogas dissemination in India: A review. **Energy Policy**. v. 112, p.361-370, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.02>>. Acesso em: 30 dez. 2023.
- MIZLAFF V. **Engines for biogas: Theory, modification, economic operation**. John Wiley & Sons, 1988. 134p.
- MNRE - **Ministry of New and Renewable Energy of India**. Disponível em: <<https://mnre.gov.in/>>. Acesso em: 27 mai. 2023.
- MORAES, B. S.; ZAIAT, M.; BONOMI, A. Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane ethanol production in Brazil: challenges and perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 888–903, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.023>>. Acesso em: 30 dez. 2023.
- MORENO, V. C. et al. Analysis of accidents in biogas production and upgrading. **Renewable Energy**, v. 96, part B, p. 1127-1134, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.017>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- MORENO, V. C.; COZZANI, V. Major accident hazard in bioenergy production. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 35, p. 135-144, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jlp.2015.04.004>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- MTE. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **NR1**: Disposições gerais e gerenciamento de riscos ocupacionais. Brasília. 2020.
- MTE. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **NR9**: Avaliação e controle das exposições ocupacionais a agentes físicos, químicos e biológicos. 2019.
- MTE. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **NR10**: Segurança em instalações e serviços em eletricidade. Brasília. 2019.
- MTE. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **NR15**: Atividades e operações insalubres. Brasília. 2019.

MTE. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **NR25**: Resíduos industriais. Brasília. 2022.

MUKESHIMANA, M. C. et al. Analysis on barriers to biogas dissemination in Rwanda: AHP approach. **Renewable energy**, v. 163, p. 1127-1137, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.09.051>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

MÜLLER, S.; BROWN, A.; ÖLZ, S. **Policy Considerations For Deploying Renewables**. *Renewable Energy*, p. 72, 2011. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewable-energy-policy-considerations-for-deploying-renewables>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

NASA. **Technology readiness level definitions. National Aeronautics and Space Administration**. 2017. Disponível em: <https://www.nasa.gov/wp-content/uploads/2017/12/458490main_trl_definitions.pdf?emrc=da53fb>. Acesso em: 27 mai. 2023.

NETO, R. M. **Análise de investimentos econômicos e financeiros**. Rio de Janeiro: Freitas Bastos Editora, 2023. 262 p.

NEVZOROVA, T., KUTCHEROV, V. Barriers to the wider implementation of biogas as a source of energy: A state-of-the-art review. **Energy Strategy Reviews**, v. 26, n. 100414, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100414>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

NEVZOROVA, T.; KARAKAYA, E. Explaining the drivers of technological innovation systems: The case of biogas technologies in mature markets. **Journal of cleaner production**, v. 259, n. 120819, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120819>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

NICOLOSO, R. S. et al. **Tecnologias para destinação de animais mortos na granja**. Concórdia: Embrapa Suínos e Aves, 2017. 38 p. cartilha. Disponível em: <<https://www.embrapa.br/busca-de-publicacoes/-/publicacao/1066039/tecnologias-para-destinacao-de-animais-mortos-na-granja>>. Acesso em: 22 fev. 2023.

NISKANEN, J.; MAGNUSSON, D. Understanding upscaling and stagnation of farm-based biogas production in Sweden through transitional and farming logics. *Journal of Cleaner Production*, v. 279, n. 123235, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123235>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

NLEYA, Y. et al. Opportunities and Challenges for Anaerobic Digestion of Farm Dairy Effluent. **Chembioeng reviews**, v. 10, n. 6, p. 924-940, 2023. Disponível em: <<https://doi-org.ez31.periodicos.capes.gov.br/10.1002/cben.202300021>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

NOGUEIRA, L. A. H. **Biodigestão: a alternativa energética**. São Paulo: Nobel, 1986. 93 p.

OBAL, T. M.; et al. Biogascluster: A clustering algorithm to identify potential partnerships between agribusiness properties. **Renewable energy**, v. 206, p. 982-993, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.02.12>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

OLECHOWSKI, A. et al. Technology Readiness Levels at 40: A Study of State-of-the-Art Use, Challenges, and Opportunities. **In**: Portland International Conference on

Management of Engineering and Technology (PICMET), August 2-6 2015, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2015. Disponível em: <<https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/109222>>. Acesso em: 5/11/2023.

