

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

EM ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA E
AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS DE USO DE
HIDROGÊNIO VERDE PARA O ACRÉSCIMO
DA PRODUÇÃO DE METANO EM SISTEMAS
DE BIODIGESTÃO**

Katia Yesica Tineo Canales

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA DE ENERGIA

**Análise técnico-econômica e ambiental de alternativas de uso de hidrogênio verde
para o acréscimo da produção de metano em sistemas de biodigestão**

Katia Yesica Tineo Canales

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia.

Área de Concentração: Sistemas energéticos.

Orientador: Prof. Dr. **Electo Eduardo Silva Lora.**
Co-orientador: Prof. Dr. **Jean Agustin Velasquez Piñas**

Itajubá

2024

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha mais profunda gratidão a todos que contribuíram para a realização deste trabalho acadêmico. Primeiramente, desejo agradecer ao meu orientador, professor Electo Eduardo Silva Lora, e meu coorientador Jean Agustin Velásquez Piñas, pela orientação, apoio e insights valiosos ao longo deste processo. Sua dedicação e expertise foram fundamentais para o desenvolvimento deste estudo.

Agradeço também aos membros da banca examinadora, Regina Mambeli Barros, Rafael Silva Capaz, Flavio Dias Mayer, e Oswaldo José Venturini, por dedicarem seu tempo e expertise na avaliação deste trabalho. Suas sugestões e comentários foram extremamente enriquecedores e contribuíram significativamente para a qualidade final desta dissertação.

Quero estender meus agradecimentos aos meus colegas de curso e amigos que estiveram ao meu lado durante esta jornada acadêmica em especial para Thais, Adrielle e a Leticia. Suas discussões, apoio moral e incentivo foram essenciais para manter-me motivado e focado ao longo do processo de pesquisa e escrita.

Não posso deixar de mencionar minha família, cujo apoio incondicional e encorajamento foram fundamentais em todos os momentos. Seu amor e compreensão foram a força motriz por trás de todas as minhas conquistas acadêmicas.

Além disso, gostaria de expressar minha gratidão para aqueles que me receberam no Brasil como se eu fosse uma brasileira. Embora sinta saudades do meu país, o Peru, não foi algo que pesou muito em meu coração, pois agora tenho amigos brasileiros maravilhosos, como a querida Pamela e a Maria. Com elas, sempre me senti em família.

Por fim, dedico este trabalho à memória daqueles que, de alguma forma, contribuíram para a minha formação acadêmica e pessoal, mas que infelizmente não estão mais entre nós.

Novamente, expresso meu profundo agradecimento a todos os que direta ou indiretamente contribuíram para este trabalho. Sem o apoio e colaboração de vocês, esta conquista não teria sido possível.

Resumo

KATIA TINEO C. (2024) Análise técnico-econômica e ambiental de alternativas de uso de hidrogênio verde para o acréscimo da produção de metano em sistemas de biodigestão. Itajuba, Dissertação de mestrado em engenharia de energia, Universidade Federal de Itajuba.

Na busca por soluções energéticas sustentáveis, a transição para uma economia de baixo carbono tornou-se um objetivo central para países em todo o mundo. Este trabalho apresenta uma análise técnico-econômica e ambiental abrangente do uso de hidrogênio verde para melhorar a produção de metano em sistemas de biodigestão. Este estudo está situado no contexto mais amplo da adoção de energia renovável e do impulso para a descarbonização, com foco particular na matriz energética do Brasil, que já incorpora uma parcela significativa de fontes renováveis.

A justificativa por trás desta pesquisa está ancorada no papel crítico que o biogás, especialmente o metano, desempenha no cenário de energia renovável. A produção de biogás a partir de resíduos agrícolas não apenas oferece um caminho para a valorização de resíduos, mas também contribui para a segurança energética e sustentabilidade ambiental. No entanto, o rendimento de metano dos processos convencionais de biodigestão muitas vezes não alcança o potencial esperado. A introdução de hidrogênio verde nos sistemas de biodigestão surge como uma estratégia inovadora para superar essa limitação, prometendo ampliar a produção de metano e enriquecer o valor energético do biogás.

O principal objetivo desta dissertação foi explorar a viabilidade e sustentabilidade da integração de hidrogênio verde nos processos de biodigestão para o enriquecimento de metano. Este objetivo foi perseguido através da avaliação de oito caminhos alternativos incorporando a tecnologia Power to Gas (P2G), focando em seu desempenho técnico, viabilidade econômica e impactos ambientais. O estudo visou especificamente a otimização da produção de biogás a partir de resíduos de suínos e capim elefante, considerando sua abundância e potencial energético.

Adotando uma estrutura metodológica que combina análise teórica com ferramentas de simulação, a pesquisa utilizou a avaliação de ciclo de vida (ACV) e o software SimaPro® para avaliar sistematicamente a pegada ambiental de cada alternativa proposta. A análise econômica foi baseada na estimativa de custos de produção, receitas potenciais e viabilidade econômica geral. A avaliação técnica focou na eficiência da integração de hidrogênio no processo de biodigestão e seu impacto no rendimento de metano.

Os resultados desta pesquisa revelaram perspectivas promissoras para a melhoria da produção de metano através do uso sinérgico de hidrogênio verde. As alternativas exploradas demonstraram graus variados de eficácia em aumentar o conteúdo de metano, com caminhos específicos mostrando potencial significativo para a atualização sustentável do biogás, nos cenários que se usaram codigestão se obteve maiores resultados de energia já que o uso de grass silagem aumenta o rendimento de biogás com 121.54 m³/ton. embora na parte econômica os resultados não são bons por conta do transporte e o a quantidade de hidrogênio usado. A análise econômica sublinhou a importância de políticas de apoio e avanços tecnológicos na melhoria da relação custo-benefício dessas soluções.

Conclusivamente, esta dissertação postula que a integração de hidrogênio verde em sistemas de biodigestão representa uma abordagem viável e inovadora para aumentar a produção de metano. Esta estratégia não apenas está alinhada com os objetivos de sustentabilidade ambiental, mas também tem o potencial de reforçar a contribuição do setor de energia renovável para a matriz energética. As implicações do estudo vão além dos âmbitos técnico e econômico, destacando o papel dos quadros políticos, mecanismos de mercado e pesquisa e desenvolvimento na facilitação da adoção de tecnologias de hidrogênio verde. Olhando para o futuro, a pesquisa identifica várias vias para investigações futuras, incluindo a explora

Palavras-chave: hidrogênio verde, *Power to Gas*, biodigestão, metano e ACV, análise técnica, análise econômica.

Abstract

In the pursuit of sustainable energy solutions, the transition to a low-carbon economy has become a central objective for countries worldwide. This work presents a comprehensive technical, economic, and environmental analysis of the use of green hydrogen to enhance methane production in biodigestion systems. Situated within the broader context of renewable energy adoption and the drive for decarbonization, with a particular focus on Brazil's energy matrix, which already incorporates a significant share of renewable sources.

The rationale behind this research is anchored in the critical role that biogas, especially methane, plays in the renewable energy landscape. Biogas production from agricultural waste not only provides a pathway for waste valorization but also contributes to energy security and environmental sustainability. However, the methane yield from conventional biodigestion processes often fails to reach the expected potential. The introduction of green hydrogen into biodigestion systems emerges as an innovative strategy to overcome this limitation, promising to enhance methane production and enrich the energy value of biogas.

The primary objective of this dissertation was to explore the feasibility and sustainability of integrating green hydrogen into biodigestion processes for methane enrichment. This objective was pursued through the evaluation of eight alternative pathways incorporating Power to Gas (P2G) technology, focusing on their technical performance, economic viability, and environmental impacts. The study specifically aimed to optimize biogas production from swine residues and elephant grass, considering their abundance and energy potential.

Adopting a methodological framework that combines theoretical analysis with simulation tools, the research utilized Life Cycle Assessment (LCA) and SimaPro® software to systematically assess the environmental footprint of each proposed alternative. Economic analysis was based on production cost estimates, potential revenues, and overall economic viability. Technical evaluation focused on the efficiency of hydrogen integration into the biodigestion process and its impact on methane yield.

The results of this research revealed promising prospects for improving methane production through the synergistic use of green hydrogen. The explored alternatives demonstrated varying degrees of effectiveness in increasing methane content, with specific pathways showing significant potential for the sustainable upgrading of biogas. In scenarios where co-digestion was employed, higher energy results were obtained due to the use of grass silage, increasing biogas yield to 121.54 m³/ton. However, the economic analysis yielded less favorable results due to transportation costs and the quantity of hydrogen used. Economic analysis underscored the importance of supportive policies and technological advancements in improving the cost-effectiveness of these solutions.

In conclusion, this dissertation posits that the integration of green hydrogen into biodigestion systems represents a viable and innovative approach to increasing methane production. This strategy not only aligns with environmental sustainability goals but also has the potential to strengthen the contribution of the renewable energy sector to the energy matrix. The implications of the study extend beyond technical and economic realms, highlighting the role of policy frameworks, market mechanisms, and research and development in facilitating the adoption of green hydrogen technologies. Looking to the future, the research identifies several avenues for future investigations, including exploring further.

Keywords: green hydrogen, Power to Gas, biodigestion, methane, LCA (Life Cycle Assessment), technical analysis, economic analysis.

Lista de tabelas

Tabela 1.Composição média do biogás proveniente de diferentes resíduos orgânicos	22
Tabela 2.Características gerais do biogás com conteúdo de metano na faixa 55 -70%	22
Tabela 3.Temperatura e eficiência da eletrólise de acordo com o tipo de eletrolisador. ...	37
Tabela 4.Percentagem do metano de acordo com a rota de refino do biogás	40
Tabela 5. Peso específico e poder calorífico inferior do biogás em função da composição química do biogás	51
Tabela 6. Parâmetros utilizados para a avaliação da geração de eletricidade a partir do biogás	51
Tabela 7. Parâmetros para avaliação da produção de biogás	53
Tabela 8. Indicadores utilizados no dimensionamento da unidade digestora e no cálculo da produção diária de biogás e eletricidade.	54
Tabela 9. Temperatura média da cidade de Oliveira - MG.....	56
Tabela 10.Inventario produção de 1kg de hidrogênio verde.....	65
Tabela 11.Inventario produção de silagem de capim elefante	66
Tabela 12. Inventários dos quatro primeiros cenários.....	67
Tabela 13.Inventario dos cenários com co-digestao avaliados	68
Tabela 14. Impactos usualmente avaliados em ACV de obtenção de biogás	69
Tabela 15. Impactos usualmente avaliados em ACV de obtenção de biogás	70
Tabela 16. Parâmetros de transporte da biomassa agrícola.....	73
Tabela 17.Custo dos equipamentos para uma planta	76
Tabela 18.Custo de operação assumidos.....	77
Tabela 19.Custo do substrato (capim elefante) seco e outros aditivos.	77
Tabela 20.Indicadores assumidos para avaliação econômica	78
Tabela 21. <i>Output e Input</i> dos cenários estudados	88
Tabela 22. Receitas dos cenários	101
Tabela 23. Resumo do balanço Econômico dos cenários.	103

Lista de figuras

Figura 1. Representação esquemática das rotas tecnológicas para obtenção de hidrogênio a partir de diferentes fontes.....	32
Figura 2 . Visão geral das diferentes tecnologias de produção de hidrogênio.....	36
Figura 3. Esquema tecnologia- <i>Power-To-Gás</i> (P2G).....	38
Figura 4. Fases de uma ACV.....	41
Figura 5. Fluxograma dos Cenários I e II Injeção direta de H ₂ no biodigestor (P2G/IS), e no reator de metanização biológica (P2G/BD/BM).....	46
Figura 6. Fluxograma do cenário III – Injeção do H ₂ num reator com separação do CO ₂ com aminas (P2G/BD/Aminas).....	47
Figura 7. Fluxograma do cenário IV - Injeção do hidrogênio verde no reator de metanação catalítica (P2G/BD/Sabatier).....	48
Figura 8. Fluxograma dos cenários V e VI - Codigestão e injeção direta do H ₂ no biodigestor e VI. VI Codigestão e injeção direta do hidrogênio verde no reator de biometanação: P2G/BD/BM+CD e VI-.....	49
Figura 9. Fluxograma do cenário VII- Injeção do H ₂ num reator com separação do CO ₂ com aminas (P2G/BD/Aminas).....	50
Figura 10. Fluxograma do cenário VIII- Codigestão e Injeção do hidrogênio verde no reator de metanação catalítica (P2G/BD/Sabatier +CD).....	50
Figura 11. Descrição gráfica dos cenários avaliados de refino do biogás.....	58
Figura 12. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário I.....	59
Figura 13. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário II e III.	60
Figura 14. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário IV.	61
Figura 15. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário V.....	62
Figura 16. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário VI.....	63
Figura 17. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário VII.....	63
Figura 18. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário VIII.....	64
Figura 19. Relação C/N da mistura de excretas suína e silagem de capim elefante.....	81
Figura 20. Variação do TRH em função da temperatura de trabalho do biodigestor.....	83
Figura 21. Volume do biodigestor para cada cenário.....	84

Figura 22. Produção de biogás	85
Figura 23. Potência para todo os cenários.....	86
Figura 24. Resultados do potencial de aquecimento global nos 8 cenários.	90
Figura 25. Resultados do potencial de acidificação	93
Figura 26. Resultados da eutrofização	94
Figura 27. Potencial de toxicidade	95
Figura 28. Potencial da ecotoxicidade	98
Figura 29. Formação de partículas finas	99
Figura 30. Gráfico de radar, para comparação dos cenários.	100
Figura 31. Contribuição para a receita	102
Figura 32. Contribuição dos equipamentos no investimento dos cenários	105
Figura 33. Custo nivelado do hidrogênio, com redução de custo de eletrolisador	107
Figura 34. Sensibilidade do VPL a redução do custo de hidrogênio	107
Figura 35. Sensibilidade do PAYBACK a redução do custo de hidrogênio.....	108
Figura 36. Sensibilidade do TIR a redução do custo de hidrogênio	108

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACV	Análise de Ciclo de vida
AICV	Avaliação de impacto do ciclo de vida
CED	Culturas energéticas dedicadas
CCUS	Captura e armazenamento de carbono
CIBiogás	Centro Internacional de Energias Renováveis
DA	Digestão anaeróbia
DEA	Di-etanolamina
Decope	Departamento de Custos Operacionais e Pesquisas Técnicas e Econômicas da NTC&Logística
DMEA	Dimetil etilamina
DS	Dejeto suíno
FU	Unidade funcional
GNV	Gás natural veicular
ICV	Inventário do ciclo de vida
INCT	Índice Nacional do Custo de transporte de Carga
MCI	Motor de combustão interna
MEA	Monoetanolamina
MG	Minas Gerais
P2G	<i>Power to Gas</i>
PCI	Poder calorífico inferior
PEAD	Polietileno de alta densidade
PEM	Eletrólise de membrana de eletrólito de polímero
SOECs	Eletrólise de óxido sólido
TIR	Taxa interna de retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
TRC	Tempo de Retorno de Capital
TRH	Tempo de retenção hidráulica
VPL	Valor Presente Líquido

Sumário

Capítulo I

1. INTRODUÇÃO	16
1.1. Hipótese.....	18
1.2. Objetivos.....	18
1.2.1. Objetivo geral.....	18
1.2.2. Objetivos específicos	19
1.3. Estrutura do trabalho	19

Capítulo II

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	21
2.1. Biogás	21
2.2. Composição do biogás.....	21
2.3. Poder calorífico do biogás.....	22
2.4. Biogás no Brasil	23
2.5. Biodigestores	23
2.6. Biodigestão anaeróbia	23
2.7. Fatores que influenciam a digestão anaeróbia.....	24
2.7.1. Temperatura	24
2.7.2. Alcalinidade e pH.....	24
2.7.3. Agitação do Sistema.....	25
2.7.4. Codigestão.....	25
2.7.5. Substratos	26
2.7.6. Relação C/N	26
2.7.7. Tempo de Retenção Hidráulica (TRH)	27
2.8. Biofertilizantes	27

2.8.1.	Cultura energética dedicada	29
2.8.2.	Capim elefante (<i>Pennisetum purpureum Schumacher</i>).....	30
2.8.3.	Eucalipto (<i>Eucalyptus sp</i>)	30
2.9.	Hidrogênio.....	31
2.9.1.	Hidrogênio verde.....	33
2.10.	Eletrólise e eletrolisadores	34
2.10.1.	Eletrolisador alcalino.....	34
2.10.2.	Eletrolisador PEM	35
2.10.3.	Eletrolisador de óxido sólido.....	37
2.11.	Tecnologia <i>Power to gás</i> (P2G).....	37
2.11.1.	Tecnologia <i>Power To Gás</i> (P2G/BD) <i>in-situ</i>	38
2.11.2.	Tecnologia <i>Power To Gás</i> (P2G/BD) <i>Ex-Situ</i>	38
2.11.3.	Biodigestão com a remoção do CO ₂ com aminas.....	39
2.12.	Análise de ciclo de vida do biogás.....	40

Capítulo III

3.	METODOLOGIA.....	44
3.1.	Descrição dos cenários assumidos na pesquisa	44
3.1.1.	Baseline	44
3.1.2.	Cenário I - Injeção direta de H ₂ no biodigestor (P2G/IS),	44
3.1.3.	Cenário II- Injeção direta de H ₂ no reator de metanização biológica (P2G/BD/BM).....	45
3.1.4.	Cenário III - Injeção do H ₂ num reator com separação do CO ₂ com aminas (P2G/BD/Aminas).	46
3.1.5.	Cenário IV- Injeção de metano a um reator de metanização catalítica - Reação de Sabatier (P2G/BD/Sabatier).....	47

3.1.6.	Cenário V - Codigestão e injeção direta do hidrogênio verde no biodigestor (P2G/IS + CD)	48
3.1.7.	Cenário VI- Codigestão e injeção direta do hidrogênio verde no reator de biometanação: P2G/BD/BM+CD	49
3.1.8.	Cenários VII e VIII	49
3.2.	Produção de eletricidade a partir do biogás.....	51
3.3.	Quantidade dos substratos a utilizar	52
3.4.	Tempo de Retenção Hidráulica (TRH).....	54
3.5.	Dimensionamento básico do biodigestor.....	55
3.6.	Produção de hidrogênio por eletrolise	55
3.7.	Dados Climatológicos	56
3.8.	Uso do biofertilizantes no cultivo.....	56
3.9.	Balanco de massa	57
3.10.	Análise do ciclo de vida (ACV).....	57
3.10.1.	Objetivo e escopo	57
3.10.2.	Fronteiras do sistema para o Cenário I.....	58
3.10.3.	Fronteiras do sistema para o Cenário II, III e IV	60
3.10.4.	Fronteiras do sistema para o Cenário V	61
3.10.5.	Fronteiras do sistema para o Cenário VI, VII e VIII	62
3.11.	Análise do inventario	64
3.11.1.	Inventario produção de hidrogênio verde.....	64
3.11.2.	Inventario produção de silagem de capim elefante	65
3.11.3.	Inventario do processo de biodigestão	67
3.12.	Avaliação dos impactos do ciclo de vida.....	68
	Potencial de aquecimento global	69
	Potencial de acidificação	69

3.13.	Análise econômica.....	70
3.13.1.	Valor Presente Líquido (VPL).....	71
3.13.2.	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	72
3.13.3.	Tempo de Retorno de Capital (TRC) ou <i>Payback</i> (PB).....	72
3.14.	Transporte do co-substrato.....	73
3.15.	Custos dos equipamentos e outras considerações para o estudo de viabilidade econômica.....	74
3.1.	Receitas.....	78
3.2.	Análise de sensibilidade	79
 Capítulo IV		
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	80
4.1.	Relação C/N da mistura de excretas suína e silagem de capim elefante	80
4.2.	Tempo de Retenção Hidráulica	82
4.3.	Cálculo do volume do biodigestor, produção diária de biogás e eletricidade	83
4.4.	Análise energético e massa.....	86
4.5.	Análise de Ciclo de Vida.....	89
4.5.1.	Potencial de aquecimento global.....	89
4.5.2.	Potencial de acidificação.....	92
4.5.3.	Eutrofização	93
4.5.1.	Toxicidade.....	95
4.5.2.	Ecotoxicidade.....	96
4.5.3.	Formação de partículas finas.....	98
4.6.	Análise Econômica.....	100
4.6.1.	Análise de Sensibilidade	106
5.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	109
6.	REFERÊNCIAS.....	112

CAPITULO I

1. INTRODUÇÃO

A chamada descarbonização é um tema que se encontra na agenda de muitas organizações internacionais, já que no mundo a principal fonte de energia são os combustíveis fósseis. É por isso que as energias renováveis, incluindo solar, eólica, hídrica, biocombustíveis e outras, estão no centro da transição para um sistema de energia menos intensivo em carbono e mais sustentável [1]. Assim um dos principais pilares da transição energética são as energias renováveis [2]. Existem diferentes tipos de energia renováveis, as mais conhecidas e desenvolvidas no mundo são a energia solar e eólica. O setor elétrico continua sendo o lugar mais atraente para as energias renováveis com o notável avanço da energia solar fotovoltaica e eólica nos últimos anos, complementando a já substancial participação da energia hidrelétrica, é importante ressaltar que a eletricidade representa apenas 20% do consumo total de energia global. Portanto, a relevância das energias renováveis nos setores de transporte e aquecimento permanece crucial para efetivar a transição energética [2].

Por exemplo a matriz energética do Brasil no ano 2022 de acordo com Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [3], é muito diferente da mundial, apesar do consumo de energia de fontes não renováveis ser maior do que o de renováveis, usa-se mais fontes renováveis que no resto do mundo. Somando lenha e carvão vegetal, hidráulica, os coprodutos de cana e outras renováveis, as renováveis totalizam 48,3%, quase metade da matriz energética brasileira, mas ainda assim tudo o país precisa trocar sua matriz energética [4]. Embora o Brasil tenha sua matriz energética mais renovável que do resto do mundo para a transição energética ainda é necessário tomar mais ações, aproveitando a biomassa disponível. O Brasil sendo o quarto maior produtor de carne suína no mundo para o ano 2021 de acordo com o Portal Embrapa[5]. Sendo o sul do país o maior produtor nacional de suínos, representando

aproximadamente 66,00% da produção total, com destaque para os estados de Santa Catarina, Paraná e Rio Grande do Sul [6] certamente o Brasil possui um grande potencial para a expansão do aproveitamento de resíduos na produção de biogás. Atualmente, já existem plantas de biogás no país, especialmente aquelas que tiram proveito de resíduos provenientes da criação de suínos. No entanto, observa-se que, muitas vezes, esses biogases são utilizados apenas nas fazendas para atender às demandas cotidianas desse setor. Uma abordagem mais eficiente seria explorar oportunidades para refinamento do biogás, aprimorando seu processo de produção e purificação. Ao refiná-lo, seria possível aumentar sua qualidade e, conseqüentemente, ampliar seu potencial de aproveitamento em diversas aplicações, indo além das necessidades locais das fazendas. Essa otimização não apenas contribuiria para a geração de energia mais limpa, mas também abriria portas para a integração desse biogás refinado na matriz energética geral do país, fortalecendo a sustentabilidade e reduzindo a dependência de fontes não renováveis. Essa abordagem alinhada com práticas mais avançadas no gerenciamento de resíduos poderia representar uma significativa contribuição para a transição do Brasil para um modelo energético mais sustentável e eficiente.

Surge assim o interesse na utilização do biogás para que ele possa ser usado como combustível de transporte e, ao mesmo tempo, novas rotas surgiram no desenvolvimento de técnicas de refino do biogás[7]. Isso significa reduzir a dependência de combustíveis fósseis e produzir gás com a qualidade semelhante à do gás natural, mas a partir de fontes renováveis de energia[8]. Embora as principais fontes de biogás sejam as estações de tratamento de águas residuais e aterros sanitários, também se tem dado atenção à produção de biogás à base de dejetos, visto que o seu potencial como solução tratamento destes resíduos através da sua transformação em energia é bastante significativo[9], [10], [11].

O biogás tem na sua composição principalmente entre 50 – 70 % de metano (CH_4) e 25 - 45 % dióxido de carbono (CO_2) podendo ser usado em motores de combustão interna, para cogeração de calor e eletricidade desde que seja feita a remoção preliminar de componentes indesejáveis como o H_2S [12].

Embora ainda esteja em um estágio muito inicial, a tecnologia *Power To Gás* (P2G) é uma das poucas opções viáveis para soluções de armazenamento de energia em larga escala. A conversão do excesso de energia renovável em metano possibilita o armazenamento de grandes quantidades de energia por um longo período nas infraestruturas de gás existentes.

De fato, a geração de hidrogênio por eletrólise da água com energia proveniente de fontes intermitentes é uma das formas de obter hidrogênio. Por outro lado, no mundo o hidrogênio é considerado o combustível do futuro e que pode contribuir a chamada descarbonização ou transição energética, ele poderia ser usado diretamente como combustível, porém sua baixa densidade leva limitações no seu transporte e armazenamento [13], [14], [15]. Portanto, a oportunidade de utilizar o hidrogênio para a conversão do dióxido de carbono presente no biogás em metano é uma tecnologia alternativa promissora, eficaz e mais barata para refinar o biogás e obter um combustível com um teor mais alto de metano [13].

As novas tecnologias precisam ser avaliadas tanto técnica, econômica e ambientalmente. Portanto, no presente trabalho são apresentadas oito alternativas energéticas de acréscimo da produção de metano utilizando hidrogênio renovável para enriquecimento do metano em biodigestor que utiliza dejetos suínos e o capim elefante como co-substrato, as quais são avaliadas técnica, econômica e ambientalmente.

1.1. Hipótese

É possível conseguir um acréscimo considerável do teor de metano no biogás mediante a implementação de alternativas sinérgicas utilizando hidrogênio verde com viabilidade técnica, econômica e ambiental.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral analisar econômica, técnica e ambientalmente as alternativas de uso de hidrogênio renovável em sistemas de

biodigestão, utilizando esterco suíno como substrato base e a silagem do capim elefante como co-substrato.

1.2.2. Objetivos específicos

Para a execução do objetivo geral, foi necessário atingir os seguintes objetivos específicos:

- Estimar a produção de metano em cada cenário proposto.
- Realizar a análise ambiental a partir da Análise de Ciclo de Vida (ACV) para cada cenário proposto.
- Estimar o acréscimo da produção de metano utilizando a codigestão do esterco suínos com silagem de capim elefante.
- Analisar a viabilidade econômica dos diferentes cenários de produção de biogás com o uso de hidrogênio verde.
- Estimar a quantidade de energia renovável necessária para a obtenção de hidrogênio verde.
- Fazer um balanço energético geral de todos os cenários.

1.3. Estrutura do trabalho

No **capítulo introdutório** são descritos o assunto a ser tratado, a problemática da pesquisa; traçados os objetivos; justificativa e como o trabalho é organizado.

O **segundo capítulo** aborda uma revisão bibliográfica sobre o assunto, apresentando os principais conceitos, aplicações e características de interesse do biogás, biodigestão e os fatores que influenciam em este processo (temperatura, alcalinidade, pH, agitação do sistema substratos, relação C/N, tempo de retenção hidráulica), biofertilizantes, codigestão, culturas energéticas dedicadas, tecnologia P2G, hidrogênio verde, assim também detalham-se as etapas da análise de ciclo de vida em sistemas de biodigestão.

No terceiro capítulo é apresentada a metodologia do trabalho, são apresentados os fatores, parâmetros e hipóteses que devem ser assumidas na pesquisa em geral e no dimensionamento do projeto. O projeto inclui o dimensionamento da unidade digestora para a produção de biogás e eletricidade e avaliação técnica e econômica do projeto. Estas análises são feitas para distintos cenários que consideram o uso ou não da codigestão anaeróbia, estes cenários também são apresentados neste capítulo assim como se descreve a metodologia do ACV.

No quarto capítulo são apresentados os resultados da avaliação técnica e econômica dos oito cenários propostos. Além disto, no capítulo são apresentados também os resultados concernentes à Análise de Ciclo de Vida de cada Cenário a partir de 6 categorias de impacto analisadas: Potencial de Aquecimento Global, Potencial de Acidificação, Potencial de Eutrofização, Potencial de toxicidade humana, Potencial de Depleção da camada de ozônio, potencial de Oxidação Fotoquímica e Potencial de Depleção Abiótica (combustíveis fósseis). Neste capítulo foi apresentado o melhor cenário que vai depender da análise, econômica ou ambiental (dentro das categorias de impacto analisadas) e no contexto dos parâmetros avaliados.

No quinto capítulo são apresentadas as considerações finais, as conclusões do presente estudo e se apresentam recomendações para trabalhos futuros que possam abordar este tema. Por fim, são apresentadas as referências e anexos que embasaram a realização deste trabalho.

CAPITULO II

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Biogás

O biogás é um gás resultante do processo de biodigestão anaeróbia da matéria orgânica, um processo que ocorre na ausência de ar [16]. O biogás é composto principalmente por metano e dióxido de carbono, mas também contém várias impurezas[17].

A geração de energia a partir de biogás representa uma alternativa sustentável e inovadora aos combustíveis fósseis tradicionais, oferecendo uma série de benefícios ambientais significativos. [18].Com relação ao crescente problema da energia e resíduos, o biogás produzido a partir de matéria orgânica está gradualmente se tornando uma solução de produção limpa [19].O fertilizante produzido pela fermentação anaeróbia aumenta a matéria orgânica e a fertilidade do solo e melhora o rendimento e a qualidade das colheitas [20]. O biogás produzido através da digestão anaeróbia de resíduos pode potencialmente reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) [21].

2.2. Composição do biogás

O biogás é um gás constituído por metano (CH_4), gás carbônico (CO_2), sulfeto de hidrogênio (H_2S), amônia (NH_3), água, nitrogênio (N_2) e siloxano, como se mostra na tabela 1. E sua composição pode variar de acordo a vários fatores como o tipo de resíduo, as condições em que se dá a biodigestão, entre outros. O tipo de matéria orgânica sendo digerida afeta diretamente a composição do biogás. Resíduos agrícolas, resíduos de alimentos, esterco animal e lodo de esgoto são exemplos comuns de matérias-primas para a produção de biogás. As condições dentro do biodigestor, como temperatura, pH e tempo de retenção hidráulica, podem influenciar a composição do biogás. Por exemplo, temperaturas mais altas geralmente aceleram a digestão anaeróbica, resultando em maior produção de biogás [16].

Tabela 1.Composição média do biogás proveniente de diferentes resíduos orgânicos

Componentes	Conteúdo
Metano (CH ₄)	55 -70%
Dióxido de carbono (CO ₂)	30-45%
Sulfeto de hidrogênio (H ₂ S)	0 – 0,5%
Amônia (NH ₃)	0 – 0,5%
Vapor d'água	1 – 5%
N ₂	0 -5%
Siloxanas	0 -50 mg/m ³

Fonte: adaptado de [16]

2.3. Poder calorífico do biogás

O poder calorífico do biogás está em torno de 6,0-6,5 kWh/m³ como se mostra na tabela 2, dependendo da porcentagem de metano presente, que em média está na faixa de 55-70% em volume[17].O poder calorífico líquido depende da eficiência dos queimadores de biogás ou de outros aparelhos usados para processar o biogás [22].

Tabela 2.Características gerais do biogás com conteúdo de metano na faixa 55 -70%

Características gerais do biogás	Valores
Poder calorífico (kWh /m ³)	6,0 -6,5
Equivalência óleo combustível /m ³ biogás	0,60 -0,65
Limites de explosão % de biogás no ar	6 -12
Temperatura de ignição(°C)	650 -750
Pressão crítica bar (bar)	75 – 89
Temperatura crítica (°C)	- 82,5
Densidade normal (kg/m ³)	1,2
Odor	Ovos estragados

Fonte: adaptado de [17]

2.4. Biogás no Brasil

O biogás no Brasil tem grande potencial e diversas possibilidades para sua produção e uso. Estudos recentes mostram um potencial que varia entre 23 e 40 milhões de m³ por dia com base em resíduos agrícolas, pecuários, industriais e urbanos[23][24]. Existem 755 plantas no país com uma produção total de 2 mil milhões m³/ano segundo CIBiogas[25], sendo o estado de Minas Gerais o que tem maior quantidade de plantas com 226 aproximadamente seguido do estado de Paraná com 137 plantas. A fonte principal dos substratos é a agropecuária e as aplicações em sua maioria são energéticas: geração de energia elétrica.

Entre seus benefícios no Brasil, as tecnologias de biogás reduzem as emissões de carbono, mitigam a poluição local e promovem o desenvolvimento local[24], [26], [27], [28].

2.5. Biodigestores

Um biodigestor refere-se a uma tecnologia que permite a decomposição de materiais orgânicos, principalmente esterco, para a produção de gás metano (biogás) que pode ser utilizado para cozinhar, iluminar e como combustível para o funcionamento de alguns geradores e motores de combustão. Um biodigestor permite a fermentação anaeróbia de materiais orgânicos, é normalmente feito de concreto, metal ou qualquer outro material [29].

2.6. Biodigestão anaeróbia

A digestão anaeróbia é um processo microbiológico pelo qual a matéria orgânica é decomposta na ausência de oxigênio. Esse processo é comum a muitos ambientes naturais, como pântanos ou no sistema biodigestivo. Usando uma abordagem de engenharia, o processo de digestão anaeróbia é aplicado para processar matéria orgânica biodegradável em tanques, comumente chamados de digestores, para produzir biogás. Vários grupos de microrganismos estão envolvidos no processo de degradação anaeróbia que gera dois produtos principais: biogás rico em energia e um digestato que pode ser usado como adubo[22].

2.7. Fatores que influenciam a digestão anaeróbia

A digestão anaeróbia, precisa de uma série de condições para um ótimo desempenho. Neste processo biológico diversas colônias de microrganismos atuam conjuntamente na produção de metano em condições específicas de equilíbrio. Desta forma, os rendimentos na produção de biogás estão associados diretamente a temperatura, pH, taxa de mistura, substratos, relação C/N e tempo de retenção hidráulica (TRH).

2.7.1. Temperatura

A temperatura desempenha um papel primordial na digestão anaeróbia, uma vez que forma os ecossistemas microbianos, e conseqüentemente regula o desempenho da estabilidade do processo de digestão anaeróbia. Na verdade, a temperatura parece ser um dos parâmetros mais importantes que afetam tanto o ecossistema microbiano da digestão anaeróbia quanto o desempenho do digestor[30]. Em geral, os sistemas de digestão anaeróbia podem ser operados em três faixas de temperaturas ótimas: psicrófila (< 20 °C) [31], mesófila (20 - 43 °C, embora a faixa de 35-37 °C é geralmente considerada como ótima) [30], e termófilas (50-60 °C, ótimo em 55 °C) [31], [32]. As condições mesofílicas e termofílicas são amplamente utilizadas na maioria dos sistemas de digestão anaeróbia em escala comercial.

2.7.2. Alcalinidade e pH

As *archaeas* anaeróbias metanogênicas são consideradas sensíveis ao pH, isto é o crescimento ótimo ocorre em faixa relativamente estreita de pH. Segundo[33] o reator deve ser operado num pH entre 6,5 e 8,2 e que em determinadas condições é possível a operação satisfatória do reator em pH de até 6. Um meio de controlar a queda do pH é a adição de bicarbonatos. Ressalta-se a relação utilizada, entre a concentração de compostos alcalinos e a concentração entre os ácidos graxos voláteis (AGV) digestão anaeróbia não deve ser superior a 0,4[34].

2.7.3. Agitação do Sistema.

A agitação dos substratos em digestores é um processo fundamental na produção de biogás. O objetivo da agitação é distribuir os nutrientes no digestor uniformemente, formar uma suspensão de partes líquidas e sólidas para evitar a sedimentação de partículas[35], assegurar a distribuição uniforme do calor, evitar a formação de espuma e permitir a elevação do gás do substrato de fermentação [36].

2.7.4. Codigestão

A codigestão é a digestão simultânea de dois resíduos orgânicos oferece grande potencial para a disposição adequada da fração orgânica dos resíduos sólidos provenientes de sistemas de fonte ou de coleta separada[37].

O uso de co-substrato geralmente aumenta o teor de metano no biogás e o rendimento do digestor anaeróbico devido as sinergias estabelecidas no meio de digestão e o fornecimento de nutrientes em falta pelo co-substrato.

O esterco é uma boa fonte de material para instalações de biogás, uma vez que é produzido continuamente e está disponível, contém todos os nutrientes necessários para a produção anaeróbia dos nutrientes requeridos pelas bactérias anaeróbias, e tem uma alta capacidade de amortecimento.

No entanto, o conteúdo de nitrogênio no esterco, pode exigir tecnologias específicas (por exemplo, diluição com processo fresco ou purificado com água de processo fresca ou purificada ou codigestão com outros materiais menos ricos em nitrogênio) a fim de evitar a inibição [43]

A codigestão oferece vários substratos de natureza ecológica, vantagens tecnológicas e econômicas. Alguns dos benefícios da codigestão são as seguintes[44]

- Proporciona um melhor equilíbrio de nutrientes a partir de uma variedade de substratos que ajudam a manter um desempenho de digestão e produzir uma boa qualidade de biofertilizantes.
- Adição de co-substrato com alto potencial de metano aumenta a produção de gás e mitiga as emissões de gases de efeito estufa[19].

2.7.5. Substratos

O substrato é determinante no processo da decomposição anaeróbia, bem como na determinação da tecnologia de biodigestão. Os substratos utilizados são diversos. No entanto, a viabilidade técnica e econômica do empreendimento depende de outros fatores como, por exemplo, o conteúdo de água do substrato, o grau de decomposição da matéria-prima que seja possível atingir e o grau de toxicidade do conteúdo. As características bioquímicas dos substratos devem ser tais que permitam o desenvolvimento e a atividade microbiana do sistema anaeróbico. O processo microbiológico requer não apenas fontes de carbono e nitrogênio, mas também sais minerais (enxofre, fósforo, potássio, cálcio, magnésio, ferro, manganês, molibdênio, zinco, cobalto, selênio, tungstênio, níquel e outros menores)[38].

Normalmente, substâncias orgânicas tais como esterco e lodo de esgoto contêm estes elementos em proporções adequadas. Entretanto, a digestão de certos resíduos industriais pode exigir a adição dos compostos listados ou o pós-tratamento aeróbico.

2.7.6. Relação C/N

A quantidade de carbono e nitrogênio presente na matéria prima ou a relação C/N é um parâmetro muito importante para a digestão anaeróbia. Uma relação C/N alta leva à um desequilíbrio no sistema de digestão anaeróbia, uma vez que indica um rápido consumo de nitrogênio pelos microrganismos e leva a uma menor produção de gás. Pelo contrário, uma relação C/N menor no acúmulo de amônia e na superação dos valores de pH que são tóxicos para os microrganismos. Relações C/N baixas ocorrem quando muita quantidade de nitrogênio está presente [37], [39]. A razão C/N, em conjunto com a outros fatores, devem estar na faixa de valores ideais para satisfazer a estabilidade do processo[40]. A relação C/N adequada para os processos metabólicos dos grupos microbianos se enquadram na faixa de 20-30, o que é suficiente para manter a estabilidade do sistema e atender às necessidades esperadas de energia e nutrientes para o crescimento celular [41].

2.7.7. Tempo de Retenção Hidráulica (TRH)

O tempo de retenção hidráulica (TRH) necessário para a conclusão das reações no digestor anaeróbio varia com diferentes tecnologias, temperatura de processo e composição dos resíduos. O tempo de retenção dos resíduos tratados no digestor mesófilo varia de 10 a 40 dias. São necessários tempos de retenção menores nos digestores operados na faixa termofílicas. Um reator de elevada carga de sólidos operando na faixa termofílicas tem um tempo de retenção de 14 dias. Os tempos de retenção do digestor anaeróbio variam de 14 e 30 dias[37].

Um tempo de retenção reduzido pode resultar em uma produção maior de biogás por volume unitário; no entanto, essa abordagem pode comprometer a degradação completa da matéria orgânica. Embora a diminuição do tempo de retenção possa ser atraente para minimizar o tamanho e, conseqüentemente, o custo dos digestores anaeróbios, é essencial buscar um ponto de equilíbrio adequado. Esse equilíbrio é necessário para garantir a eficácia operacional do processo, otimizando tanto a taxa de produção de biogás quanto a extensão da digestão da matéria orgânica. Encontrar a duração ótima de retenção não apenas melhora a eficiência da conversão energética, mas também assegura que o digestato final seja de alta qualidade e com menor carga poluente, favorecendo sua aplicação como fertilizante ou em outras utilizações. Portanto, a gestão cuidadosa do tempo de retenção é um componente crítico no design e na operação de sistemas de biodigestão, demandando um equilíbrio entre produtividade e sustentabilidade do processo.

2.8. Biofertilizantes

A digestão anaeróbia (DA) é de particular interesse para as fazendas, pois pode utilizar resíduos agrícolas e animais, convertendo-os tanto em energia quanto em biofertilizantes. O processo de DA é o melhor caminho para mitigar os impactos ambientais da disposição do esterco, gerando energia a partir do biogás e biofertilizantes [42]. Dependendo da carga utilizada e do processo seguido, esta matéria orgânica, também conhecida como biofertilizante, pode ser apresentada em duas formas: líquida e sólida [38]. Os componentes chave dos biofertilizantes derivados de esterco e de culturas energéticas dedicadas desempenham um papel vital

no enriquecimento do solo, destacando a relevância desses materiais na promoção de um ciclo de nutrientes eficiente e sustentável em sistemas de produção de biogás. Especificamente, o esterco apresenta uma concentração de nitrogênio de 4,3 kg por tonelada e de fósforo de 0,48 kg por tonelada, enquanto as culturas energéticas dedicadas fornecem aproximadamente 0,51 kg de nitrogênio por tonelada. Estas quantidades sublinham a contribuição significativa de ambos os substratos para o equilíbrio de nitrogênio e fósforo, elementos cruciais para o crescimento vegetal e a fertilidade do solo.

A análise desses valores não só enfatiza a importância de uma gestão cuidadosa dos recursos no processo de biodigestão, mas também ilustra o potencial do digestato - o produto residual da biodigestão - como biofertilizante de alta qualidade. A utilização eficaz do digestato como fertilizante orgânico em culturas energéticas ou agrícolas não apenas fecha o ciclo de nutrientes, retornando-os ao solo, mas também contribui para a redução do uso de fertilizantes sintéticos, que são associados a impactos ambientais negativos, como a eutrofização de corpos d'água.

Portanto, a integração do digestato na agricultura, especialmente em culturas energéticas que podem ser utilizadas como substratos adicionais para a produção de biogás, destaca uma abordagem circular que maximiza a sustentabilidade do sistema. Este método não apenas otimiza a recuperação e o reaproveitamento de nutrientes valiosos, mas também promove práticas agrícolas mais sustentáveis, contribuindo para a saúde do solo, o aumento da biodiversidade e a redução da dependência de insumos químicos.

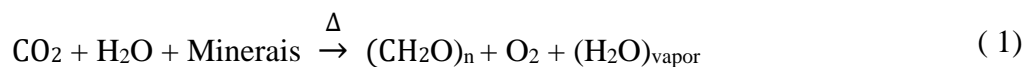
Em suma, a compreensão detalhada e a valorização dos conteúdos nutricionais de substratos como esterco e culturas energéticas são fundamentais para a otimização dos sistemas de biogás. Ao maximizar a utilização do digestato como biofertilizante, é possível contribuir significativamente para a sustentabilidade ambiental, a eficiência agrícola e a viabilidade econômica dos sistemas de produção de energia renovável. Conforme indicado por [42], se o digestato não substituir os fertilizantes artificiais num ACV de biogás que faz uso de esterco, a maioria dos impactos

ambientais será mais elevada em comparação com a cogeração de gás natural por exemplo.

2.8.1. Cultura energética dedicada

As culturas energéticas são culturas especificamente cultivadas para a produção de biomassa e posterior utilização como biocombustível sólido, líquido ou gasoso. Essas culturas não incluem a biomassa extraída da vegetação natural existente [1]. Tampouco a biomassa que tenha sido submetido a processos geológicos que dão origem a compostos complexos compostos com alta densidade de energia, utilizados hoje como combustíveis.