OLIVEIRA, L. G. S.; NEGRO, S. O. Contextual structures and interaction dynamics in the Brazilian Biogas Innovation System. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 107, p. 462–481, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.02.030>>. Acesso em: 28 dez. 2023.

ONU. **World Population Prospects 2022**: Summary of results. United Nations: Department of Economic and Social Affairs: Population Division, 2023. Disponível em: <<https://population.un.org/wpp/>>. Acesso em: 30 mai. 2023.

PALHARES, J.C.P. **Biodigestão anaeróbia de dejetos de suínos**: aprendendo com o passado para entender o presente e garantir o futuro. 2008. Artigo em Hypertexto. Disponível em: <http://www.infobibos.com/Artigos/2008_1/Biodigestao/index.htm>. Acesso em: 5 nov. 2022.

PARANÁ. Lei nº 19.500, de 21 de maio de 2018. Dispõe sobre a política estadual do biogás, biometano e outras providências. Poder Executivo, Curitiba, PR. **Diário Oficial do Estado**, 22 mai. 2018.

PASQUAL, J. C. et al. Assessment of collective production of biomethane from livestock waste for urban transportation mobility in Brazil and the United States. **Energies**, v. 11, ed. 4, p. 1-19, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en11040997>>. Acesso em: 28 dez. 2023.

PEGATIN T. O. **Segurança no trabalho e ergonomia**. 1. ed. Curitiba-PR: InterSaberes, 2020.

PEREIRA, E. L. **Tratamento da água residuária de matadouro utilizando um sistema constituído de reatores com biofilme**. 2014. 216 p. Dissertação de mestrado da EEL-USP, Programa de pós-graduação em biotecnologia industrial, Lorena-SP, 2014.

PINTO, R. L. S. et al. An overview on the production of synthetic fuels from biogas. **Bioresource technology reports**, v. 18, 101104, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.biteb.2022.101104>>. Acesso em: 28 dez. 2023.

PIVATO, A. et al. Use of digestate from a decentralized on-farm biogas plant as fertilizer in soils: An ecotoxicological study for future indicators in risk and life cycle assessment. **Waste Management**, v.49, 378-389, 2016. Disponível em:<<https://doi.org/10.1016/j.wasman.2015.12.009>>. Acesso em: 25 mai. 2023.

PROBIOGAS. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Probiogás. **Biometano como combustível veicular**. Probiogás ; organizadores, Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ). Brasília, DF : Ministério das Cidades, 2016a.

PROBIOGAS. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Probiogás. **Conceito para licenciamento ambiental de usinas de biogás**. Probiogás; organizadores, Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ). Brasília, DF : Ministério das Cidades, 2016b.

PROBIOGAS. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Probiogás. **Guia técnico sobre geração distribuída de energia elétrica** por biogás em ETEs.

Probiogás; organizadores, Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ). Brasília, DF: Ministério das Cidades, 2016c.

PROBIOGÁS. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. **Barreiras e propostas de soluções para o mercado de biogás no Brasil**. Probiogás ; organizadores, Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ). Brasília, DF: Ministério das Cidades, 2016d.

PROBIOGÁS. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. **Tecnologias de digestão anaeróbia com relevância para o Brasil: substratos, digestores e uso de biogás**. Probiogás ; organizadores, Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ). Brasília, DF: Ministério das Cidades, 2015a.

PRYSHLIAK, N. Biogas production in individual biogas digesters: experience of India and prospects for Ukraine. **Agricultural and Resource Economics: International Scientific E-Journal**, v. 5, n. 1, p. 122–136, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.51599/are.2019.05.01.08>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

RAFIEE, A. et al. Biogas as an energy vector. **Biomass and Bioenergy**, v. 144, n. 105935, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2020.105935>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

REBELATTO, D. Projeto de investimento. Barueri, SP: Manole, 2004. 340p.