As culturas energéticas são supostamente uma solução ideal para os problemas energéticos que temos hoje, pois são fontes de carbono renovável obtido através da captura de CO₂ atualmente em altas concentrações na biosfera, além de oferecer a possibilidade de usar e recuperar solos degradados, regular o ciclo hidrológico, reciclar nutrientes, minimizar o conflito entre segurança energética, segurança alimentar e conservação ambiental. As culturas energéticas captam CO₂ do meio ambiente fixando-o em sua estrutura através do processo fotossintético, representado em uma simples equação 16.



Este processo pode ser benéfico do ponto de vista ambiental, devido à possibilidade de conseguir uma maior absorção do CO₂ presente no ar produto de emissões da queima de combustíveis fósseis para conversão espontânea em carbono renovável.

Para a produção de biogás as culturas energéticas devem ser colhidas dentro de seu período de crescimento (planta verde e fresca), porque um material seco produzira menos biogás que um material verde. A co-digestão contínua de biomassa vegetal junto com estrume apresenta um potencial energético superior em comparação com a simples digestão do esterco. Mesmo uma pequena adição de material vegetal resulta em um notável aumento na geração de metano.[43] .

2.8.2. Capim elefante (*Pennisetum purpureum Schumacher*)

A espécie vegetal capim-elefante, que tem entre 200 a 300 variedades diferentes, é uma gramínea semelhante à cana de açúcar e utilizada principalmente na alimentação do gado. Tem um alto teor de fibras (65%), por isso pode ser usada como fonte de energia renovável. É uma espécie ereta, de hastes robustas com um centro sólido que pode alcançar entre 2 e 8 m de altura e até 2,5 cm de diâmetro na base, as folhas têm entre 50 e 90 cm de comprimento e entre 1 e 3 cm de largura, com uma alta taxa fotossintética (0,05-0,06 mol de CO₂ por quantum absorvido), devido ao mecanismo de fixação de CO₂ atmosférico denominado C4, necessita de menos nitrogênio e água para seu desenvolvimento, seu crescimento é rápido e sua colheita pode ser mecanizada. Por ser uma espécie cespitosa, não cobre completamente o solo, o que permite ser utilizado em áreas montanhosas onde pode controlar razoavelmente a erosão[45][43].

Assim, o capim-elefante possui a capacidade de acumulação de grande quantidade de matéria seca com características qualitativas (porcentual elevado de fibras), o que indica potencial para produção de energia[12].

2.8.3. Eucalipto (*Eucalyptus sp*)

O Eucalipto, é o termo comum utilizado para designar várias espécies pertencentes ao gênero *Eucalyptus*, que faz parte da família das mirtáceas, a qual engloba outros 130 gêneros. Há um registro de mais de 700 espécies catalogadas de eucalipto [46]. Os requisitos edafoclimáticos dessas espécies variam de acordo com suas características genéticas. A precipitação média anual varia significativamente, situando-se entre 250 e 3500 mm para distintas espécies. As temperaturas oscilam entre 25 e 28 °C, demonstrando resistência a intervalos térmicos que vão de -14 a -3 °C. Essa diversidade de condições climáticas aponta para a importância de selecionar a espécie mais adequada conforme as condições locais de interesse e a finalidade dos produtos [43].

Em relação ao Poder Calorífico Superior (PCS), o eucalipto exhibe valores levemente inferiores a 19,26 MJ kg⁻¹, conforme relatado em diferentes espaçamentos. O maior desses valores foi identificado no espaçamento 3m x 2m, atingindo 19,05

MJ kg⁻¹ Este resultado, por sua vez, supera o poder calorífico do capim-elefante conforme relatado por ALVES (2009). A densidade de plantio surge como um fator influente no rendimento volumétrico por hectare ao longo do ano e na Produção Primária Bruta (PPB) [43]

2.9. Hidrogênio

Muitos pesquisadores têm estudado as propriedades e o comportamento do hidrogênio como combustível. O hidrogênio pode ser o combustível para sistemas de transporte ecologicamente positivos, dependendo da fonte de energia e material [48]. Numerosos estudos têm focado a contribuição do hidrogênio em relação à solução de problemas ambientais (por exemplo, [49]), pesquisadores, cientistas e engenheiros têm incentivado o uso do hidrogênio em diferentes setores[50].

O hidrogênio está amplamente disponível na terra em diferentes compostos químicos, tais como a água e o gás natural. Ele é incolor, inodoro e não tóxico. Não produz chuva ácida, emissões nocivas e fornece duas ou três vezes mais energia por unidade de massa do que a gasolina e outros combustíveis alternativos, como biodiesel, metanol, etanol, gás natural e gás liquefeito de petróleo [37][38].

Isto revela que o hidrogênio tem um potencial para substituir ou minimizar o uso de gasolina. Entretanto, a implementação do hidrogênio depende de vários fatores, tais como métodos eficientes de produção, armazenamento e utilização do hidrogênio. O hidrogênio pode ser produzido a partir de diversas fontes através de diferentes tecnologias como detalha a Figura 1.

A maior parte do hidrogênio é produzida a partir do gás natural utilizando um processo chamado de reforma a vapor do gás natural, que é responsável por emissões maciças de gases de efeito estufa. Cerca de 48% da demanda de hidrogênio é atendida pelo gás natural, 30% pela indústria petrolífera (refino de petróleo), 18% pela gaseificação do carvão, 3,9% pela eletrólise e 0,1% restante por outros combustíveis derivados de petróleo [54].

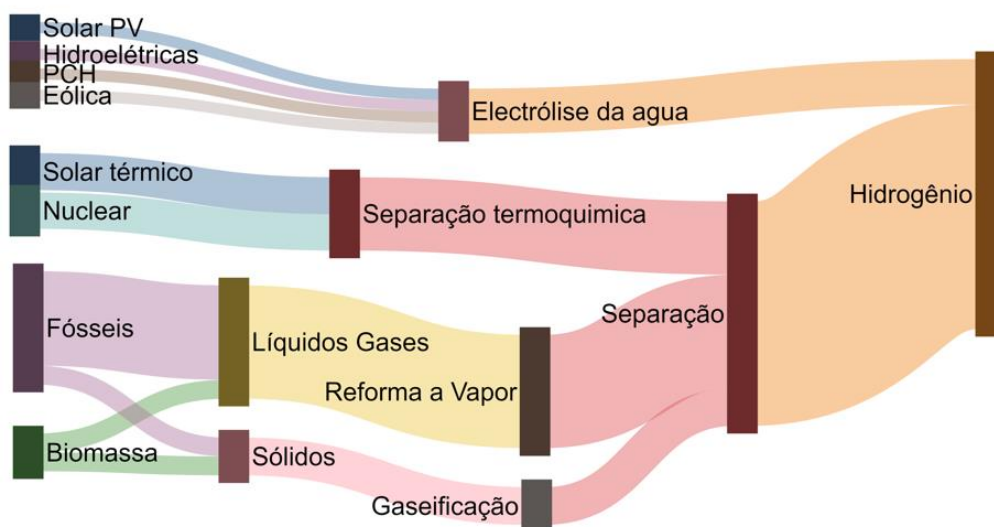


Figura 1. Representação esquemática das rotas tecnológicas para obtenção de hidrogênio a partir de diferentes fontes.

Fonte: Elaborado a partir de [53]

Assim o hidrogênio é, usualmente, classificado por cores de acordo a sua rota de produção [52]. embora este método de classificação esteja sendo questionado atualmente. Tem uma proposta de classificação do hidrogênio atendendo à intensidade das emissões decorrentes da sua produção, O desenvolvimento de definições baseadas em uma metodologia comum ou em um padrão acordado para determinar a intensidade de GEE do hidrogênio pode simplificar o processo de certificação.

A definição comum permitiria a comparação das intensidades de emissões entre diferentes vias de produção, ao mesmo tempo em que deixaria aos governos a possibilidade de definirem níveis aceitáveis de intensidade de emissões, levando em conta as circunstâncias e oportunidades locais. Os países podem estabelecer limites diferentes, mas o uso de uma metodologia comum para determinar a intensidade das emissões garantiria a interoperabilidade entre diferentes países.

- O “hidrogênio marrom ou preto” é aquele produzido de carvão mineral (de linhito é o “marrom” e de hulha ou antracito corresponde à cor “preta”) sem CCUS (captura, utilização e sequestro de carbono).

- O “hidrogênio cinza” é aquele produzido do gás natural sem CCU (captura e utilização de carbono).
- O “hidrogênio azul” tem se referido àquele produzido a partir de gás natural, mas com CCUS (eventualmente, se utiliza essa denominação também para o hidrogênio gerado a partir de outros combustíveis fósseis com CCUS).
- O “hidrogênio verde” tem sido definido, no jargão de mercado, como aquele é produzido de fontes renováveis variáveis (particularmente, energias eólica e solar) via eletrólise da água.

2.9.1. Hidrogênio verde

O hidrogênio proveniente de energia renovável também chamado hidrogênio verde pode ser produzido por várias rotas, sendo a mais estabelecida o uso de eletricidade renovável (eólica e solar) para dividir a água em hidrogênio e oxigênio em um Eletrolisador [55].

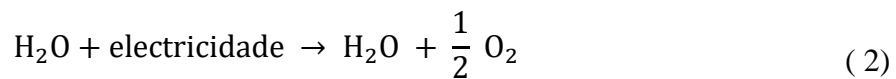
Pesquisadores e cientistas ainda buscam fontes renováveis de produção de hidrogênio verde em larga escala e baixo custo. O custo do hidrogênio verde, que é produzido a partir de fontes de energia renováveis, como a energia eólica ou solar, varia de acordo com vários fatores, inclusive a tecnologia usada, a escala de produção, a localização geográfica e os custos da energia renovável na região específica.

Em geral, a produção do hidrogênio verde é mais cara do que a do hidrogênio cinza (produzido a partir do gás natural) devido aos custos associados à produção de energia renovável e à tecnologia de eletrólise, que é usada para separar o hidrogênio da água. No entanto, espera-se que os custos do hidrogênio verde diminuam com o avanço da tecnologia, a implementação de economias de escala e o aumento da demanda do mercado[56]. Por enquanto o custo da energia solar fotovoltaica diminuiu drasticamente nas últimas décadas. A partir de 2022, os custos da eletricidade solar fotovoltaica em larga escala normalmente variarão de US\$ 20 a US\$ 50 por mega watt-hora (MWh) em muitas partes do mundo, dependendo das condições locais e do tamanho do projeto[1][57]. A energia eólica também registrou

uma redução significativa nos custos. Os parques eólicos em terra podem ter custos que variam de US\$ 20 a US\$ 60 por MWh, dependendo de fatores como a velocidade do vento e a localização geográfica[1].É importante observar que as tendências de preço do hidrogênio verde estão em constante mudança devido à evolução da tecnologia, custo das energias renováveis (solar e eólica) e das políticas governamentais.

2.10. Eletrólise e eletrolisadores

A eletrólise da água é o processo pelo qual a água é dividida em hidrogênio e oxigênio por meio da aplicação de energia elétrica, como mostrado na Equação (2)[58], que ocorre em uma unidade chamada eletrolisador. Os eletrolisadores podem variar em tamanho, desde pequenos equipamentos do tamanho de eletrodomésticos adequados para a produção de hidrogênio distribuído em pequena escala até instalações de produção centrais em grande escala que podem ser ligadas diretamente a formas de energia renováveis. A eletrólise é uma opção promissora para a produção de hidrogênio a partir de recursos renováveis. Existem atualmente três tecnologias principais de eletrólise: eletrólise alcalina, eletrólise de membrana de eletrólito de polímero (PEM) e células de eletrólise de óxido sólido (SOEC)[52]vide figura 2.



2.10.1. Eletrolisador alcalino

É a tecnologia de eletrólise mais desenvolvida comercialmente no mercado, mas não é a mais eficiente [16]. Opera geralmente a temperaturas de 40 °C a 90°, mas pode operar em faixas menores do que 20 °C[60], [61], [62] O material normalmente utilizado para o cátodo é o níquel revestido de platina e para o ânodo cobre ou níquel revestido com óxido de manganês, tungstênio e rutênio [8]. Seu funcionamento é baseado na decomposição da água no cátodo em hidrogênio. (H₂) e grupos hidroxílicos (OH⁻), este último migra através do eletrólito e de um separador de diafragma/membrana, descarregando-o no ânodo que libera o O₂ (equação 3,4 e

5)[61], [63]. O eletrólito é uma solução aquosa contendo NaOH ou KOH com uma concentração típica de 20 a 40 % e pressão operacional de até 3MPa [61], [63].



A eficiência desses eletrólitos atinge 50 a 60%, dependendo do poder calorífico do hidrogênio [64]. A corrosão é o principal problema neste tipo de eletrolisador devido ao uso da solução alcalina[65].

2.10.2. Eletrolisador PEM

Devido à corrosão gerada pelo eletrolisador alcalino, a membrana de polímero sólido foi pesquisada para uso em células combustíveis PEM (Próton Exchange Membrane Electrolysers) [65]. A oxidação da água ocorre no ânodo, gerando oxigênio, prótons e elétrons. Os elétrons e prótons passam pelo PEM para o cátodo, o hidrogênio é gerado no cátodo, após a redução dos prótons de acordo com as seguintes reações:



A reação total é produzida como no eletrólito alcalino (Equação 6 e 7) [66]. A eficiência do eletrolisador PEM está entre 55 e 77% [67]. Finalmente, como os eletrólitos PEM operam em meios ácidos e em altas tensões, eles requerem materiais específicos capazes de resistir a tais condições de operação. Em geral, são utilizados catalisadores de metal nobre, que são muito caros, levando a um acréscimo considerável no custo de capital deste tipo de eletrolisadores. [68][67]

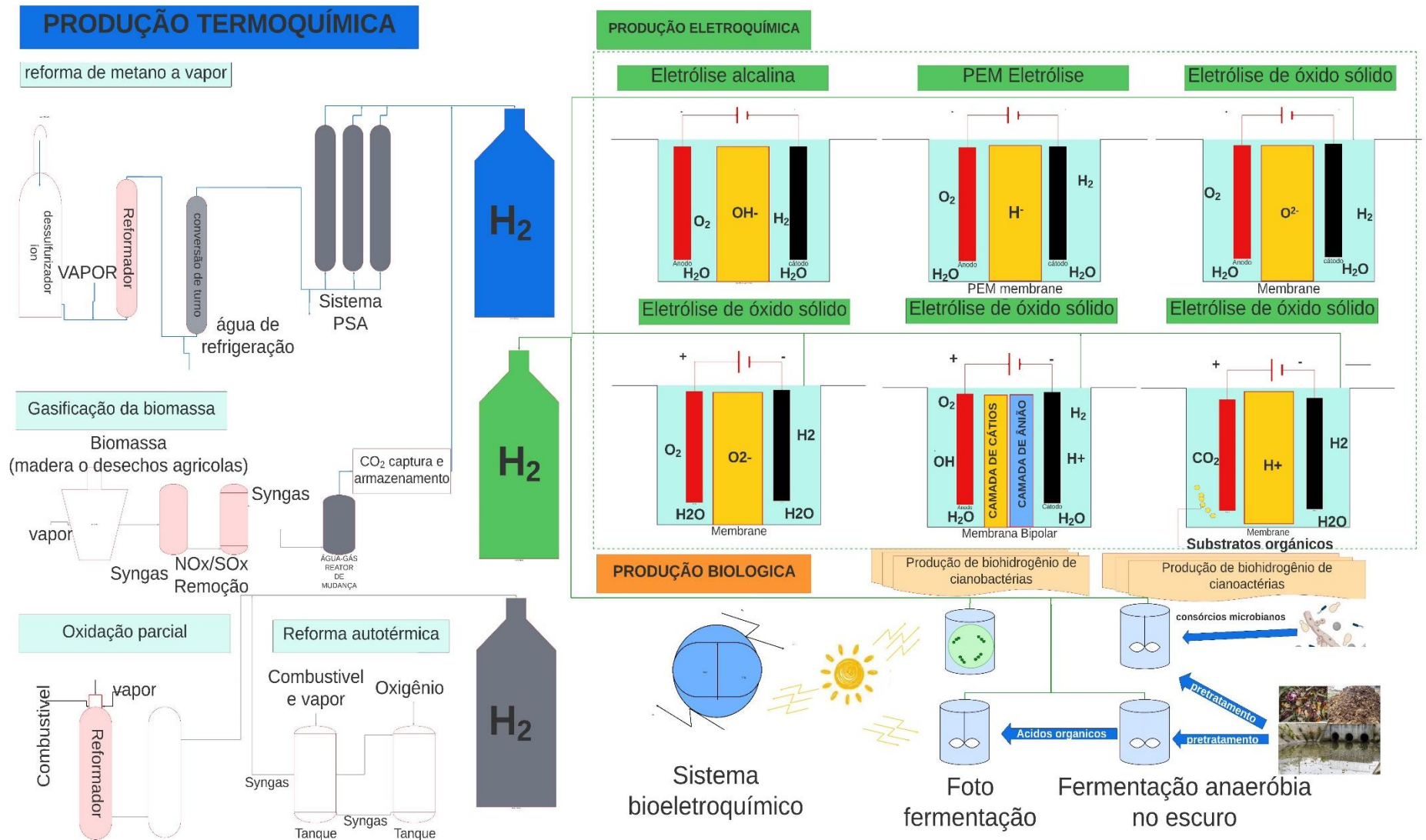
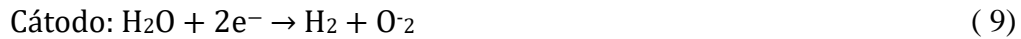


Figura 2 . Visão geral das diferentes tecnologias de produção de hidrogênio

Fonte: [59]

2.10.3. Eletrolisador de óxido sólido

Este tipo de eletrolisadores vem sendo desenvolvido recentemente[60]. Neste caso, o cátodo é alimentado com água e forma íons de oxigênio e hidrogênio, como se explica pelas equações (8 e 9) [65].



Ao contrário dos dois eletrolisadores mencionados acima, a faixa de temperatura de operação deste equipamento é bastante alta, entre 500 °C e 800 °C[66]. E sua eficiência varia de acordo com a temperatura do processo, quanto mais alta a temperatura, maior a eficiência[65]. De fato, eles têm maior eficiência do que os eletrólitos alcalinos e PEM, como mostra a tabela 3.

Tabela 3. Temperatura e eficiência da eletrólise de acordo com o tipo de eletrolisador.

Eletrolisador	Eficiência	Temperatura de processo	Ref.
Alcalino	50 - 60%	40 - 90 °C	[69]
PEM	55 - 80 %	80 - 100 °C	[65], [66], [70]
Óxido sólido	> 60 %	700 - 1000 °C	[60], [65], [66]
	81 - 86%	900 - 1000 °C	

2.11. Tecnologia *Power to gás* (P2G)

O poder da tecnologia P2G/BD baseia-se no princípio da eletrólise, ou seja, no uso da eletricidade para separar a água em suas partes componentes de hidrogênio e oxigênio. posteriormente o H₂ será usado para obter mais metano CH₄ [71] como se mostra na figura 3, que pode ser armazenada sem restrições na rede de gás natural. O CH₄ pode então ser utilizado para diferentes fins: armazenamento de eletricidade, produção de calor, matéria prima para produtos químicos, etc. indústria e serviços de transporte via produção de GNV. Esta nova tecnologia fornece uma plataforma para acoplamento setorial, que oferece uma oportunidade para integrar quotas mais altas de geração de energia de fontes renováveis, expandir o uso de energia renovável em outros setores de uso final e aumentar a eficiência da utilização de energia

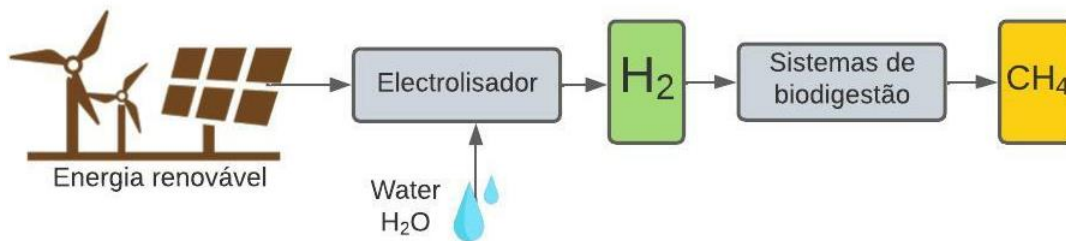


Figura 3. Esquema tecnologia-*Power-To-Gás* (P2G)

2.11.1. Tecnologia *Power To Gás* (P2G/BD) *in-situ*

Muitas estratégias de acréscimo de teor de metano no biogás foram desenvolvidas, tais como a injeção de hidrogênio em digestores anaeróbicos para melhorar a metanogênese trófica do hidrogênio *in-situ* [44]. No conceito *in-situ*, o H₂ é injetado em um reator de biogás para reagir com o CO₂ endógeno produzido no digestor anaeróbico e convertido em CH₄ pela ação da comunidade microbiana autóctone metanogênica [45].

O processo pode levar à uma recuperação de metano de aproximadamente 99% apenas nos casos em que os parâmetros operacionais (por exemplo, pH) são totalmente monitorados e controlados [46]. O principal desafio técnico enfrentado por esta tecnologia está relacionado ao aumento do nível de pH até valores acima de 8,5, o que leva à inibição da metanogênese [45]. E uma de suas vantagens é que o processo de refino do biogás não depende da infraestrutura existente (ou seja, digestores anaeróbicos) para a adição de H₂, sendo um processo simples com baixo custo de construção [43].

2.11.2. Tecnologia *Power To Gás* (P2G/BD) *Ex-Situ*

O conceito de refino *ex-situ* do biogás é baseado na injeção de H₂ de fontes externas e CO₂ em um reator anaeróbico contendo culturas hidrogênio-tróficas (puras ou enriquecidas) o que resulta em sua subsequente conversão em CH₄ [72].

Este método tem várias vantagens em comparação com o processo *in-situ*:

- Garante a estabilidade do processo de biogás convencional, pois o refino ocorre em uma unidade separada;

- O processo bioquímico é mais simples, pois não há degradação do substrato orgânico (ou seja, as etapas iniciais da digestão anaeróbia, como hidrólise e acidogênese, não são realizadas);
- É um processo independente do substrato;
- Uma outra fonte externa de CO₂ residual (por exemplo, syngas) pode ser usada, o que torna o processo mais flexível; e
- é possível fornecer energia para áreas rurais distantes da rede centralizada através deste processo [73].

Em comparação com o processo *in-situ* o refino do biogás *ex-situ*, no qual a produção e refino do biogás ocorrem separadamente, tem menos restrições metabólicas microbianas e maior flexibilidade. Em primeiro lugar, o processo de refino do biogás *ex-situ* por microrganismos hidrogeno-tróficos é realizado em uma unidade separada, sem impor impactos negativos sobre o processo de digestão anaeróbia. Em segundo lugar, os processos biológicos envolvidos são mais fáceis de controlar e ajustar com menos interferência de produtos orgânicos. Além disso, a unidade de refino de biogás *ex-situ* pode ser conectada a uma fonte de energia remota [74], tornando o sistema integrado mais controlável.

2.11.3. Biodigestão com a remoção do CO₂ com aminas

As aminas são compostos orgânicos obtidos do amoníaco (NH₃), nos quais um grupo alquil ou aromático substitui um ou mais átomos de hidrogênio. As ligações covalentes promovem reações exotérmicas com gases ácidos tais como CO₂ e H₂S [75]. A depuração por aminas consiste no refino do biogás com uma solução aquosa de mono, di- ou tri-etanolamina devido a sua seletividade e potencial de absorção de CO₂. Uma solução aquosa com 30% em massa de monoetanolamina (MEA) é capaz de absorver 0,45 mol CO₂/mol [76]. Entretanto, o refino do biogás depende de uma fonte de energia externa. A necessidade de energia para a depuração de aminas é de aproximadamente 0,14 (elétrica) e 0,55 (térmica) kWh/Nm³ de biogás refinado, de acordo com [76], que avaliou técnicas de refino comercial para unidades com

diferentes capacidades de tratamento. A tabela 4 detalha as porcentagens de metano e dióxido de carbono são produzidas por cada tecnologia.

Tabela 4. Percentagem do metano de acordo com a rota de refino do biogás

Rutas de melhora de biogás	%CH4	Ref.
<i>In-situ</i>	75,00	[77]
	75,00	[13]
	78,40-96,10	[78]
<i>Ex-situ</i>	85,00	[79]
	89,50-96,30	[80]
	98,00	[81]
<i>Ex-situ -aminas</i>	97,30	[82]
	95,68	[83]

2.12. Análise de ciclo de vida do biogás

A crescente conscientização quanto à importância da proteção ambiental e os possíveis impactos associados aos produtos, tanto na sua fabricação quanto no consumo, têm aumentado o interesse no desenvolvimento de métodos para melhor compreender e lidar com aqueles impactos. Uma das técnicas em desenvolvimento com esse objetivo é a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), que permite:

- Identificar oportunidades para a melhoria do desempenho ambiental de produtos em diversos pontos de seus ciclos de vida.
- Informação para os tomadores de decisão na indústria e nas organizações governamentais ou não-governamentais (visando, por exemplo, ao planejamento estratégico, à definição de prioridades ou ao projeto ou reprojeto de produtos ou processos)
- Seleção de indicadores de desempenho ambiental relevantes, incluindo técnicas de medição, e o marketing (por exemplo, na implementação de um esquema de rotulagem ambiental, na apresentação de uma reivindicação ambiental ou na elaboração de uma declaração ambiental de produto).

A ACV enfoca os aspectos ambientais e os impactos ambientais potenciais por exemplo, uso de recursos e as consequências de liberações para o meio ambiente

ao longo de todo o ciclo de vida de um produto, desde a aquisição das matérias-primas, produção, uso, tratamento pós-uso, reciclagem até a disposição final (isto é, do berço ao túmulo).

E existem diversos trabalhos de investigação sobre o ACV do biogás como o detalha [84] por diferentes rotas, substratos e tipo de biodigestores por exemplo[85], [86], [87], [88]. Estes estudos de ACV estão compostos por quatro fases (vide figura 4): Definição de objetivo e escopo, análise de inventário, avaliação de impactos e interpretação.

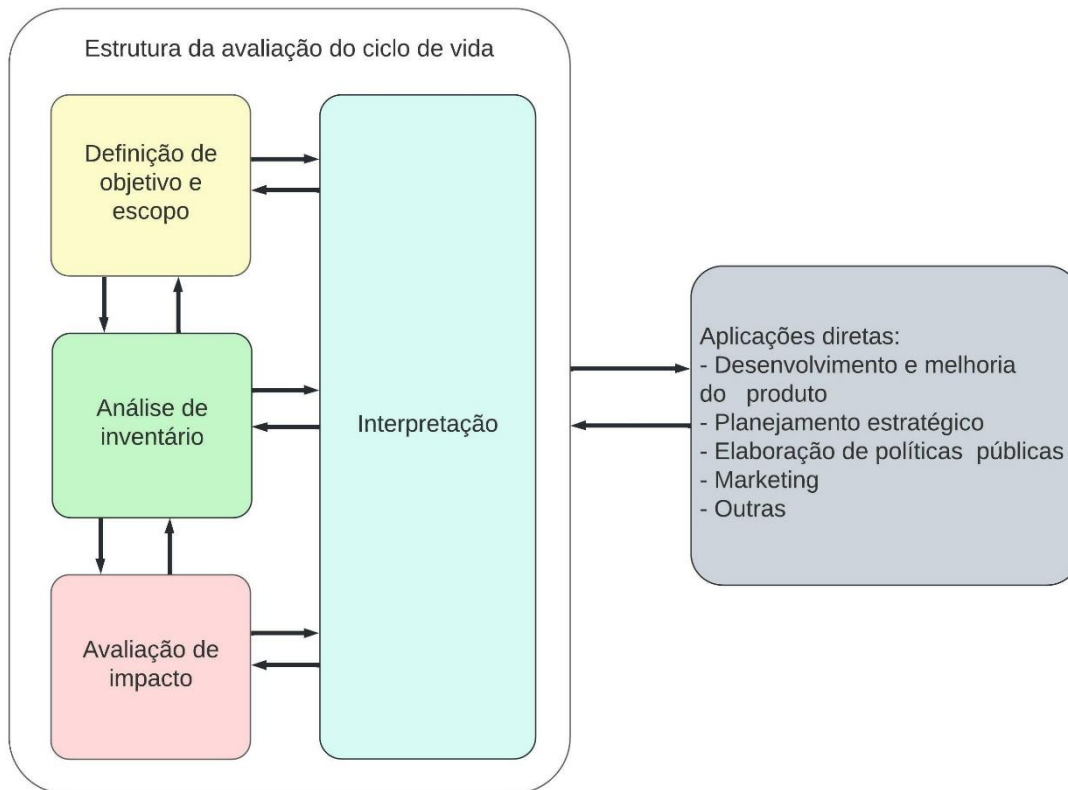


Figura 4. Fases de uma ACV

Fonte: [89]

O escopo de uma ACV, inclui a fronteira do sistema e o nível de detalhamento, depende do objeto e do uso pretendido do estudo. A profundidade e a abrangência da ACV podem variar consideravelmente, dependendo do objetivo do estudo em particular. Os limites do sistema incluem processos únicos a serem analisados pelo

estudo. Para a produção de biogás a fronteira básica, pode começar com o manejo do substrato, digestão anaeróbia (DA), onde são produzidos o biogás e os lodos (biodigeridos). As fronteiras podem ser expandidas para incluir as etapas em que o gás é utilizado para gerar eletricidade (plantas de cogeração) ou é refinado (refino do biogás) para ser utilizado como combustível. O limite também pode ser expandido incluindo etapas anteriores (por exemplo na obtenção de biogás de esterco animal pode se considerar o confinamento dos animais, o cultivo das matérias primas para a de ração e a mudança do uso da terra.

A fase de análise de inventário do ciclo de vida (ICV) é a segunda fase de uma ACV, Trata-se de um inventário dos dados de entrada/saída associados ao sistema em estudo. Essa fase envolve a coleta dos dados necessários para o alcance dos objetivos do estudo em questão. De acordo com [84], nesta etapa a maioria dos estudos, de ACV do biogás, iniciou análise do sistema a partir do transporte e armazenamento de matérias primas, seguido pela planta de DA, armazenamento e uso do biogás para geração de calor e energia em usinas de cogeração. A mudança do uso do solo, o confinamento, a construção da usina DA e a refino do biogás são geralmente omitidas dentro do ciclo de vida da produção de biogás.

A fase de avaliação de impacto do ciclo de vida (AICV) é a terceira fase da ACV, O objetivo da AICV é prover informações adicionais para avaliar sua significância ambiental. Segundo [54] para o ACV do biogás em sua maioria esta etapa é realizada com o SimaPro® uma ferramenta associada com a base de dados do *Ecoinvent* assim também outros pesquisadores fazem uso de GaBi®, OpenLCA® e Excel, estas ferramentas usam diferentes métodos de avaliação como por exemplo CML e ReCiPe as quais são as mais usadas no ACV do biogás e os impactos mais avaliados. No caso das categorias baseline: acidificação, câmbio climático, esgotamento de recursos, ecotoxicidade, eutrofização, toxicidade humana, esgotamento da camada de ozônio e oxidação fotoquímica.

O método ReCiPe combina os métodos Eco-Indicator 99 [90] e CML [91], em uma versão atualizada. Este método se distingue por ter dois níveis de indicadores: *Midpoint*, que analisam o impacto causa-efeito, com unidades diferentes para cada

categoria de impacto: acidificação, mudança climática, esgotamento dos recursos abióticos, ecotoxicidade, potencial de eutrofização, toxicidade humana, radiação ionizante, uso do solo, esgotamento da camada de ozônio, matéria particulada e oxidação fotoquímica; e indicadores de ponto final, que analisam o impacto ambiental no final desta cadeia causa danos padronizando as unidades das categorias de impacto para as 3 categorias *endpoint*: danos à saúde humana, danos aos ecossistemas e afetações à disponibilidade de recursos [90].

A interpretação do ciclo de vida é a fase final do procedimento de ACV, na qual os resultados de um ICV e/ou de uma AICV, ou de ambos, são sumarizados e discutidos como base para conclusões, recomendações e tomada de decisão de acordo com a definição de objetivo e escopo.

CAPITULO III

3. METODOLOGIA

3.1. Descrição dos cenários assumidos na pesquisa

Para a análise apresentada neste trabalho, foram selecionadas oito alternativas de sistemas de acréscimo do teor de metano no biogás utilizando o hidrogênio verde e que produzem biometano com a qualidade necessária para injeção na rede de gás natural de acordo com a regulamentação brasileira também é considerado um cenário baseline para poder fazer comparações. Esses cenários são os seguintes:

3.1.1. Baseline

O esterco suíno é a matéria-prima principal para a produção de biogás. Este esterco é coletado nas instalações de suínos na fazenda, o esterco suíno é então introduzido em um reator de digestão anaeróbica, onde é misturado com água e organismos anaeróbicos, como bactérias metanogênicas. Esse ambiente sem oxigênio permite a decomposição da matéria orgânica presente no esterco, resultando na produção de biogás. O biogás é composto principalmente de metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2), com pequenas quantidades de outros gases, como sulfeto de hidrogênio (H_2S).

3.1.2. Cenário I - Injeção direta de H_2 no biodigestor (P2G/IS),

Neste cenário, o hidrogênio é injetado diretamente no biodigestor. Parte ou todo o CO_2 produzido pela metanogênese é convertido in-situ para CH_4 , resultando em biogás com alto teor de metano e alto valor calorífico (vide figura 5). O principal desafio técnico enfrentado por esta tecnologia está relacionado ao acréscimo do nível de pH para valores acima de 8,5 o que causa a inibição da metanogênese [92]. Uma de suas vantagens é que o processo de refino do biogás in-situ utiliza apenas a infraestrutura existente (isto é, os digestores anaeróbicos) onde se adiciona o H_2 , sendo um processo simples e de baixo custo de investimento[93]. Entretanto, a limitação metabólica associada ao acúmulo de ácidos graxos voláteis, mudança drástica do pH e esgotamento do CO_2 é um grande problema no melhoramento do biogás in-situ, levando frequentemente a uma baixa taxa de produção de biometano e

CH₄ de acordo com Fu (2021)[94]. Este cenário representa uma abordagem inovadora para maximizar a produção de biogás a partir de resíduos orgânicos, contribuindo para uma maior sustentabilidade e eficiência nos sistemas de produção de energia renovável.

3.1.3. Cenário II- Injeção direta de H₂ no reator de metanização biológica (P2G/BD/BM).

Basicamente, é um cenário de transformação biológica do hidrogênio verde e do dióxido de carbono (CO₂), gerados na digestão anaeróbia da matéria orgânica, em biometano.

Neste cenário, o processo é o seguinte, primeiro ocorre a biodigestão do estrume, depois o H₂ e o CO₂ (provenientes do biogás) são injetados num reator externo contendo microrganismos digestores anaeróbios gradualmente adaptados (tipo de célula: *Archea*)[95], [96], produzindo metano com 97% de CH₄[80].

Este método apresenta várias vantagens em relação ao processo *in-situ* [97], pois: garante a estabilidade do processo convencional de biogás, pois o refino ocorre numa unidade separada; o processo bioquímico é mais simples, pois não há degradação do substrato orgânico (i.e, não são realizadas as etapas iniciais da digestão anaeróbia, como a hidrólise e a acidogénese); é um processo independente da biomassa; pode ser utilizada outra fonte externa de CO₂ residual (ex.: syngas), tornando o processo mais flexível.

Em comparação com o processo *in-situ*, a valorização *ex-situ* do biogás, em que a produção de biogás e a valorização do biogás ocorrem separadamente, tem menos restrições metabólicas microbianas e maior flexibilidade. [74] Em suma, o Cenário II representa uma abordagem promissora para aumentar a produção de biogás e reduzir as emissões de gases de efeito estufa, ao mesmo tempo em que utiliza o hidrogênio como um vetor energético renovável e sustentável

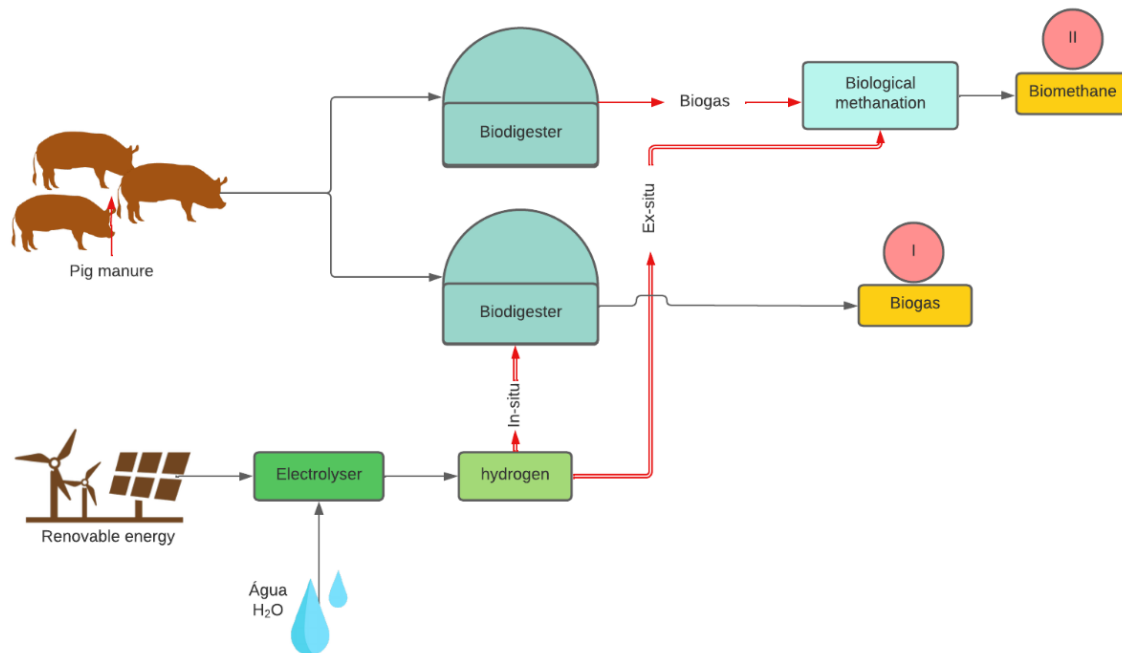


Figura 5. Fluxograma dos Cenários I e II Injeção direta de H₂ no biodigester (P2G/IS), e no reator de metanação biológica (P2G/BD/BM).

3.1.4. Cenário III - Injeção do H₂ num reator com separação do CO₂ com aminas (P2G/BD/Aminas).

A instalação produz biogás (CH₄ e CO₂), que é depois refinado por depuração com aminas para remover o CO₂. O CO₂ que é capturado e enviado para metanação biológica *ex-situ*, na qual o H₂ e CO₂ reagem para formar CH₄ (vide figura 6). O reator de metanação biológica funciona a 60 °C, à pressão ambiente [34] e a relação ideal de CO₂ e H₂ é de 1:4 [35]. A necessidade de energia para a agitação foi avaliada entre 0,1 e 1 kWh por m de metano produzido [36]. Neste estudo assume-se que este valor é de 1 kWh por kg de metano renovável produzido. Neste cenário, apenas 4% do CO₂ não reage com o hidrogénio, tal como referido em [98]. A injeção de hidrogênio neste contexto tem o objetivo de aumentar a eficiência da conversão do CO₂ em metano, uma vez que o hidrogênio atua como um agente redutor na reação. Além disso, a separação de CO₂ com aminas permite a captura eficiente desse gás, reduzindo as emissões de gases de efeito estufa para a atmosfera.

O Cenário III representa uma abordagem avançada para a produção de biogás a partir da conversão de CO₂, utilizando hidrogênio como agente redutor e a tecnologia de separação de CO₂ com aminas para captura de gases de efeito estufa, contribuindo assim para a mitigação das mudanças climáticas e para a transição para uma economia de baixo carbono.

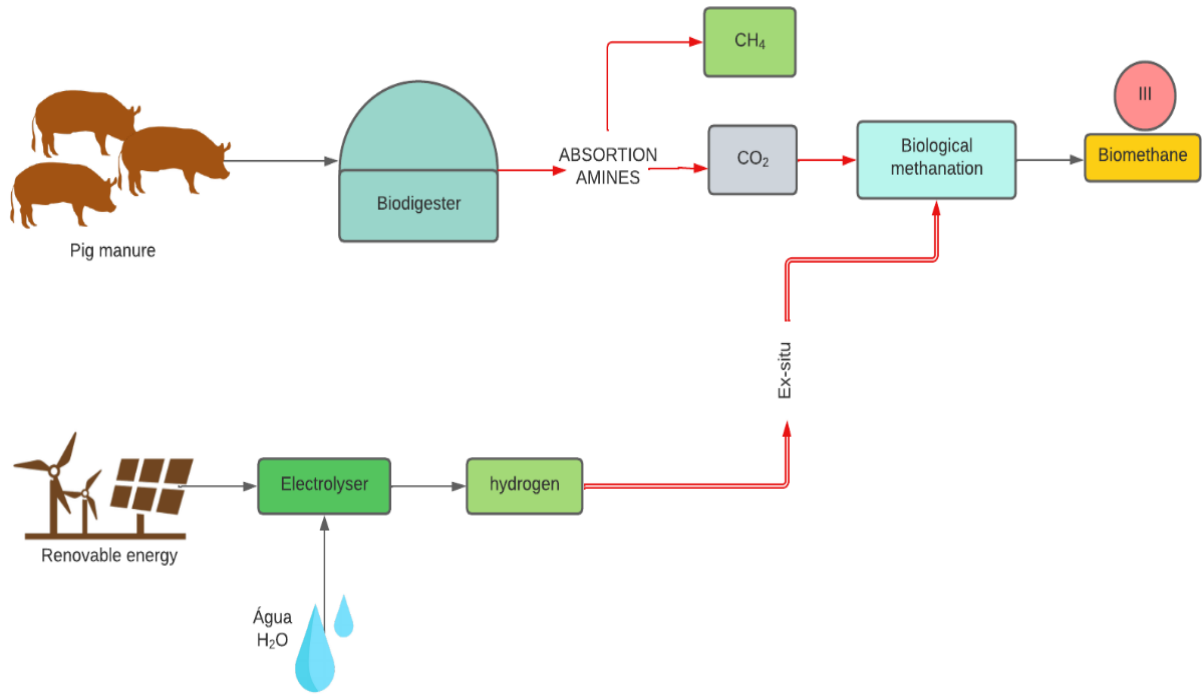


Figura 6. Fluxograma do cenário III – Injeção do H₂ num reator com separação do CO₂ com aminas (P2G/BD/Aminas).

3.1.5. Cenário IV- Injeção de metano a um reator de metanização catalítica - Reação de Sabatier (P2G/BD/Sabatier)

Este cenário é caracterizado pela utilização de uma reação Sabatier, sendo o desafio mais importante o controle da temperatura. Para obter um rendimento elevado de CH₄ à pressão atmosférica, a temperatura da reação não deve exceder 250°C[98]. Por conseguinte, é necessário utilizar um catalisador muito ativo para a hidrogenação do CO₂ a baixa temperatura, evitando assim a formação de subprodutos. A concentração residual de CO₂ é de apenas 2% [71](vide figura 7)

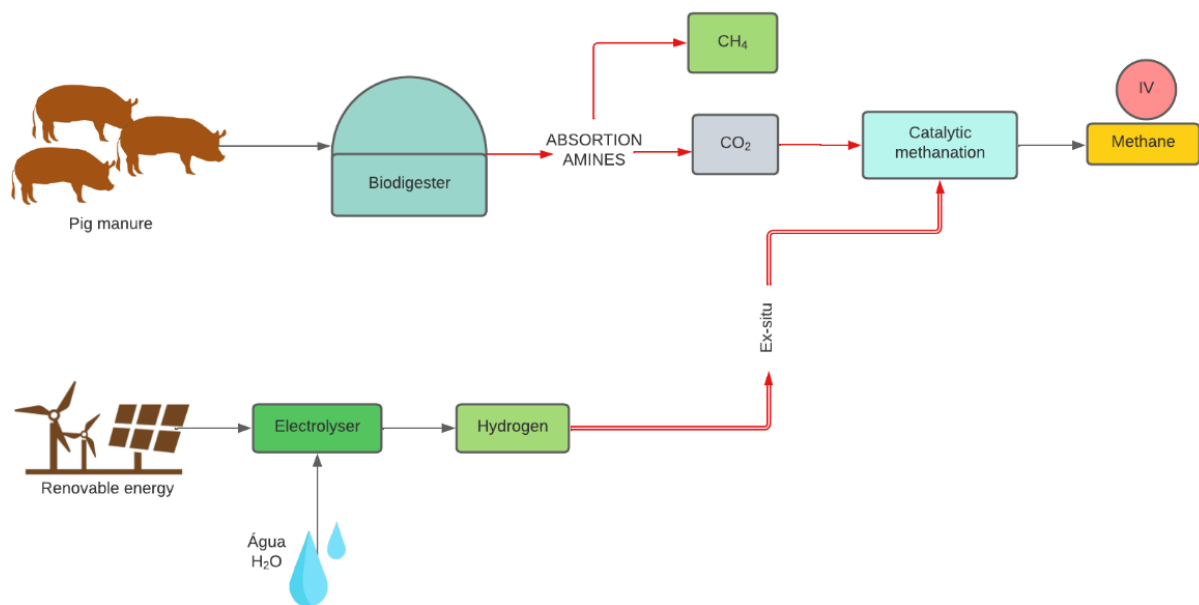


Figura 7. Fluxograma do cenário IV - Injeção do hidrogênio verde no reator de metanação catalítica (P2G/BD/Sabatier)

A injeção de metano no reator de metanização catalítica utilizando a reação de Sabatier tem o objetivo de aumentar a eficiência da produção de metano a partir do CO_2 . Isso contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa, já que o CO_2 é convertido em metano, que pode ser utilizado como uma fonte de energia renovável.