REGATRACE. **Final regatrace report 2022**. Brussels, 2022. Disponível em: <<https://www.biogaspartner.de/en/publications/branchenmeldungen-englisch/final-regatrace-report-2022/>>. Acesso em: 10 oct. 2023.

RIETOW J. C. et. al. **Classificações de atmosferas explosivas em estações de tratamento de esgotos com produção de biogás**. In: Congresso Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental - ABES. FENASAN, 2017.

RIO DE JANEIRO. Lei nº 6.361, de 18 de dezembro de 2012. Dispõe sobre a política estadual de gás natural renovável - GNR. **Diário Oficial**. Poder Executivo, Rio de Janeiro, RJ, p. 1, Col. 1, 20 dez. 2012.

RIO DE JANEIRO. Decreto nº 44.855, de 26 de junho de 2014. Regulamenta a Lei nº 6.361, de dezembro de 2012, que dispõe sobre a política estadual de gás natural renovável – GNR. **Diário Oficial**. Poder Executivo, Rio de Janeiro, RJ, p. 1, Col. 1, 27 jul. 2014.

RIO GRANDE DO SUL. Lei nº 14.864, de 11 de maio de 2016. Institui a política estadual do biometano e o Programa Gaúcho de Incentivo à Geração e Utilização de Biometano – RS-GÁS. Poder Executivo, Porto Alegre, RS. **Diário Oficial do Estado**, nº 089, 12 mai. 2016.

ROSSETE C. A. **Segurança e higiene do trabalho**. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2014.

RYBA, A.; LENZI, E. K.; LENZI M. K. **Elementos de engenharia econômica**. 2 ed. Curitiba: Intersaberes, 2016. 190p.

RYCKEBOSCH E. et. al. Techniques for transformation of biogas to biomethane. **Biomass & Bioenergy**. v. 35, n. 5, p. 1633-1645, 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.02.033>>. Acesso em: 27 dez. 2023.

- SALOMON, K. R.; LORA, E. E. S. Estimate of the electric energy generating potential for different sources of biogas in Brazil. **Biomass & Bioenergy**, v. 33, ed. 9, p. 1101-1107, 2009. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.03.001>>. Acesso em: 27 dez. 2023.
- SAMANEZ, C. P. **Engenharia econômica**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009. 216p.
- SANTA CATARINA. Lei nº 17.542, de 12 de julho de 2018. Institui a Política Estadual do Biogás e estabelece outras providências. Poder Executivo, Florianópolis, SC, **Diário Oficial do Estado**, p. 1, Col. 1, 13 jul. 2018.
- SÃO PAULO. ALESP. Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo. Decreto nº 58.659, de 4 de dezembro de 2012. Institui o Programa Paulista de Biogás e dá providências correlatas. **Diário Oficial do Estado de São Paulo**: seção 1, São Paulo, SP, p. 1, 5 dez. 2012.
- SÃO PAULO. ARSESP. Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo. Deliberação nº 744, de 26 de julho de 2017. Dispõe sobre as condições de distribuição de Biometano na rede de gás canalizado e dá outras providências. **Diário Oficial do Estado de São Paulo**: seção 1, São Paulo, SP, p. 1, 27 jul. 2017.
- SÃO PAULO. ARSESP. Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo. Deliberação nº 1.342, de 29 de setembro de 2022. Dispõe sobre as condições de distribuição de Biometano na rede de gás canalizado e dá outras providências. **Diário Oficial do Estado de São Paulo**: seção 1, São Paulo, SP, p. 1, 7 out. 2022.
- SCALDELA A. V. et. al. Manual prático de saúde e segurança do trabalho. 2.ed. São Caetano do Sul-SP: Yendis Editora, 2012.
- SCHROEDER, V.; SCHALAU, B.; MOLNARNE, M. Explosion protection in biogas and hybrid power plants. **Procedia engineering**, v. 84, p. 259-272, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.proeng.2014.10.433>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- SEKULA, A. Bariery rozwoju lokalnego. **Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego - Samorząd terytorialny com zintegrowanej Europie**, n. 401, p. 587-600, 2005. Disponível em: <<https://doi.org/10.13140/2.1.4625.4880>>. Acesso em: 22 dez. 2023.
- SEVERI, C. A. et al. Identification of critical operational hazards in a biogas upgrading pilot plant through a multi-criteria decision-making and FTOPSIS-HAZOP approach. **Chemosphere**, v. 307, part. 4, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2022.135845>>. Acesso em: 22 mai. 2024.
- SHANE, A.; GHEEWALA, S. H.; KASALI, G. Potential, barriers and prospects of biogas production in Zambia. **Journal of Sustainable Energy and Environment**, v. 6, p. 21-27, apr. 2015. Disponível em: <<https://www.jseejournal.com/media/171/attachment/Potential,%20Barriers%20and%20Prospects%20pp.21-27.pdf>>. Acesso em: 30 dez. 2023.
- SHEN, Y. et al. An overview of biogas production and utilization at full-scale wastewater treatment plants (WWTPs) in the United States: Challenges and opportunities towards energy-neutral WWTPs. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 50, p. 346-362, oct. 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.129>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