3.1.6. Cenário V - Codigestão e injeção direta do hidrogênio verde no biodigestor (P2G/IS + CD)

O cenário V caracteriza-se pela co-digestão de silagem de capim-elefante e dejetos de suínos. O substrato é constituído por uma mistura de dois substratos, um de origem animal (estrupe de suíno) e outro de origem vegetal (silagem de capim elefante), ambos os substratos são misturados em proporções previamente definidas e depois são levados para a unidade digestora e em seguida, o H_2 é injetado no mesmo biodigestor (in-situ) como no cenário I, esse hidrogênio é então introduzido no biodigestor, onde atua como um coadjuvante no processo de digestão anaeróbica, estimulando a atividade bacteriana e aumentando a produção de biogás.. A combinação da codigestão com a injeção direta de hidrogênio verde tem como objetivo maximizar a produção de biogás.

3.1.7. Cenário VI- Codigestão e injeção direta do hidrogênio verde no reator de biometanação: P2G/BD/BM+CD

No cenário VI, o substrato a ser usado para a produção de biogás é composto de esterco suíno, capim elefante e a quantidade de água necessária para o biodigestor. No restante será semelhante ao cenário II (vide figura 8).

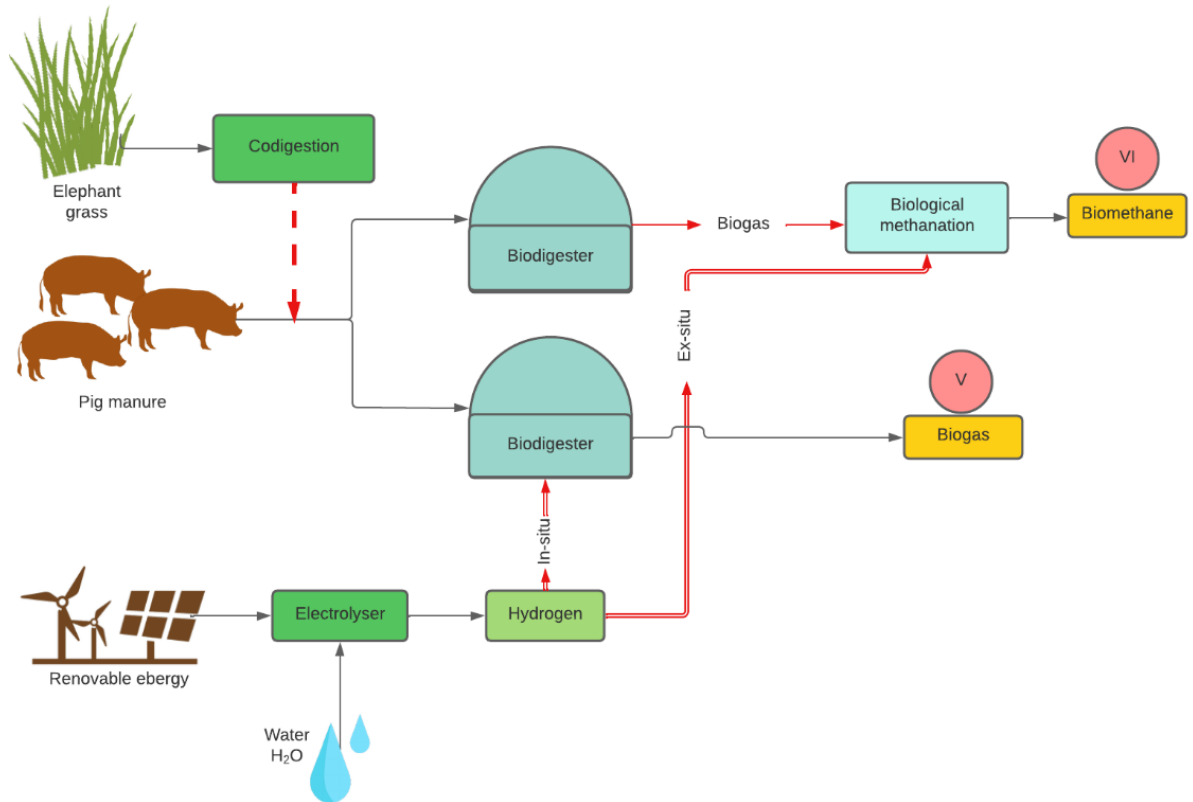


Figura 8. Fluxograma dos cenários V e VI - Codigestão e injeção direta do H₂ no biodigestor e VI. VI Codigestão e injeção direta do hidrogênio verde no reator de biometanação: P2G/BD/BM+CD e VI-.

Este cenário representa uma abordagem avançada para a produção de biogás, que busca integrar diferentes tecnologias e práticas para aumentar a eficiência e a sustentabilidade do processo. No entanto, é importante considerar os custos associados a esse processo para avaliar sua viabilidade econômica e ambiental.

3.1.8. Cenários VII e VIII

Nos cenários VII e VIII, o substrato contém dejetos de suínos, capim-elefante (co-digestão) semelhante aos cenários III e IV (vide figura 9 e 10).

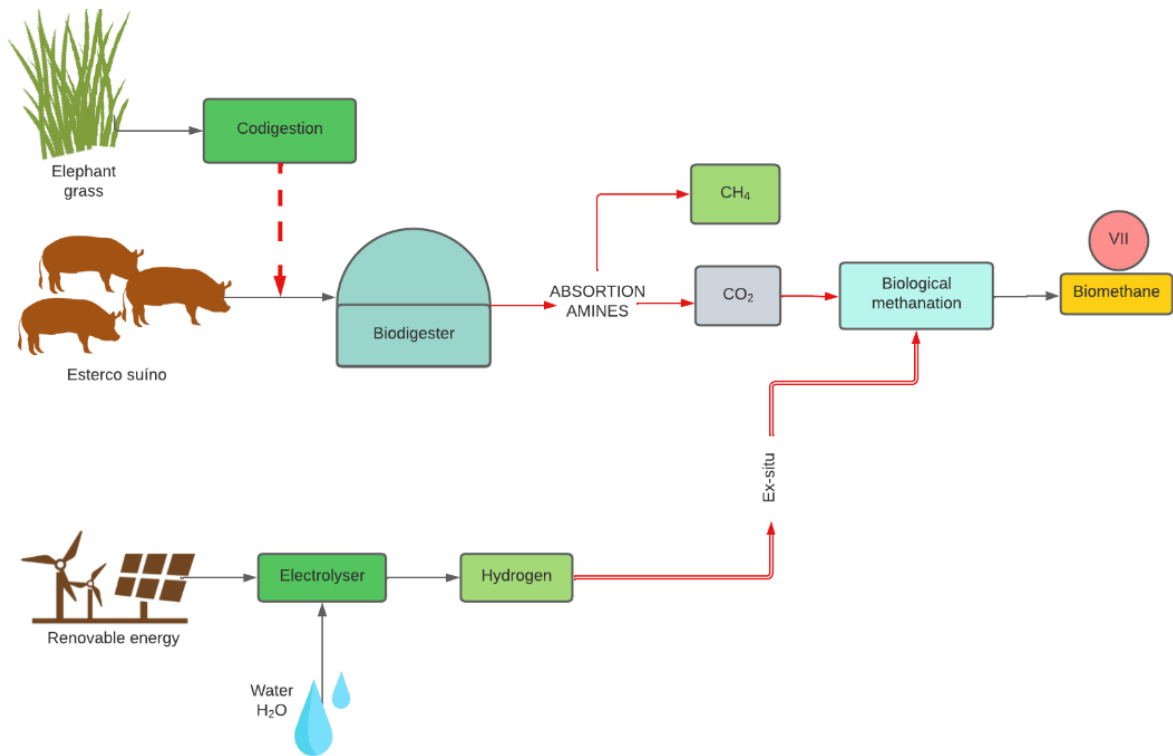


Figura 9. Fluxograma do cenário VII- Injeção do H_2 num reator com separação do CO_2 com aminas (P2G/BD/Aminas).

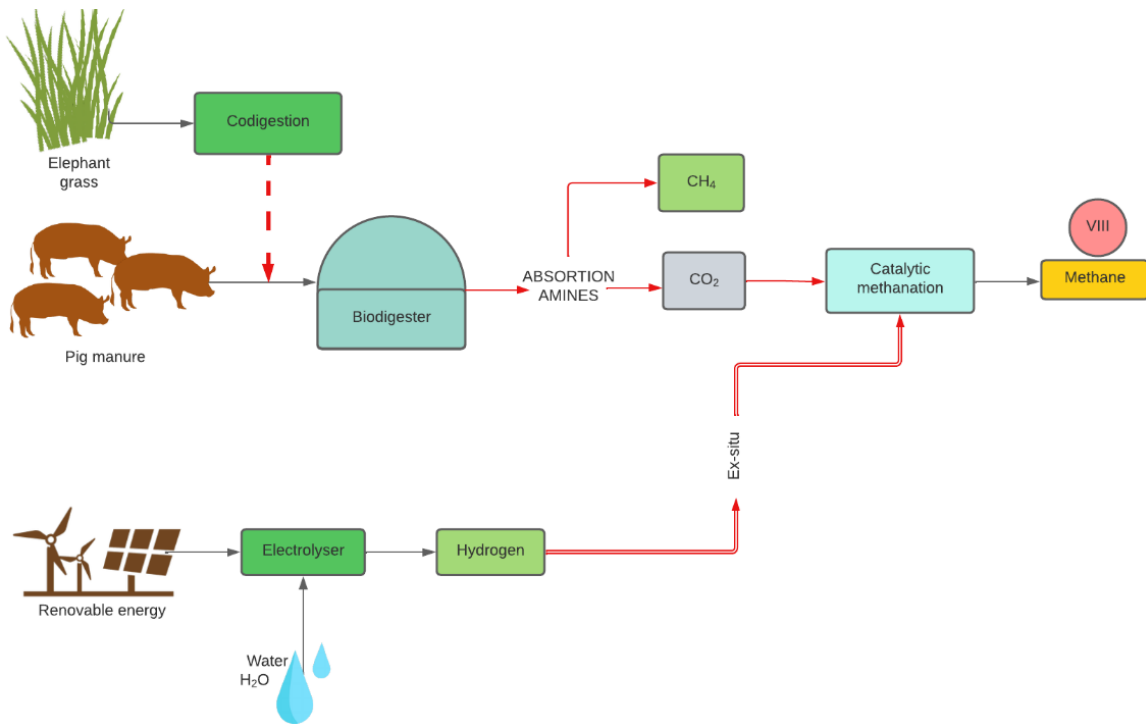


Figura 10. Fluxograma do cenário VIII- Codigestão e Injeção do hidrogênio verde no reator de metanação catalítica (P2G/BD/Sabatier +CD)

3.2. Produção de eletricidade a partir do biogás

Para a quantificação da produção de energia elétrica a ser produzida, deve-se levar em consideração alguns parâmetros, tais como, as eficiências elétricas e térmicas de conversão dos equipamentos da usina de biogás. Considerando os tamanhos típicos das usinas e a potência elétrica a ser instalada é mais viável o uso de motores de combustão interna adaptados para utilizar biogás. São apresentadas na Tabela 5, o poder calorífico inferior e peso específico do biogás em dependência da sua composição química estes dados vão ser usados para os cálculos de energia produzida já que o biogás obtido nas diferentes rotas tem diferente composição porque serão submetidos a diferentes processos.

Tabela 5. Peso específico e poder calorífico inferior do biogás em função da composição química do biogás

Composição química	Massa específica (kg/m ³)	PCI (Kcal/kg)
10% CH ₄ e 90 % CO ₂	1,8393	465,43
40% CH ₄ e 60 % CO ₂	1,4600	2333,85
60% CH ₄ e 40 % CO ₂	1,2143	4229,98
65% CH ₄ e 35 % CO ₂	1,1518	4831,14
75% CH ₄ e 25 % CO ₂	1,0268	6253,01
95% CH ₄ e 05% CO ₂	0,7768	10469,6
99% CH ₄ e 01% CO ₂	0,7268	11661,02

Fonte: [99]

Na tabela 6 são apresentados o volume específico e PCI do metano, e o tempo de operação do motor de combustão interna (MCI), segundo dados de literatura.

Tabela 6. Parâmetros utilizados para a avaliação da geração de eletricidade a partir do biogás

Parâmetros	Valor	Ref.
Eficiência de MCI (%)	30,00 -4 0,00%	[100]
Tempo de operação do motor gerador(h/a)	8000,00	[101], [102]
Poder calorífico inferior do metano (MJ/Nm ³)	38,20	[103]
Volume específico do metano (kg/m ³)	0,67	[104]

3.3. Quantidade dos substratos a utilizar

Para determinar a quantidade de substratos e co-substrato (em percentagem mássica), primeiro é necessário determinar o balanço da relação carbono/nitrogênio, que é um parâmetro determinante na produção do biogás. Assim é utilizada a equação:

$$k = \frac{C_1 \times Q_1 + N_2 \times Q_2 + \dots + C_n \times Q_n}{N_1 \times Q_1 + N_2 \times Q_2 + \dots + N_n \times Q_n} \quad (10)$$

Onde:

k = Relação C/N da mistura de substratos;

C = Percentagem de carbono orgânico contido em cada substrato (%);

N = Percentagem de nitrogênio orgânico contido em cada substrato (%);

Q = Massa de cada substrato (kg).

Para o cálculo do rendimento da mistura considerou-se os rendimentos médios do esterco suíno e do capim elefante, as quais foram obtidas de acordo aos sólidos totais e voláteis e os rendimentos específico de biogás dos substratos (vide tabela 7). Embora também se tenha que considerar a relação de carbono/nitrogênio ótimo da mistura.

Assim o rendimento de biogás por tonelada de mistura é determinado pela equação 11:

$$R_t = x_1 * R_1 + x_2 * R_2 + \dots + x_n * R_n \quad (11)$$

Onde:

R_t = Rendimento de biogás da mistura ($m^3_{\text{biogás}}/\text{ton}_{\text{mistura}}$);

R_i = Rendimento de biogás do substrato ou co-substrato i ($m^3_{\text{biogás}}/\text{ton.}$);

X_i = Fração mássica do substrato ou co-substrato i;

Desta forma, conhecendo a fração mássica do substrato ou co-substrato vegetal, é possível calcular, a partir da produção média por hectare, a área para produzir a quantidade necessária de matéria-prima vegetal que conforma o co-substrato. Assim foram levadas em consideração os sólidos voláteis, sólidos totais e rendimento específico de substrato e co-substrato como mostra na tabela 8.

A quantidade de substrato animal é conhecida, sendo estabelecida em função da quantidade de suínos que possui a fazenda em seu atual cenário e do volume de dejetos diários produzidos e encaminhados à unidade geradora de biogás.

Tabela 7. Parâmetros para avaliação da produção de biogás

Parâmetros	Valor	Ref.
Dejeto suíno		
Sólidos voláteis (%)	28,90	[6]
Sólidos totais (%)	30,48	[105]
Relação C/N	13,00	[106]
Nitrogênio (%)	1,10-2,50	[106]
Rendimento de biogás (m ³ /ton)	60,00	[106]
Silagem de capim elefante		
Sólidos voláteis (%)	90,40	[107], [108]
Sólidos totais (%)	50,00	[107], [108]
Relação C/N	43,60	[109]
Nitrogênio (%)	1,60	[110]
Rendimento de biogás(m ³ /ton)	216,60	[111]
Rendimento por hectare(ton/ha.a)	35,10-46,30	[112]

Tabela 8. Indicadores utilizados no dimensionamento da unidade digestora e no cálculo da produção diária de biogás e eletricidade.

Parâmetro	Valor	Ref.
Número de unidades geradoras (Un)	41000	-
Peso médio dos suínos(kg)	100	-
Sólidos totais (%)	28,9	[113]
Quantidade de estrume por unidade geradora produzida diariamente(50kg) (kg)	2,25	[6]
Diluição em água (%)	10,0	[114]
Rendimento de biogás(m ³ /ton)	60,0	[106]
Temperatura do biodigestor (°C)	38	[108]
Eficiência elétrica do moto gerador	25,00	[115]
Calor específico do substrato Cp (kJ/kg. °C)	4,19	[106]
Sólidos totais do co-substrato (%)	36,6	[116]
Relação C/N do co-substrato(C/N)	43,6	[45]
Relação ótima (C/N)	25	[117]

3.4. Tempo de Retenção Hidráulica (TRH)

O tempo de retenção hidráulica (TRH) é um dos parâmetros mais importantes na operação de um biodigestor e depende da temperatura de do substrato no biodigestor, e nesse estudo ele é calculado pela equação 12. Esta equação sugere que o TRH está relacionado de forma não linear com a temperatura(T) do sistema, este tipo de relação é comum em processos biológicos, onde as taxas de reação podem depender de forma não da temperatura.

$$TRH = -51,227 \ln(T) + 206,72 \quad (12)$$

Onde:

TRH = Tempo de retenção hidráulica (dias);

T = Temperatura do substrato (°C).

O tamanho dos biodigestores está diretamente relacionado ao tipo de substrato, à quantidade disponível diariamente e ao tempo de retenção hidráulica. O tamanho do biodigestor é dado em função da carga diária e do Tempo de Retenção Hidráulica (TRH).

3.5. Dimensionamento básico do biodigestor

Para o dimensionamento dos biodigestores para cada cenário estudado neste trabalho, usaremos a seguinte fórmula que relaciona o volume de carga diária para cada caso e o TRH necessário para que ocorra a fermentação.

$$VB = VC * TRH \quad (13)$$

Onde:

VB = Volume do biodigestor (m^3);

VC = Volume de carga diária (solução de dejetos + água na mistura + água) (m^3 /dia);

TRH = Tempo de retenção hidráulica (dias);

O volume de alimentação diário do biodigestor dependerá do tipo de matéria orgânica utilizada.

3.6. Produção de hidrogênio por eletrolise

Na análise apresentada neste trabalho, foi assumido que o processo de eletrólise é alimentado por eletricidade obtida com energia solar. Foi escolhido um eletrolisador de membrana polimérica (PEM) do tipo eletrolítico, uma vez que permite um arranque rápido, baixa operação de carga parcial e alta eficiência, que trabalha em 50 -80 °C, pressão de 1-50 bar, eficiência de 57-83%, 4.53 -7.3 kWh/ Nm^3 taxa de produção de hidrogênio de acordo com os dados de Benghanem (2024) que faz uma comparação de eletrolisadores para a produção de hidrogênio verde, com energia PV, tendo os melhores resultados o eletrolisador PEM [118]. Nesta análise, a energia elétrica dos combustíveis fósseis é agora substituída pela eletricidade gerada a partir de energia solar renovável.

3.7. Dados Climatológicos

Os dados climatológicos foram tomados da média diária e mensal da temperatura na cidade de Oliveira, em Minas Gerais do ano 2021 de acordo com a Latitude: -20.6971 e longitude: -44.8278 (vide Tabela 9). Estes dados são muito importantes já que a temperatura é um dos fatores que influencia na biodigestão. Quanto maior a temperatura menor o tempo de retenção hidráulica significando menor volume do biodigestor e vice-versa.

Tabela 9. Temperatura média da cidade de Oliveira - MG.

Mês	Temperatura
Janeiro	23,30
Fevereiro	22,43
Março	22,22
Abril	20,98
Mai	20,51
Junho	18,57
Julho	17,21
Agosto	20,34
Setembro	23,89
Outubro	22,01
Novembro	21,47
Dezembro	21,45

Fonte:[119]

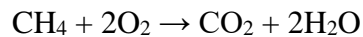
3.8. Uso do biofertilizantes no cultivo

Segundo a literatura, a cultura do capim elefante demanda uma quantidade específica de nitrogênio, geralmente entre 100 e 300 kg/ha [117]. Portanto, para determinar a quantidade adequada de biofertilizante a ser aplicada, é suficiente optar por um produto que contenha nitrogênio como seu principal componente. Dessa forma, foi estabelecido o uso de 300 kg de biofertilizante por hectare de cultivo de capim elefante.

3.9. Balanço de massa

Para o balanço de massa foi considerado a unidade funcional do ACV, que são 1000kg de esterco e foi calculado a quantidade de água e capim elefante nos casos de codigestão, de acordo aos sólidos totais, assim foi considerado a percentagem das emissões fugitivas de metano em relação a produção kg/h, na planta de 3,10% durante na operação da planta, 1,20 % na manutenção e 19 % no flaring [123].

Para o balanço dos gases no CHP, O ar necessário reage com o metano contido no fluxo de biogás para formar os gases de combustão. Em primeiro lugar, o volume total de metano pode ser obtido, de acordo com a reação química:



Onde podemos calcular a razão de massa entre o O₂ consumido e o metano. A massa de O₂ é obtida multiplicando o volume de CH₄ por sua densidade calculada usando a lei do gás ideal e assumindo as seguintes condições: temperatura de 25°C e pressão de 1 bar. Assim, o ar estequiométrico necessário pode ser calculado dividindo-se pela fração de massa de O₂ no ar (ou seja, 23% em peso). O ar real é obtido pela multiplicação do ar estequiométrico pelo excesso de ar (supostamente 1,7). Em relação à composição dos gases de combustão, ela pode ser calculada fazendo-se um balanço de massa dos reagentes e produtos de combustão.