SILVA, E.; CUNHA, S. K.; SANTOS, D. D. A trajetória política do biogás no Brasil sob a ótica da perspectiva multinível (PMN). *Revista de gestão e secretariado* v.14, n.2, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.7769/gesec.v14i2.1652>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

SOARES I. P. et al. **Biogás e suas contribuições para os objetivos de desenvolvimento sustentável**. EMBRAPA. Brasília-DF, 2022. 29p.

SOUZA, I. S. DE; AQUINO, R. F. DE. Análise do princípio da proteção ao meio ambiente na Política Energética Nacional. **Direito E-nergia**, v. 7, p. 106–128, 2013. Disponível em: <<https://periodicos.ufrn.br/direitoenergia/article/view/5016/4043>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

SOUZA, S. N. M.; PEREIRA, W. C.; PAVAN, A. A. Custo da eletricidade gerada em conjunto motor gerador utilizando biogás da suinocultura. *In: V Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída. Agrener GD. Anais*. UNICAMP - Campinas – SP, 19 a 21 de outubro de 2004. Disponível em: http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022004000100042&script=sci_arttext. Acesso em: 5/9/2021.

STAFFORD, W. et al. Biofuels technology development in Southern Africa. **Development Southern Africa**, v. 36, ed. 2, p. 155-174, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/0376835X.2018.1481732>>. Acesso em: 5/11/2023.

STAMS A.; PLUGGE C. M. Electron transfer in syntrophic communities of anaerobic bacteria and archaea. **Nature Reviews Microbiology**. v. 7, p. 568-577, aug. 2009. Disponível em: <<https://doi.org/10.1038/nrmicro2166>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

SUN, Q. et. al. Selection of appropriate biogas upgrading technology – review of gas cleaning, upgrading and utilization. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 51, p. 521–532, 2015. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.029](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.029)>. Acesso em: 30 dez. 2023.

TABATABAEI, M. et al. A comprehensive review on recent biological innovations to improve biogas production, Part 1: Upstream strategies. **Renewable Energy**, v. 146, p. 1204-1220, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.037>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

TAKMAN, J.; ANDERSSON-SKOLD, Y. A framework for barriers, opportunities, and potential solutions for renewable energy diffusion: Exemplified by liquefied biogas for heavy trucks. **Transport policy**, v. 110, p. 150-160, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.tranpol.2021.05.021>>. Acesso em: 27 mai. 2023.

TRAVNICEK, P.; KOTEK, L. Risks associated with the production of biogas in Europe. **Renewable Energy**, v. 34, ed. 2, p. 172-178, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/prs.11734>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

UCZAI, P. et. al. Cadernos de Altos estudos. **Energias Renováveis: Riqueza Sustentável ao Alcance da Sociedade**. Brasília: Câmara dos Deputados, Edições Câmara, 2012.

UPADHYAY, A. et al. Recent development in physical, chemical, biological and hybrid biogas upgradation techniques. **Sustainability**, v.15, n. 1, dec. 2022. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2071-1050/15/1/476>>. Acesso em: 27 mai. 2023.