O CO₂ derivado da combustão é calculado dividindo a massa de metano por 16 e multiplicando por 44, H₂O derivado da combustão é calculado dividindo a massa de metano por 16 e multiplicando por 36); o oxigênio restante após a combustão é igual a 70% do oxigênio estequiométrico

3.10. Análise do ciclo de vida (ACV)

3.10.1. Objetivo e escopo

O objetivo deste estudo é avaliar os impactos ambientais associados às diferentes rotas que permitam o acréscimo do teor de metano na biodigestão utilizando o hidrogênio verde, mostradas na figura 11. De uma perspectiva de berço à porta, o inventário selecionado para o ACV inclui todas as etapas principais: desde

o cultivo, colheita e preparação do capim elefante, seguido pela codigestão anaeróbia com esterco para a produção de biogás.

A unidade funcional (FU) selecionada para todos os cenários descritos nesta seção é uma tonelada de esterco. Os cenários avaliados consideram os dados de uma fazenda de suinocultura localizada na cidade de Oliveira, estado de Minas Gerais, Brasil. Os limites do sistema foram estabelecidos tendo como objeto central a planta de conversão de biogás em eletricidade. A seguir são detalhadas as fronteiras para cada um dos cenários estudados.

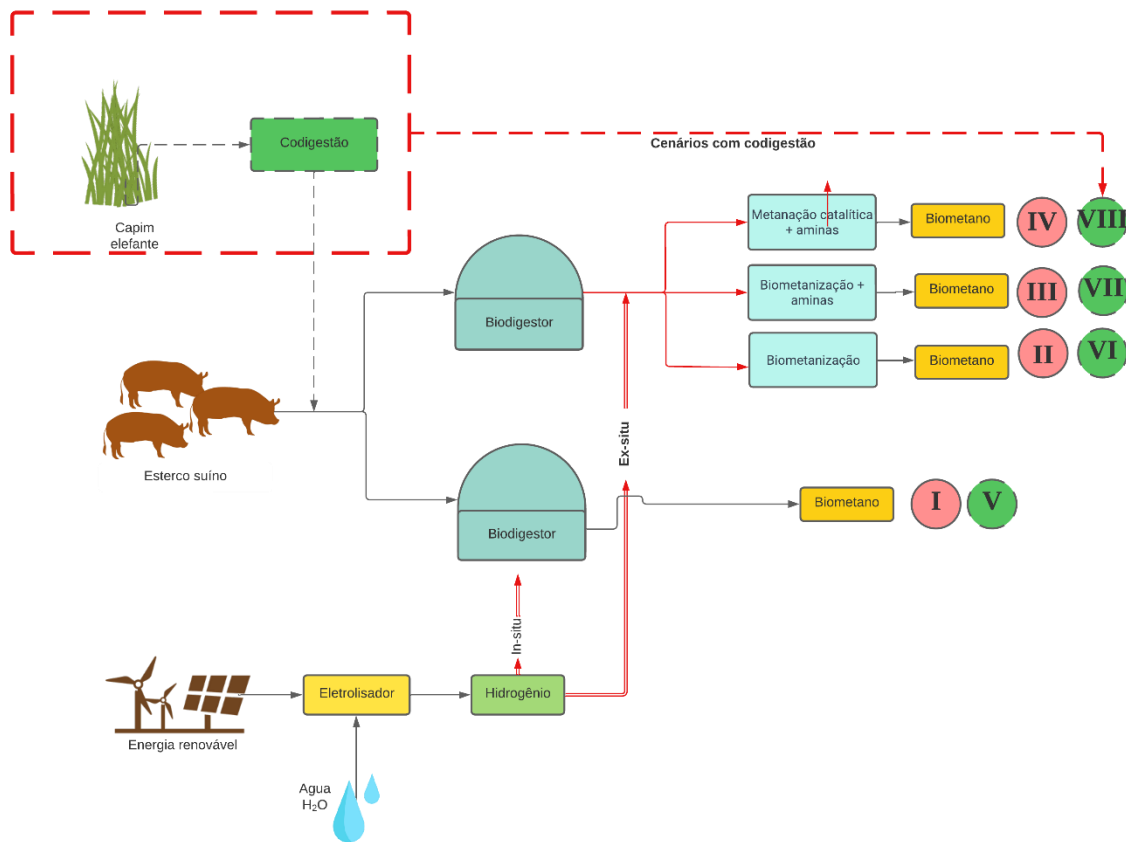


Figura 11. Descrição gráfica dos cenários avaliados de refino do biogás.

3.10.2. Fronteiras do sistema para o Cenário I

O primeiro cenário em estudo representa a biodigestão de esterco suíno mais a tecnologia P2G. Na configuração deste cenário é similar os cenários II e III, assume-

se que o hidrogênio é obtido através do uso de energia fotovoltaica. A Figura 12, representa as fronteiras do sistema para este primeiro cenário.

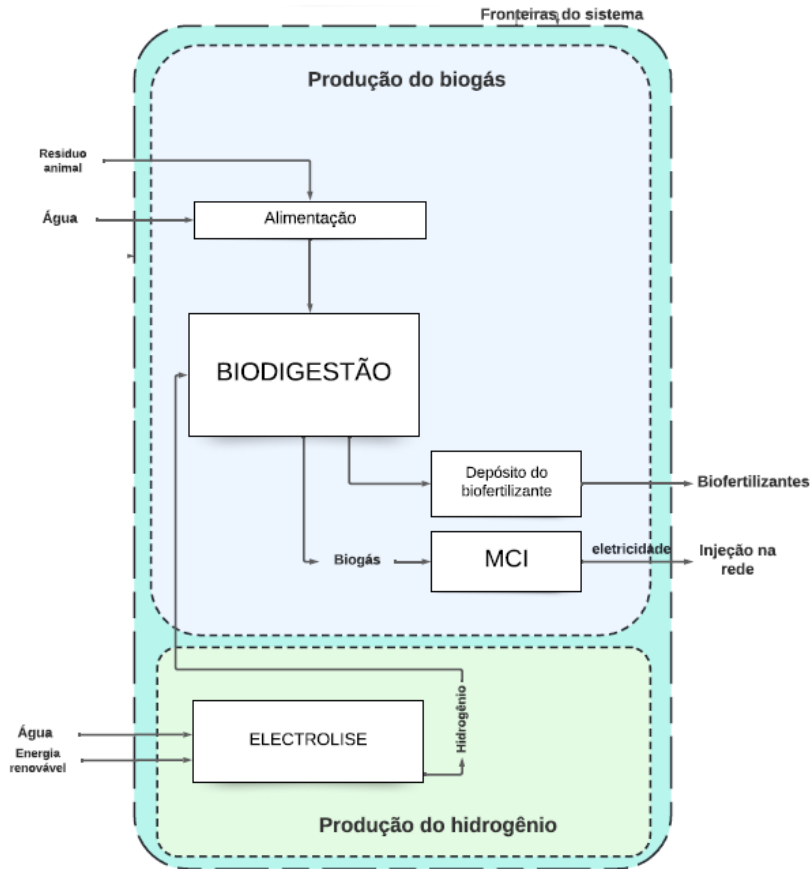


Figura 12. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário I

Para facilitar o entendimento das fronteiras adotadas, assim como os níveis de profundidade estabelecidos para cada cenário, optou-se por fragmentar os fluxogramas várias etapas. Assim consideram os estágios descritos a seguir:

- Ciclo de vida da produção de biogás: considerou-se o ciclo de vida do berço-a-portão. As etapas avaliadas foram a alimentação dos biodigestores, biodigestão até a obtenção da eletricidade, mas não se considerou uso da eletricidade nem o biofertilizantes.
- Ciclo de vida da produção do hidrogênio: A abordagem adotada é "berço a berço", começando com a produção de matérias-primas até a

produção de gás hidrogênio. O balanço da planta (por exemplo, cabos, tanques de armazenamento, compressores, etc.) e sistemas de reciclagem estão fora do escopo do estudo.

Em nenhum dos cenários estudados neste trabalho será considerado a etapa da construção da planta de biodigestão, as emissões geradas a partir da construção contribuem muito pouco para todo o ciclo de vida. Estudos afirmam que esta etapa não gera impactos ambientais comparáveis com a fase de uso da planta porque só gera impactos uma vez em todo seu ciclo de vida[120], [121].

3.10.3. Fronteiras do sistema para o Cenário II, III e IV

Para os cenários II e III tem as mesmas fronteiras (vide figura 12). A única diferença é a etapa adição de amins no cenário III. No caso do cenário IV também é similar, mas tem uma reação catalítica em invés de metanização (figura 13).

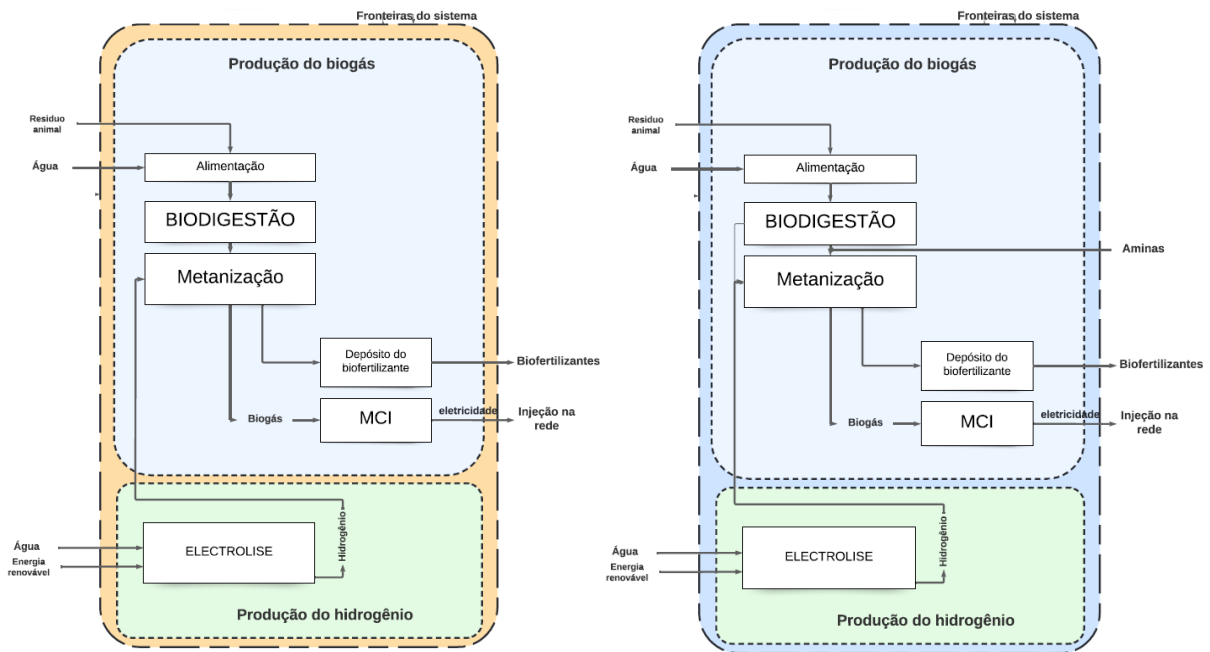


Figura 13. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário II e III.

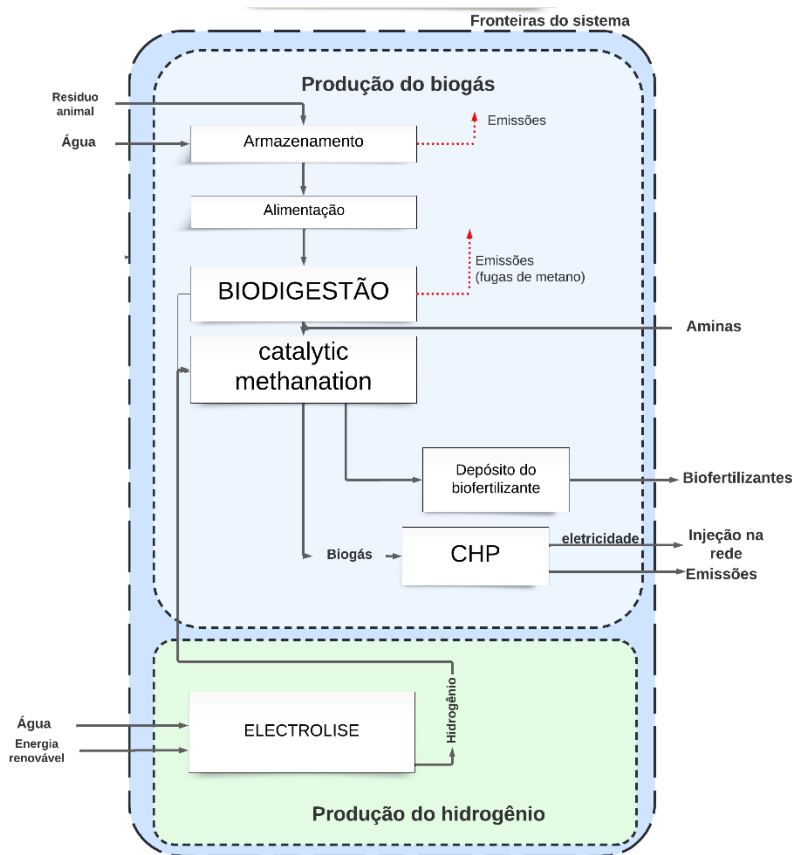


Figura 14. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário IV.

3.10.4. Fronteiras do sistema para o Cenário V

O quinto cenário em estudo é representado pela codigestão de esterco suíno e silagem de capim elefante, então neste cenário e os seguintes haverá um estágio denominada preparação de matéria prima (vide figura 15) que estará constituído pelas seguintes etapas plantio, cultivo, colheita, ensilagem de culturas energéticas, transporte, recepção da matéria prima e formação dos substratos. O objetivo desta configuração é aumentar a produção de biogás. Assim considerou-se os estágios descritos a seguir:

- Ciclo de vida da preparação da matéria prima: A abordagem adotada é "berço a porta", considerou-se a produção da matéria prima até seu uso como substrato.
- Ciclo de vida da produção de biogás: considerou-se o ciclo de vida do Berço-a-porta as etapas avaliadas foram a alimentação, biodigestão até

a obtenção da eletricidade, mas não se considerou o fim da eletricidade nem o biofertilizantes.

- Ciclo de vida da produção do hidrogênio: A abordagem adotada é "berço a porta", representado pela figura 15.

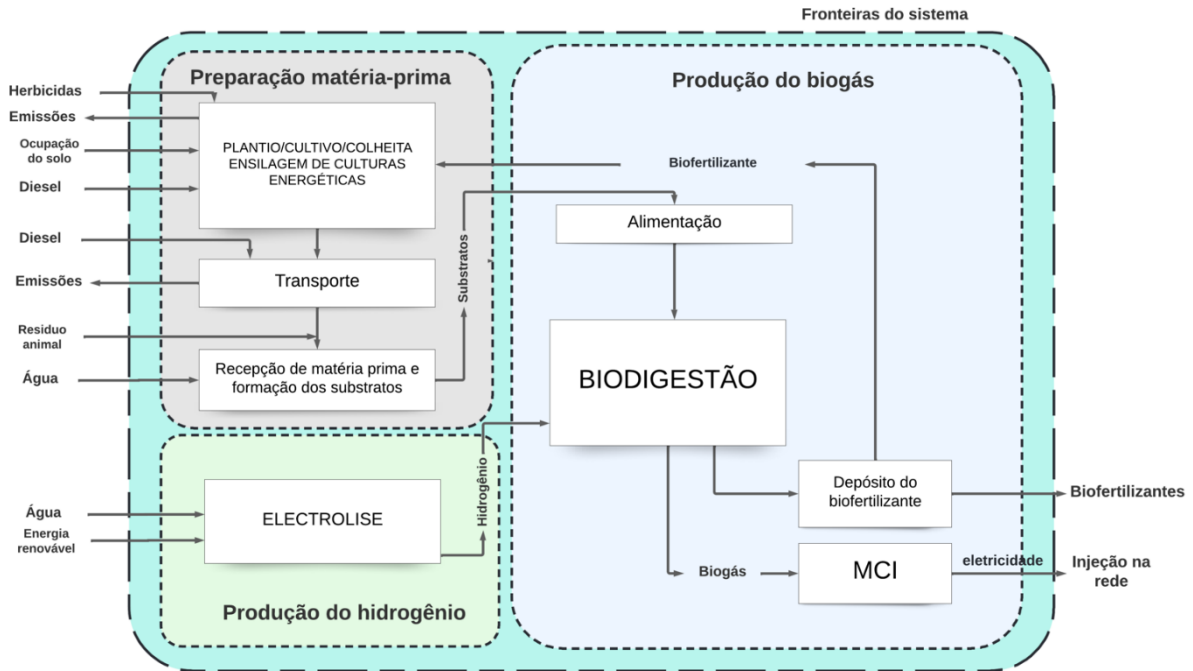


Figura 15. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário V

3.10.5. Fronteiras do sistema para o Cenário VI, VII e VIII

Os cenários VI e VII tem fronteiras similares ao cenário IV, só que vai ser adicionada uma etapa no estágio da produção do biogás, a metanização já que nesses cenários o refino de biogás vai ser *ex-situ* (vide figura 16 e 17) e só para o cenário VIII será adicionado as aminas que não é considerado dentro do sistema (vide figura 18).

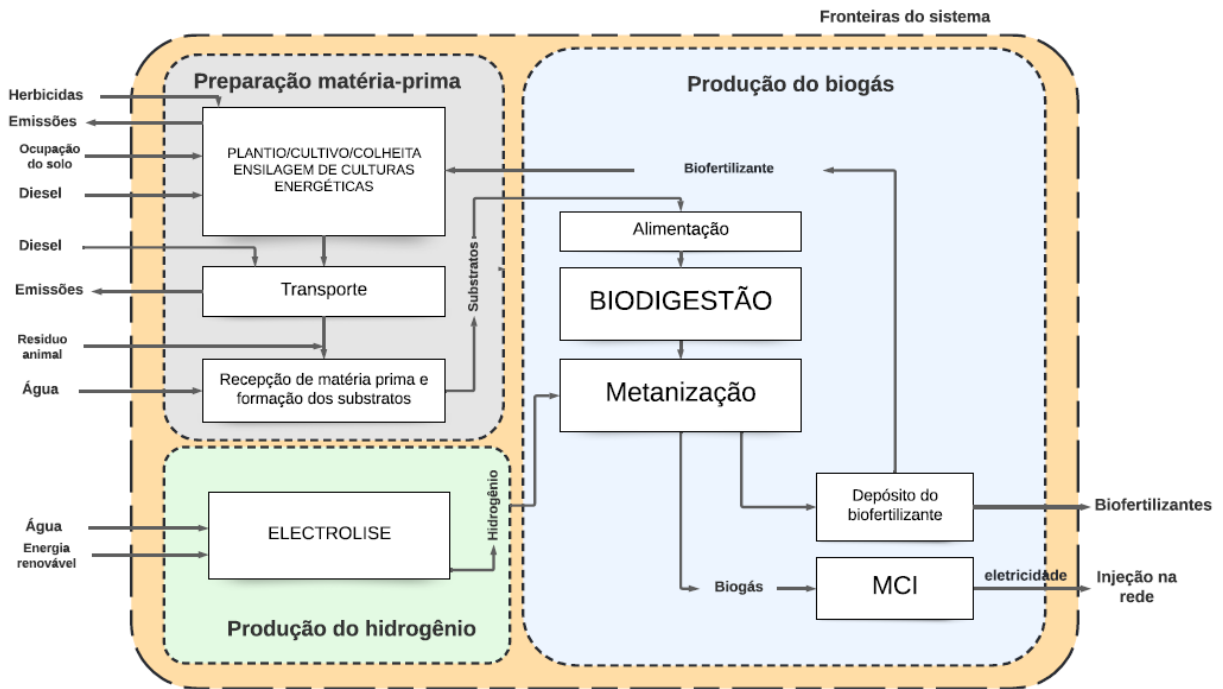


Figura 16. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário VI

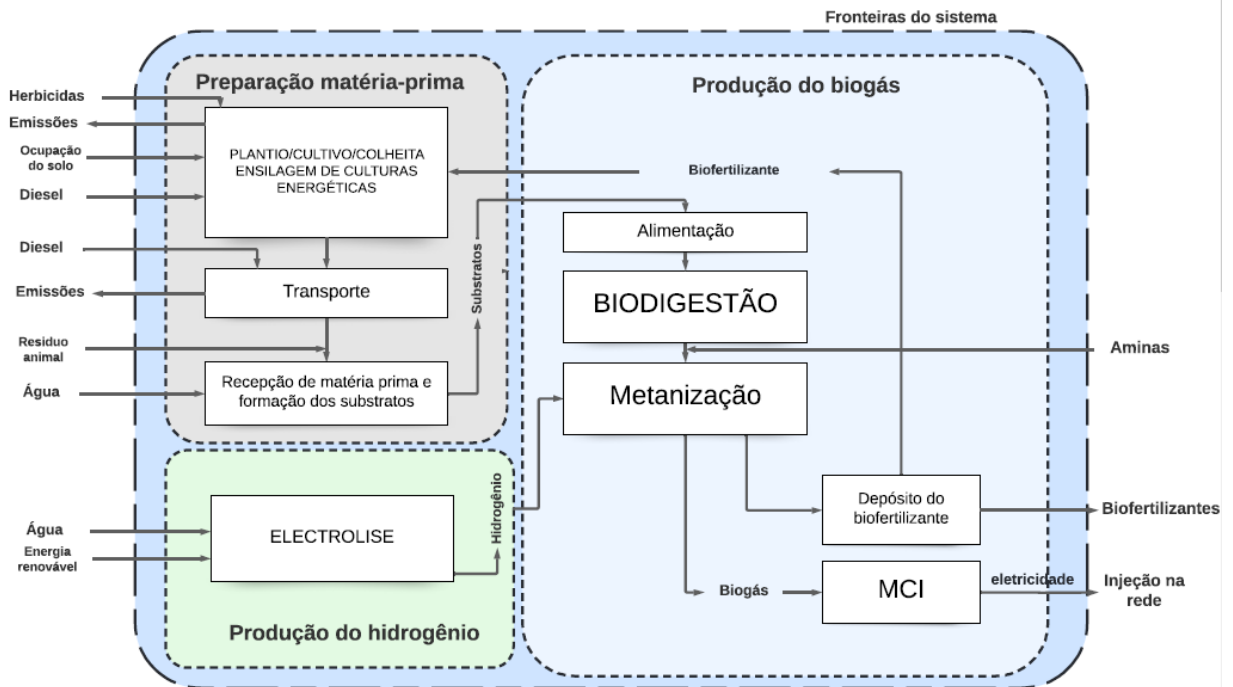


Figura 17. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário VII

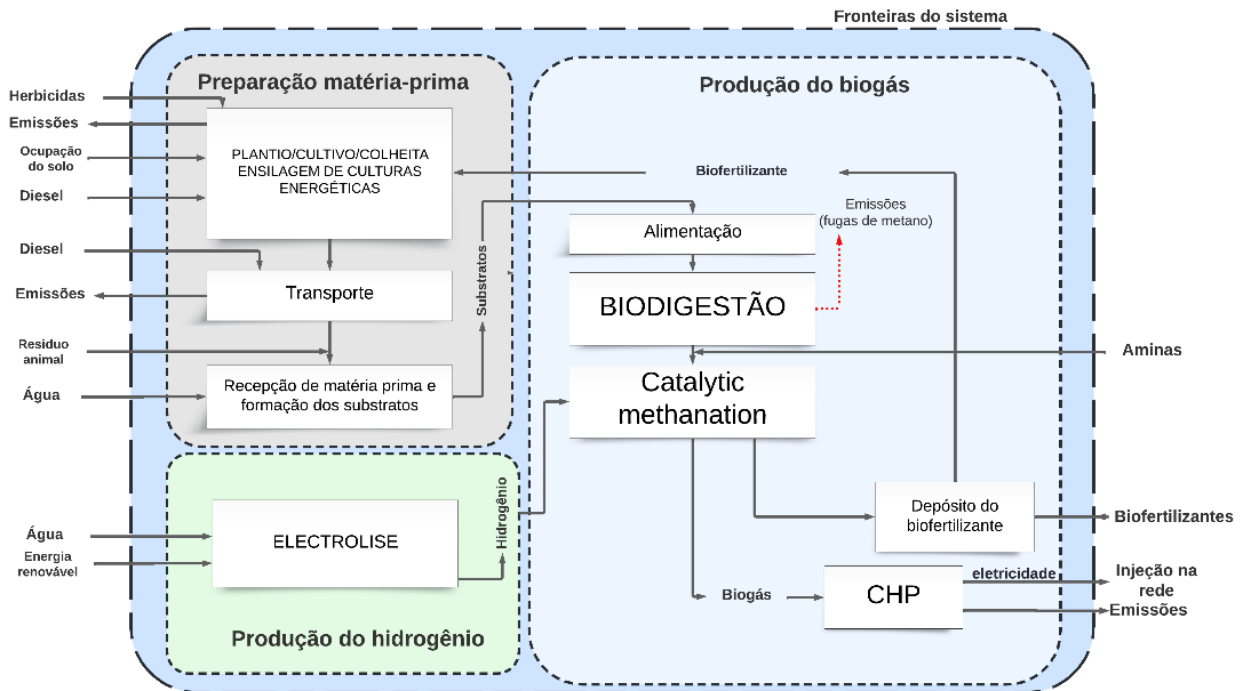


Figura 18. Fronteiras do sistema de produção de bioenergia do estudo do Cenário VIII

3.11. Análise do inventário

A etapa da análise do Inventário do Ciclo de vida, segundo a ABNT ISO 14040:2009 e ABNT NBR ISO 14044:2009, envolve a coleta dos dados e os procedimentos utilizados para quantificar as entradas (materiais e energéticas) e as saídas (na forma emissões atmosféricas, efluentes líquidos e resíduos sólidos) ao longo do ciclo de vida do produto. Neste trabalho na fase de inventário, a maior parte da coleta de dados é feita através de pesquisas bibliográficas, coleta de dados práticos ou, mais comumente, uma combinação de ambos foi também usada os inventários de Ecoinvent disponíveis no SimaPro®.

3.11.1. Inventário produção de hidrogênio verde

Para o presente trabalho foi escolhido um eletrolisador de membrana polimérica (PEM), como já foi descrito no capítulo anterior ele tem vantagens com respeito aos outros eletrolisadores como o alcalino, isto segundo Benghanem et,al (2024) [118]. A abordagem adotada é "berço a porta", começando com a produção de matérias-primas até a produção de gás hidrogênio. Os sistemas auxiliares (por

exemplo, cabos, tanques de armazenamento, compressores, etc.) e sistemas de reciclagem estão fora do escopo do estudo, devido à falta de dados. Para a produção de 1 kg de hidrogênio a uma pressão de 20 bar, a tabela 10 mostra o inventario. Para o caso da energia será substituído a eletricidade da rede por energia de fontes renováveis (fotovoltaica).

Tabela 10. Inventario produção de 1kg de hidrogênio verde.

Parâmetros por kg de hidrogênio	Quantidade
Eletricidade, fotovoltaica (kWh)	50,00
Água (kg)	10,00
Aço (kg/kW)	7,00 – 10,00
Iridium (g/kW)	0,70
Nafion (kg/kW)	0,016
Platina (g/kW)	0,10 -0,30
Titânio (g/kW)	450,00 – 500,00

Fonte: [122]

3.11.2. Inventario produção de silagem de capim elefante

Para os inventários da produção de silagem de capim elefante foi calculada a quantidade necessária, para a codigestão que são 0,67 toneladas de silagem de capim elefante (vide tabela 11). Segundo [123], o capim elefante produz emissões, principalmente devido às operações agrícolas realizadas pelos tratores e pelos caminhões transporte. Por isso que no inventario se apresentam essas etapas. Outro fator em consideração é que o capim elefante é um plantio tipo C4 e é um bom fixador de CO₂. Por tanto no inventario será considerado o CO₂ absorvido durante seu ciclo de vida. Alguns pesquisadores [45], [124] afirmam que todo o CO₂ gerado na fase de produção do capim elefante é compensado por ele na fase de fotossíntese, já que o capim elefante fixa 12,5 toneladas de carbono por hectare em um ano, em comparação com o eucalipto que consegue fixar 10 toneladas de carbono por hectare em um ano.

Tabela 11. Inventário produção de silagem de capim elefante

	Tipo	Quantidade	Unidade
Plantio /Cultivo /Colheita /Ensilagem			
Entradas			
Preparo do solo	Esfera tecnológica	2,87	litro de diesel
Plantio e tratos culturais	Esfera tecnológica	3,40	litro de diesel
Colheita e ensilagem	Esfera tecnológica	16,20	litro de diesel
Dióxido de carbono, ar	Recurso da natureza	0,77	tonCO ₂
Herbicidas			
Triazine	Esfera tecnológica	0,05	kg
Atrazine	Esfera tecnológica	0,05	kg
Biofertilizantes - Nitrogênio	Produto evitado	4,34	kgN
Ocupação do solo	Recurso da natureza	0,01	ha.a
Output			
Produto triturado (Capim elefante)		0,67	ton
Emissões para o ar relacionadas a queima de diesel no trator			
CO ₂		44,95	kg
HC		0,15	kg
CO		0,40	kg
NO _x		1,01	kg
PM10		0,11	kg
SO _x		0,07	kg
TRANSPORTE			
Input			
Diesel	Esfera tecnológica	0,07	litro de diesel
Output			
Emissões para o ar relacionadas a queima de diesel no caminhão			
CO ₂		173570,46	mg
NO _x		1427,55	mg
CO		326,72	mg
Particulados finos		34,34	mg
Carbono orgânico		6,76	mg
Nitrato		0,07	mg
Silício		0,22	mg
Carbono		10,58	mg
Amônia		0,241	mg
Sulfato		0,34	mg
Alcano		2,93	mg
Oleofina		3,21	mg
Aromáticos		2,62	mg
Formaldeído		4,14	mg
Acetaldeído		7,76	mg

Propanal		2,59	mg
Acetona		4,08	mg
PAHs(polycyclic aromatic hydrocarbons)		0,33	mg
Ácidos aromáticos		0,37	mg
Ácidos alcaloides		0,07	mg
BIODIGESTÃO			
Biofertilizantes – Nitrogênio	Produto evitado	8,66	kgN
Biofertilizantes -fosfate	Produto evitado	0,66	kg

Fonte: [123][124]

3.11.3. Inventário do processo de biodigestão

Descreve-se a seguir o inventário de ciclo de vida resumido para os cenários propostos necessário para determinar as emissões e contribuições de cada alternativa avaliada para as categorias de impacto ambiental. O mesmo está baseado nas figuras dos limites do sistema, e estimados em relação à unidade funcional adotada (1 t de esterco suíno) durante a construção do Inventário de Ciclo de Vida (ICV). Os dados do inventário são apresentadas nas tabelas 12 e 13 (inventários da produção de hidrogênio e capim elefante).

Tabela 12. Inventários dos quatro primeiros cenários

CENÁRIO	I	II	III	IV	Unidade	Ref.
Produto						
Energia	1,43E-01	1,75E-01	1,81E-01	1,89E-01	MW	
Produto evitado						
Fertilizante orgânico de nitrogênio, as N	1,60E+01	1,60E+01	1,60E+01	1,60E+01	kg	
Eletricidade, alta voltagem {BR}	1,43E-01	1,75E-01	1,81E-01	1,89E-01	MW	
Fertilizante orgânico de potássio, K ₂ O	9,20E-01	9,20E-01	9,20E-01	9,20E-01	kg	
Fertilizante orgânico de fosforo, P ₂ O ₅	4,00E+01	4,00E+01	4,00E+01	4,00E+01	kg	
Recursos						
Esterco suíno	1	1	1	1	ton	
Água de origen natural, BR	1,21	1,21	1	1,21	m ³	
Materiais/Combustíveis						
Hidrogênio verde	18,64	18,64	18,64	18,64	m ³	[122]
Emissivos CHP						
Biometano lavagem amino	-	-	4,60	4,60	m ³	
Eletricidade, alta voltagem {BR}	23,65	60,31	67,41	31,22	kW	

Oxigênio	82,78	93,82	104,86	109,27	kg	[125]
Dióxido de carbono, biogênico	96,71	100,32	105,32	107,76	kg	[125]
Água	66,52	75,39	84,26	87,81	kg	[125]
Metano, biogênico	6,89	7,81	8,73	9,09	kg	[126]

Tabela 13. Inventários dos quatro primeiros cenários

Em todos os cenários, considerou-se o processo descrito no SimaPro® como “*electricity, high voltage, production mix | electricity, high voltage | Cutoff, S – BR*”, a quantidade de água de acordo aos sólidos totais do substrato, no caso dos cenários com codigestão a relação de esterco e capim elefante é de 1,5; 1.

Tabela 14. Inventário dos cenários com co-digestão avaliados

CENÁRIO	V	VI	VII	VIII	Ref.
Produto					
Energia	7,09E-01	8,65E-01	8,97E-01	9,35E-01	MW
Produto evitado					
Fertilizante orgânico de nitrogênio, as N	2,12E+01	2,12E+01	2,12E+01	2,12E+01	kg
Eletricidade, alta voltagem {BR}	7,09E-01	8,65E-01	8,97E-01	9,35E-01	MW
Fertilizante orgânico de potássio, K ₂ O	9,20E-01	9,20E-01	9,20E-01	9,20E-01	kg
Fertilizante orgânico de fosforo, P ₂ O ₅	4,00E+01	4,00E+01	4,00E+01	4,00E+01	kg
Recursos					
Água de origen natural, BR	4,78E+00	4,78E+00	4,78E+00	4,78E+00	m ³
Materiais/Combustíveis					
Esterco suíno	1,00	1,00	1,00	1,00	
Hidrogênio verde	4,59	4,59	4,80	9,58	kg [122]
Capim elefante Brasil	6,45	6,45	6,45	6,45	ton
Biometano lavagem amino	-	-	2,94E+02	2,94E+02	m ³
Eletricidade, alta voltagem {BR}	64,93	73,59	185,06	192,85	kW
Emissivos CHP					
Oxigênio	227,27	257,57	287,87	300,00	kg [125]
Dióxido de carbono, biogênico	265,50	275,41	289,13	295,84	kg [125]
Água	182,63	206,98	231,33	241,07	kg [125]
Metano, biogênico	18,91	21,43	23,96	24,96	kg [126]

3.12. Avaliação dos impactos do ciclo de vida

Atualmente, para processar os dados do inventário, os pesquisadores utilizam softwares que normalmente também incluem algumas bases de dados de inventário.

Neste trabalho foi utilizado o software SimaPro® e o método de impacto ReCiPe2016. Este método de ACV permite converter a longa lista de categorias de impacto (categorias intermediárias *Midpoint*) em um número limitado de indicadores de impacto ambiental finais ou *endpoint* [127] e inventários como o Ecoinvent, que foi o principal banco de dados utilizado. Quando os dados não estavam disponíveis neste banco de dados, eles foram obtidos de outras fontes.

No nível intermediário (*Midpoint*), neste trabalho foram avaliados 6 impactos:

1. Mudança climática
2. Toxicidade
3. Acidificação
4. Eutrofização
5. Formação de partículas finas
6. Ecotoxicidade

Nesta etapa do trabalho foram avaliados os impactos ambientais dos cenários apresentados de acordo com método de impacto ReCiPe2016 e utilizaremos o software SimaPro®. Na tabela 14 apresentamos os impactos avaliados y suas unidades o potencial de aquecimento por exemplo é medido em kg de CO₂.

Tabela 15. Impactos usualmente avaliados em ACV de obtenção de biogás

Impactos	Unidade
Potencial de aquecimento global	kg CO ₂
Potencial de acidificação	kg SO ₂
Eutrofização de água marinha	Kg N
Potencial da depleção da camada de ozônio	kg CFC -11
Eutrofização de água doce	kg P

Alguns dos impactos ambientais da produção de biogás são as seguintes: poluição do ar, perda da biodiversidade de espécies, poluição da água devido à descarga direta no meio ambiente sem tratamento adequado em corpos receptores de

bacias hidrográficas, represas que são usadas para irrigação ou consumo e de acordo com outros ACV de biogás, são avaliados os impactos apresentados na tabela 15.

Tabela 16. Impactos usualmente avaliados em ACV de obtenção de biogás

Referência	Título da pesquisa	Impactos estudados
(Mistretta et al. 2022) [128]	<i>Bioenergy from anaerobic digestion plants: Energy and environmental assessment of a wide sample of Italian plants</i>	PAG, PE, PDCO, PA.
(Lorenzi et al. 2019) [129]	<i>Life Cycle Assessment of biogas upgrading routes</i>	PAG, PE, PA, EM, ECOE, FCO, FPF.
(Jin et al. 2019) [130]	<i>Life-cycle assessment of energy consumption and environmental impact of an integrated food waste-based biogas plant.</i>	PAG, PE, PA, PTH, EA.
(Lombardi et al. 2020) [87]	<i>Techno-economic and environmental assessment of the main biogas upgrading Technologies</i>	PAG, PA, PE, PTH, ECOE, EA.

Global warming potential (GWP), Eutrophication potential (EP), Acidification potential (AP), Marine eutrophication (ME), Stratospheric ozone depletion (EAOE), Fine particle formation (FPF), Ozone formation, human health (FCO), Water ecotoxicity (EA), Human toxicity potential (PTH).

3.13. Análise econômica

A análise econômica está baseada na viabilidade técnica de um projeto em termos de indicadores e parâmetros financeiros. O desenvolvimento desta análise fornece os critérios para a seleção de um projeto entre várias alternativas de investimento. A metodologia de avaliação econômica difere de acordo com o perfil

do investidor e seus objetivos, mas em todos os cenários este constitui um conjunto de indicadores que permitem a comparação por diferentes critérios[131]. Utilizou-se para tanto, indicadores de análise de viabilidade econômica como: Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna e Retorno e o Tempo de Retorno do Investimento (*Payback* Simples). Além disso, também foi realizada uma análise de sensibilidade de alguns fatores importantes que podem influenciar a tomada de decisões.

3.13.1. Valor Presente Líquido (VPL)

Valor Presente Líquido (VPL) faz uma comparação entre os investimentos realizados e o valor presente nos fluxos de caixa gerados pelo projeto[132]. Na equação 13 apresenta-se a expressão geral do VPL.

$$VPL = -C + \sum_{k=1}^n \frac{FL_k}{(1 + j)^k} \quad (14)$$

Sendo:

FL= fluxo de caixa (entradas – saídas) em cada período (USD\$),

C= investimento inicial (USD\$),

n= número de períodos de análise,

k= cada um dos períodos,

j= custo de capital, taxa de atratividade do capital, taxa de desconto ou taxa de juros mínima aceitável.

Um projeto de investimento será considerado viável, segundo este critério, se *VPL* for maior do que zero.

$VPL > 0 \rightarrow$ o projeto deve ser aceito;

$VPL = 0 \rightarrow$ é indiferente aceitar ou rejeitar o projeto, e

$VPL < 0 \rightarrow$ o projeto deve ser rejeitado.

3.13.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de desconto que equaliza o valor presente dos benefícios/receitas e dos custos/despesas de um projeto de investimento. Trata-se de um indicador de larga aceitação e um dos mais utilizados como parâmetro de decisão. A TIR é aquele valor no qual o VPL é nulo a partir de uma dada taxa mínima de atratividade (TMA), isto é:

$$VPL = -C + \sum_{k=1}^n \frac{FL_k}{(1 + TIR)^k} \quad (15)$$

Um projeto de investimento será considerado viável se sua TIR for igual ou maior ao custo de oportunidade dos recursos para a sua implantação. Assim, quanto maior for a TIR, maior a atratividade do projeto.

- $TIR > TMA \rightarrow$ o projeto deve ser aceito;
- $TIR = TMA \rightarrow$ é indiferente aceitar ou rejeitar o projeto, e
- $TIR < TMA \rightarrow$ o projeto deve ser

3.13.3. Tempo de Retorno de Capital (TRC) ou *Payback* (PB)

O TRC ou também conhecido como *Payback* é definido como a relação entre o investimento e o ganho líquido num período. É utilizado para avaliar a rentabilidade econômica do processo, isto é, a partir de qual período será possível obter lucro então TRC é definida com a seguinte equação 14:

$$TRC = \frac{C}{S} \quad (16)$$

Onde

C= investimento inicial [\$],

S= ganho líquido num período.

3.14. Transporte do co-substrato

Um aspecto relevante no estudo de viabilidade econômica dos projetos que envolvem codigestão com ensilagem, que embora tenha um alto rendimento de biogás apresenta uma baixa densidade energética, é o custo de transporte da biomassa[133].

Neste trabalho o co-substrato é o capim elefante. Assim utilizou-se informações sobre o transporte da cana-de-açúcar que é uma atividade muito comum em países onde a atividade sucroalcooleira tem grande importância, tais como Brasil, Austrália, África do Sul, Cuba e Índia [134]. Os dados de custo foram tomados de referências bibliográficas porém estas foram corrigidas de acordo com o Índice Nacional do Custo de transporte de Carga (INCT).

O Índice Nacional do Custo de Transporte de Carga (INCT) é um índice produzido pelo departamento de economia da NTC & Logística, o Decope. Seu funcionamento se dá como um índice de inflação (IPCA, IGP e INPC, por exemplo), porém, apenas em relação ao setor de transporte (insumos, salários, etc.)[135]. Sendo assim, ele é corrigido do mesmo modo que a inflação, ou seja, de acordo com a variação dos preços de determinados produtos e o seu peso na formação do custo.

A tabela 16 apresenta as principais características operacionais e custos do transporte da biomassa.

Tabela 17. Parâmetros de transporte da biomassa agrícola

Tipo de transporte*	Capacidade de transporte (t)	Tempo de carga e descarga(h)	Capacidade de carga e descarga (t/h)	Custo fixo total (USD\$)	Custo variável total (USD\$/km)
Romeu e Julieta	25	0,70	35,71	6038,29	0,38
Treminhão	45	1,25	36,00	8756,87	0,45
Rodo Trem	65	1,80	36,11	13326,31	0,65

*Os dados são para velocidade de caminhão descarregado e carregado 35 km/h e 10 km/h respectivamente.

Fonte :adaptado de [134]

As equações (17)-(19) determinam o custo de transporte por tonelada de co-substrato para um veículo de transporte e para uma distância de transporte, levando em conta os custos fixos e os custos variáveis atribuídos ao transporte utilizado.

$$C_{mês} = CV \times KM + CF \quad (17)$$

$$KM = N_{mes}^o \times d \times 2 \quad (18)$$

$$C_{USD/ton} = \frac{C_{mês}}{Q_{ton/mês}} \quad (19)$$

Onde:

$C_{mês}$ = custo de transporte mensal (USD/mês);

CV = custo variável por quilômetro (USD/km);

CF = custo fixo de transporte (USD/mês);

KM = distância percorrida por mês (km);

N_{mes}^o = quantidade de viagens por mês;

d = distância de transporte de co-substrato (km);

$Q_{ton/mês}$ = quantidade de co-substrato transportado por mês (ton/mês);

$C_{USD/ton}$ = custo de transporte por tonelada (USD/ton).

Como existe apenas uma unidade de biogás na fazenda e nenhuma conexão com outras fazendas, foi considerado um sistema de codigestão anaeróbia descentralizada. A escolha de instalações descentralizadas permite o tratamento local dos resíduos, reduzindo a necessidade de transporte de longa distância, quer dizer que o plantio se encontra aos arredores da planta de biodigestão.

3.15. Custos dos equipamentos e outras considerações para o estudo de viabilidade econômica

A fim de tornar a análise econômica confiável, o investimento e os custos de operação têm que ser cuidadosamente calculados. Isto é especialmente desafiador quando novas tecnologias são avaliadas. É importante adotar suposições apropriadas em relação aos custos de toda a planta e de todas as seções. Isto se aplica principalmente aos custos de investimento incorridos durante a realização do projeto. A estimativa desses custos no setor de geração de energia é geralmente baseada em dados das instalações existentes, e eles são responsáveis pelo efeito de escalonamento

da paralisação (ou seja, mudanças nos investimentos unitários com o tamanho do sistema) e mudanças nos custos ao longo do tempo (a partir da depreciação e comercialização da tecnologia).