URIONA, M.; GROBBELAAR, S. S. Innovation system policy analysis through

system dynamics modelling: A systematic review. **Science and Public Policy**, v. 46, n. 1, p. 28–44, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1093/scipol/scy034>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

USDA/Foreign Agricultural Service Livestock and poultry: **World markets and trade**. April 11, 2023. Disponível em: <<https://www.fas.usda.gov/>>. Acesso em: 27 mai. 2023.

VERONEZE, M. L. et al. Production of biogas and biofertilizer using anaerobic reactors with swine manure and glycerin doses. **Journal of Cleaner Production**, v.213, 176-184, 2019. Disponível em:<<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.181>>. Acesso em: 25 mai. 2023.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1ª ed. Editora Érica, São Paulo, 2012.

VOLPE et. al. Sustainable production of bio-combustibles from pyrolysis of agro-industrial wastes. **Sustainability**, v. 6, n. 11, p. 7866-7882, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/su6117866>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

VON WALD G. A. et al. Biomethane addition to California transmission pipelines: Regional simulation of the impact of regulations. **Applied energy**, v. 250, p. 292-301, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.05.031>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

WAKEEL, M. et al. Biogas Energy Resources in Pakistan Status, Potential, and Barriers. **Utilities Policy**, v. 84, 101643, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jup.2023.101643>>. Acesso em: 22 dez. 2023.

WIECZOREK A. J. et al. A review of the European offshore wind innovation system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 26, p. 294-306, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.045>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

WHITE MARTINS. **Ficha de informações de segurança de produtos químicos: Dióxido de carbono**. Disponível em: < <https://cloud.cnpgc.embrapa.br/wp-content/igu/fispq/laboratorios/Dioxido%20de%20carbono.pdf>>. Acesso em: 30 mai. 2024.

YAN, S.; LU, Y. A discussion on the origin of emerging technologies from the view of technology S-curves. In: 5th International Symposium on Management of Technology (ISMOT'07), v. 1 and 2, p. 942-945. Hangzhou, China. 1-3 Jun. 2007.

YOUSUF, A. Financial sustainability of biogas technology: Barriers, opportunities, and solutions. **Energy Sources**, Part B: Economics, Planning, and Policy, v. 11, ed. 9, p. 841-848, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/15567249.2016.1148084>>. Acesso em: 30 dez. 2023.

Anexo A - LINHAS DE CRÉDITO USUAIS PARA PROJETOS DE BIOGÁS.

Produto	Valor (Min. Max.)	Prazo/Carência	Taxas
Inovagro	R\$ 300 mil	10 anos	10,5% aa.
BNDES	R\$ 1,3 milhões	2 anos	
Pronaf ABC+	R\$ 420 mil	10 anos	6% aa.
Agroindústria	R\$ 45 milhões	3 anos	
Pronaf ABC+	N/D	10 anos	4% aa.
Bioeconomia	R\$ 210 mil	5 anos	
Pronaf	N/D	10 anos	6% aa.
Mais alimentos	R\$ 420 mil	3 anos	
Finame – Aquisição e Comercialização	N/D	Até 10 anos	TLP +1,15% aa.
	N/D	Até 2 anos	+ taxa agente
Finem geração de energia	R\$ 40 milhões	Até 24 anos	TLP +1,45% aa.
	N/D	Até 6 meses	+ taxa agente
Fundo clima	N/D	Até 16 anos	4,9 – 5,4% aa.
Energias renováveis	R\$ 80 milhões	Até 8 anos	
Pronamp	N/D	Até 8 anos	8% aa.
	R\$ 600 mil	Até 3 anos	
Crédito rural	N/D	Até 15 anos	TFB, TLP, Selic
	N/D	Até 3 anos	+ 3,75% aa.
FCO verde	R\$ 300 mil	Até 15 anos	4,72 -5,33% aa.
BRDE	R\$ 10 milhões	Até 36 meses	
Inovação crítica	R\$ 10 milhões	Até 8 anos	5,0% aa. + TR
Finep PJ	N/D	Até 4 anos	
FEAP/BANAGRO	N/D	Até 8 anos	3,0% aa.
	R\$ 200 mil	Até 48 meses	

Fonte: Adaptado de CIBiogas (2021).