Entretanto, este método requer acesso a tais dados, o que pode ser problemático, especialmente no caso de novas tecnologias (por exemplo, devido ao pequeno número de sistemas operacionais e também porque os sistemas que estão em fase industrial ou de demonstração tipicamente têm custos de investimento mais altos do que as tecnologias totalmente comercializadas).

Neste trabalho, para a estimativa dos custos foram tomados dados da literatura existente. No entanto, os valores apresentados na literatura para tecnologias específicas estão muitas vezes numa escala maior que a avaliada, então para a determinação do custo dos equipamentos que conformarão a usina de biogás do atual estudo, deve-se considerar o uso de uma equação 15 exponencial descrito na Equação 20. Desta maneira, os custos por potência instalada diminuem à medida que a usina se torna maior, o que é condizente com os atuais projetos de engenharia[136].

$$J_E = J_R \left(\frac{X_E}{X_R} \right)^\alpha \quad (20)$$

Onde:

J_E = custo e tamanho do equipamento a avaliar;

J_R = custo e tamanho do equipamento de referência;

X_E, X_R = discriminante característico dos equipamentos estimado e de referência (por exemplo, potência nominal, tamanho ou fluxo do fluxo principal);

α = expoente de escala, geralmente assumido entre 0,6 e 0,7 no caso de sistemas de energia.

Para este trabalho os custos dos equipamentos foram orçados no dimensionamento de uma usina de biogás de 1 MW de potência instalada como apresenta-se na Tabela 17. Para os custos da construção de biodigestor modelo Canadense, este modelo de biodigestor é caracterizado por possuir uma base retangular construída de alvenaria e um gasômetro feito em manta flexível de PVC,

fixa sobre uma valeta de água que circunda a base. A cobertura é feita com geomembrana sintética de polietileno de alta densidade (PEAD), ancorada ao redor do perímetro de todo o biodigestor. Para cada cenário o volume do biodigestor é variável, e os dados foram obtidos de [137] as quais se atualizaram de acordo à inflação para o ano 2022. Estão contemplados nesses dados o valor de maquinário para escavação e mão de obra para instalação do projeto

Os valores mais altos envolvidos no projeto são relativos à manta de PVC e ao moto gerador.

Tabela 18.Custo dos equipamentos para uma planta

Descrição	Valor (\$ USD)	Capacidade	Unidade	Ref
Planta de metanização	2.464.000,00	5	MW	[138]
Injeção e captura de CO ₂	2.314.700,00	5	MW	[138]
Biodigestor	993.386,60	4616	m ³	[138]
Gerador + Sistema de limpeza de gás + conexão na red.	504.524,07	1	MW	[139]
Seção de aminas	4630,0	1	kg/h	[138]
Sistema de bomba	59.690,40	1	MW	[133]
Eletrolisador	2.380.000,00	1	kW	[140]
Sistema de armazenamento da biomassa	70.000,00	1	MW	[138]
Tanque do material digerido	88.408,00	1	MW	[133]

Os custos assumidos foram divididos por seções: seção da metanização os custos estão compostos por instalação de metanização ex-situ e pelo processo de capturar CO₂ da usina de biogás e injetar na usina de metanização e para a seção de aminas; a caldeira, condensador, absorvente, permutador de calor e esfriador. E na seção de biogás, sistema de recepção, armazenamento da biomassa, sistema de bombas e o sistema de armazenamento de biogás.

Tabela 19.Custo de operação assumidos

Custo fixos de operação		Custo estimado	
Descrição	Planta de biogás	Secção de Metanização	Secção de Aminas
Manutenção	3% do custo de equipamentos	3% do custo do equipamento	4% do capital fixo direito
Trabalhadores	1 operador 1 administrador	1 operador	1 operador
Laboratório	15% da mão de obra operante		
Seguros	0,7 % do capital fixo		

Fonte:[141]

Assim também no estudo econômico, o esterco de suíno como resíduo animal a ser utilizado teve um custo zero na análise econômica, assim como a água já que a fazenda que envolve este estudo conta com disponibilidade de água. Ao contrário, a silagem de capim-elefante tem um custo de compra por tonelada em uma base seca. Estes custos são mostrados na tabela 19 assim o custo de outros aditivos necessários em alguns cenários como o caso das aminas.

Tabela 20.Custo do substrato (capim elefante) seco e outros aditivos.

Descrição	Valor	Ref.
Silagem capim elefante	28 \$ USD/t	[142]
Aminas	1500 \$ USD/t	[141]
Eletricidade fotovoltaica	0,10 \$ USD/ kWh	[143]

O hidrogénio será produzido a partir de eletrolisadores de membrana polimérica eletrolítica (PEM) a um custo de \$5 a \$6 USD/kg-H₂, assumindo a tecnologia existente, os custos de capital dos eletrolisadores de baixo volume chegam a atingir os \$1,500/kW[144].

Outras assunções para a avaliação econômica dizem respeito à taxa mínima de atratividade (TMA), vida útil do projeto e horas trabalhadas anuais pelo moto gerador, descritos na Tabela 20.

Tabela 21. Indicadores assumidos para avaliação econômica

Descrição		Ref.
Taxa mínima de atratividade (TMA)	15%	
Vida útil do projeto	20	[145]
Horas de trabalho (MCI)	8000	[145]
Taxa de câmbio (20/01/2024)	4,9263	[146]
Número de porcos	41000	

Além disto, considerou-se que a fazenda tem água à disposição sem necessidade de bombeamento e que não é proveniente de concessionárias de distribuição de água.

Desta maneira, com base nos cenários propostos, a viabilidade econômica de cada projeto é calculada utilizando os seguintes indicadores: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e seus respectivos fluxos de caixa. E são comparados entre todas.

3.1. Receitas

Para as receitas foram consideradas a venda de eletricidade e biofertilizante, foi também considerado os créditos de carbono o custo da eletricidade de acordo com a CEMIG, uma das maiores empresa do setor de energia elétrica do Brasil, com um custo de 150,22 \$USD por MW de energia o custo de biofertilizante 3,6 \$USD por quilograma de biofertilizante de acordo ao mercado brasileiro. Para os créditos de carbono de acordo ao mercado mundial 6 \$USD por tonelada de CO₂, será considerado as emissões de gases efeito estufa evitadas ao tratar o esterco assim obter biogás

3.2. Análise de sensibilidade

Ao avaliar alternativas de projeto, a análise de sensibilidade é muito útil porque pode ser utilizada para estimar o impacto de uma variável em cada um dos itens, quer sejam receitas ou despesas, no resultado financeiro do projeto, permitindo que um projeto seja avaliado com mais cuidado [147].

Muitas vezes, a empresa utiliza índices como o valor atual líquido, período de retorno e taxa interna de retorno na sua tomada de decisão. Utilizando o Valor Presente Líquido, a empresa pode ser projetada em três cenários (realista, pessimista e otimista), uma vez que a análise mostra a sensibilidade dos resultados a alterações numa variável de entrada, mantendo constantes todos os outros fatores.

Os custos das matérias-primas contribuem para uma alta porcentagem dos custos de investimento dos oito cenários. Entretanto, o preço do H₂ e dos créditos de carbono é variável. O custo da produção de H₂ varia na medida em que o custo da eletricidade proveniente de energia renovável varia, e estima-se que o aumento do preço dos créditos de carbono contribua para as receitas.

Assim, uma análise de sensibilidade levará em conta a variação do custo do hidrogênio por uma redução de 5% a 45% e um aumento dos créditos de carbono de 10 a 40%.

CAPITULO IV

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Relação C/N da mistura de excretas suína e silagem de capim elefante

A partir do número de animais, a quantidade de matéria orgânica gerada por suíno diariamente e a percentagem de sólidos totais presentes na matéria, pode-se calcular a quantidade de estrume ou dejetos produzidos diariamente na fazenda.

A quantidade de substrato orgânico proveniente de matéria-prima animal introduzida no biodigestor está diretamente relacionada à percentagem de sólidos totais e a percentagem de diluição em água que se deseja. Para o dimensionamento dos biodigestores levou-se em conta a percentagem de sólidos totais máximos admissíveis para a biodigestão úmida, que foi de 10%.

A temperatura de operação também é de vital importância, pois, indicará a faixa de atuação dos microrganismos e sua população predominante para a digestão anaeróbia. À medida que a temperatura se eleva, há um aumento na taxa de crescimento metanogênico, acelerando assim a produção de biogás e a decomposição da matéria orgânica. Com baixas temperaturas a taxa de crescimento é menor, acarretando maiores tempos de residência nos biodigestores e aumentando o tempo de retenção hidráulica (TRH). Como o volume do biodigestor é diretamente proporcional ao tempo de retenção hidráulica e à carga diária adicionada ao mesmo, o aumento no TRH ocasiona o aumento do volume do biodigestor.

Como a quantidade de suínos produtores de matéria orgânica de origem animal é considerada constante, na codigestão, o incremento de fração mássica de matéria orgânica vegetal por exemplo, ocasiona um aumento no volume do biodigestor.

A codigestão é apresentada neste trabalho como um dos modos de obter o equilíbrio entre o carbono e o nitrogênio presente na matéria orgânica fresca de origem animal para que haja uma relação ótima C/N para a produção de biogás mediante crescimento populacional de arqueias.

A relação ótima entre o carbono e o nitrogênio, segundo diferentes autores está na faixa de 20 a 30 unidades de carbono para cada unidade de nitrogênio. Na realização deste trabalho assumiu-se na codigestão como relação ótima C/N, a relação de 25:1[133].

A Figura 19 mostra a relação C/N em função do teor de co-substrato na mistura, sendo que o intervalo ótimo está na faixa de 20:1 a 30:1, e a relação ótima considerada ocorre na relação de 25 unidades de carbono para cada unidade de nitrogênio, considerou-se para a gráfica os máximos rendimentos do substrato y co-substrato e a relação C/N destes.

A percentagem de co-substrato na mistura, foi determinada tomando em conta a relação C/N do dejetos suíno e silagem de capim-elefante, referenciado na Tabela 8.

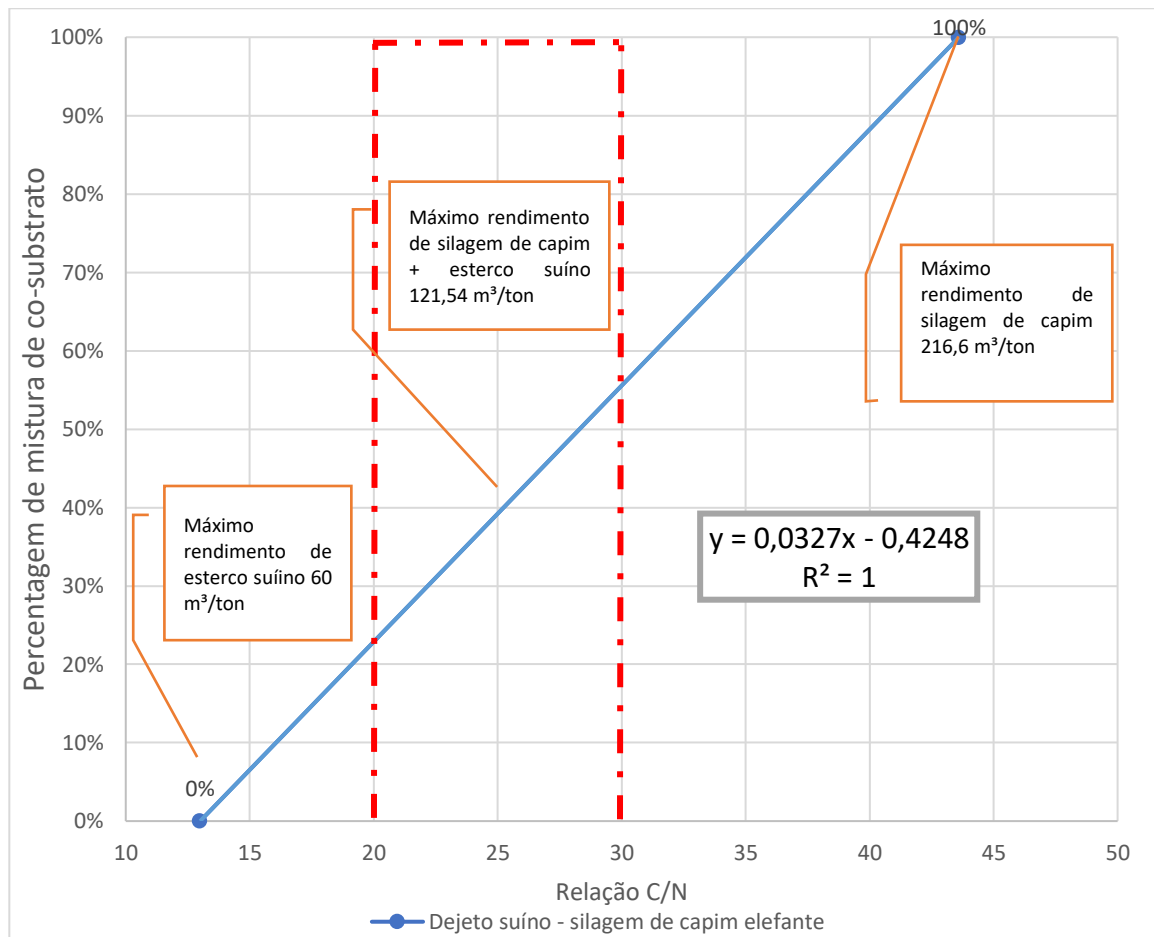


Figura 19. Relação C/N da mistura de excretas suínas e silagem de capim elefante

Avaliando a Figura 19 é possível perceber que a faixa de C/N ótima, ocorre quando há de 22,9 a 55,6% de silagem de capim-elefante em se tratando da codigestão dejetos suíno/capim-elefante em frações mássicas. Já o ponto em que ocorre a relação C/N ótima, que foi considerado de 25 unidades de carbono para cada unidade de nitrogênio, é quando há aproximadamente 39,3% em massa de silagem de capim-elefante.

4.2. Tempo de Retenção Hidráulica

A temperatura média anual da cidade para qual for projetada a usina de biogás é de aproximadamente 21,2°C, o que acarreta em tempos de retenção hidráulica elevados, dado que a taxa de crescimento metanogênico é baixa para esta temperatura.

Considerando a temperatura ambiente e considerando a temperatura de trabalho de uma usina de biogás que opera a temperatura mesofílica de 38°C[34], se faz necessário o aquecimento externo do biodigestor. Este aquecimento pode ser proveniente de uma fonte externa de energia ou do próprio calor de exaustão do motor gerador que queima biogás.

Considerando a temperatura mesofílica de trabalho de 38°C tem-se um tempo de retenção hidráulica de 28 dias, enquanto para uma temperatura de trabalho de 21°C, de acordo com a média da temperatura da cidade Oliveria onde está localizada a fazenda de referência tem-se um TRH de 50 dias, como mostrado na Figura 20 [119]. Verificou-se que o volume do biodigestor é inviável para a TRH adequada sem aquecimento externo, e por isto, a necessidade da fonte de calor para aquecimento do substrato que será analisado no capítulo de sensibilidade.

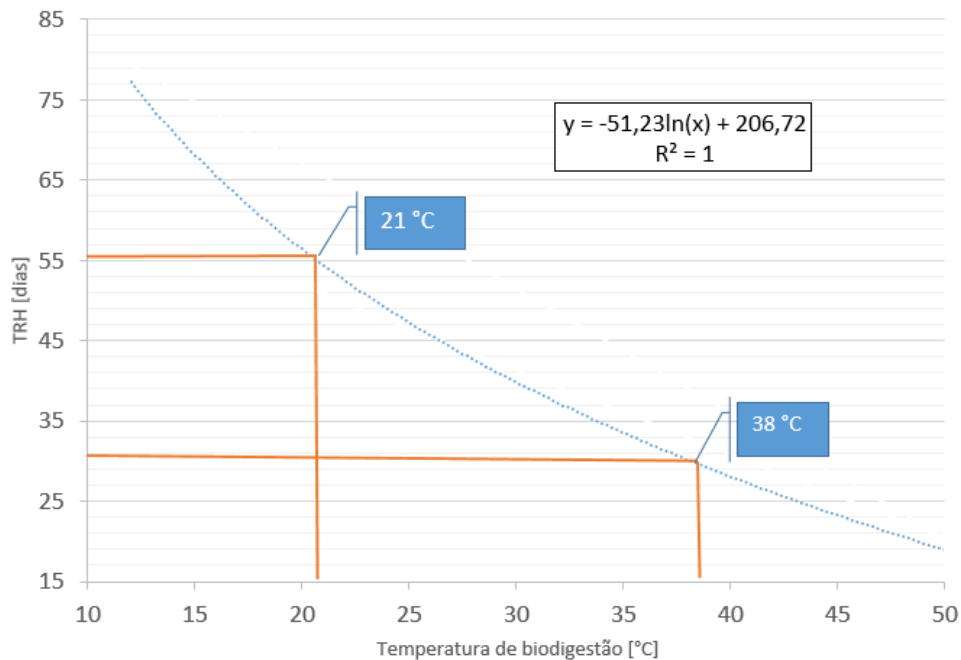


Figura 20. Variação do TRH em função da temperatura de trabalho do biodigestor.

4.3. Cálculo do volume do biodigestor, produção diária de biogás e eletricidade

Foi efetuado o cálculo da produção de biogás para os diferentes cenários de acordo com os parâmetros apresentados na tabela 7, estes dados foram tomados da literatura tendo em consideração a quantidade e tamanho dos porcos da fazenda já que segundo diferentes pesquisadores o rendimento do esterco suíno para obter biogás varia de acordo com diferentes fatores como por exemplo tamanho e alimentação. Para o cálculo do volume dos biodigestores foi usado a equação 12 de TRH e equação 13 dimensionamento básico dum biodigestor, os resultados são mostrados na figura 21.

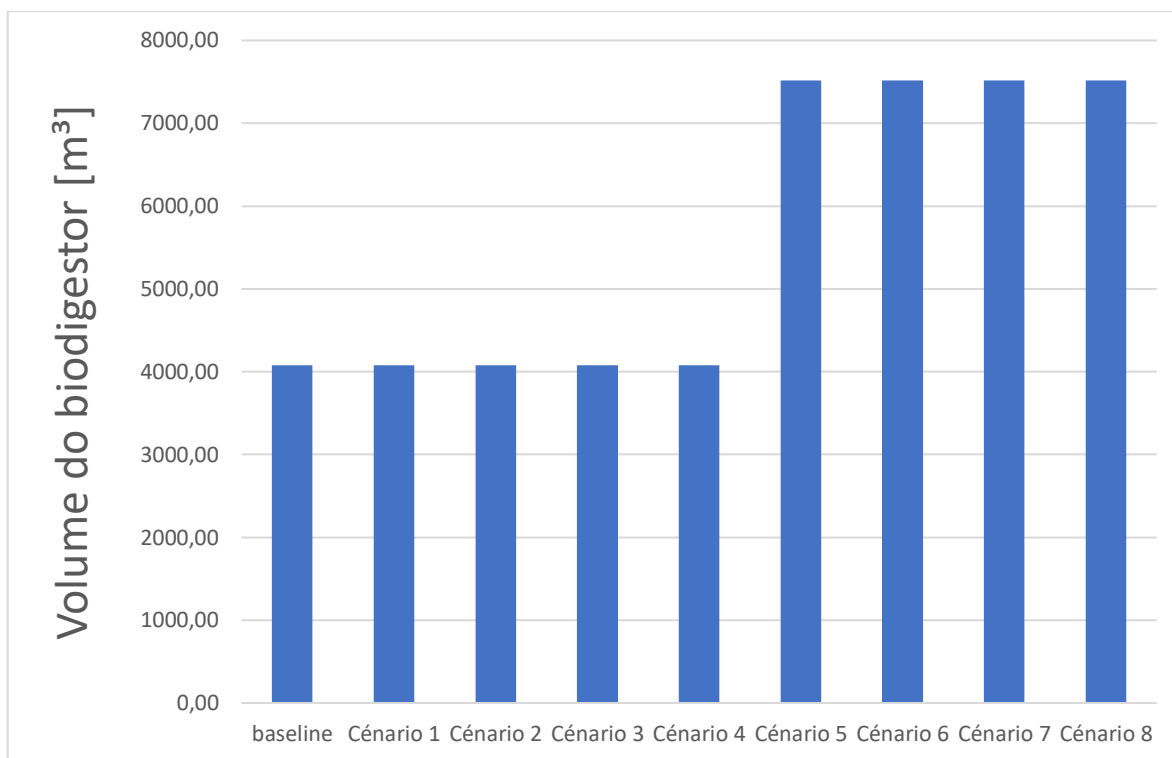


Figura 21. Volume do biodigestor para cada cenário

De acordo com a pesquisa de [148] escala piloto de um biodigestor, utilizando estrume suíno com silagem de capim no processo de codigestão, além da digestão somente de um substrato, conduzido a uma temperatura de 37° C. O experimento da codigestão anaeróbia consistiu em examinar a estabilidade do processo em termos de pH e a produtividade do biogás. Os resultados demonstraram que o processo de codigestão oferece várias vantagens em relação ao processo de mono digestão, incluindo maior teor de metano presente no biogás e maior presença de sólidos voláteis que correspondem ao principal alimento das bactérias metanogênicas, responsáveis por produzir o biogás.

Um estudo realizado por Xie et al. (2012)[149], avaliou o processo de codigestão anaeróbia de estrume de porco com silagem de capim, conduzidos a uma temperatura de 35° C, com um tempo de retenção hidráulica de 30 dias. As proporções das misturas foram distribuídas da seguinte forma: 80/20 (estrume/silagem), 70/30 e 60/40. Os resultados apresentaram maiores quantidades de metano produzido na proporção 60/40, tendo uma melhor degradação da matéria orgânica. Em geral as

pesquisas mostram que quando tem codigestão os valores de produção de biogás são maiores (vide figura 22) embora os tamanhos dos biodigestores neste caso também serão maiores precisando maiores investimentos por isso ainda não se pode

afirmar que esses cenários sejam ótimos para geração de biometano.

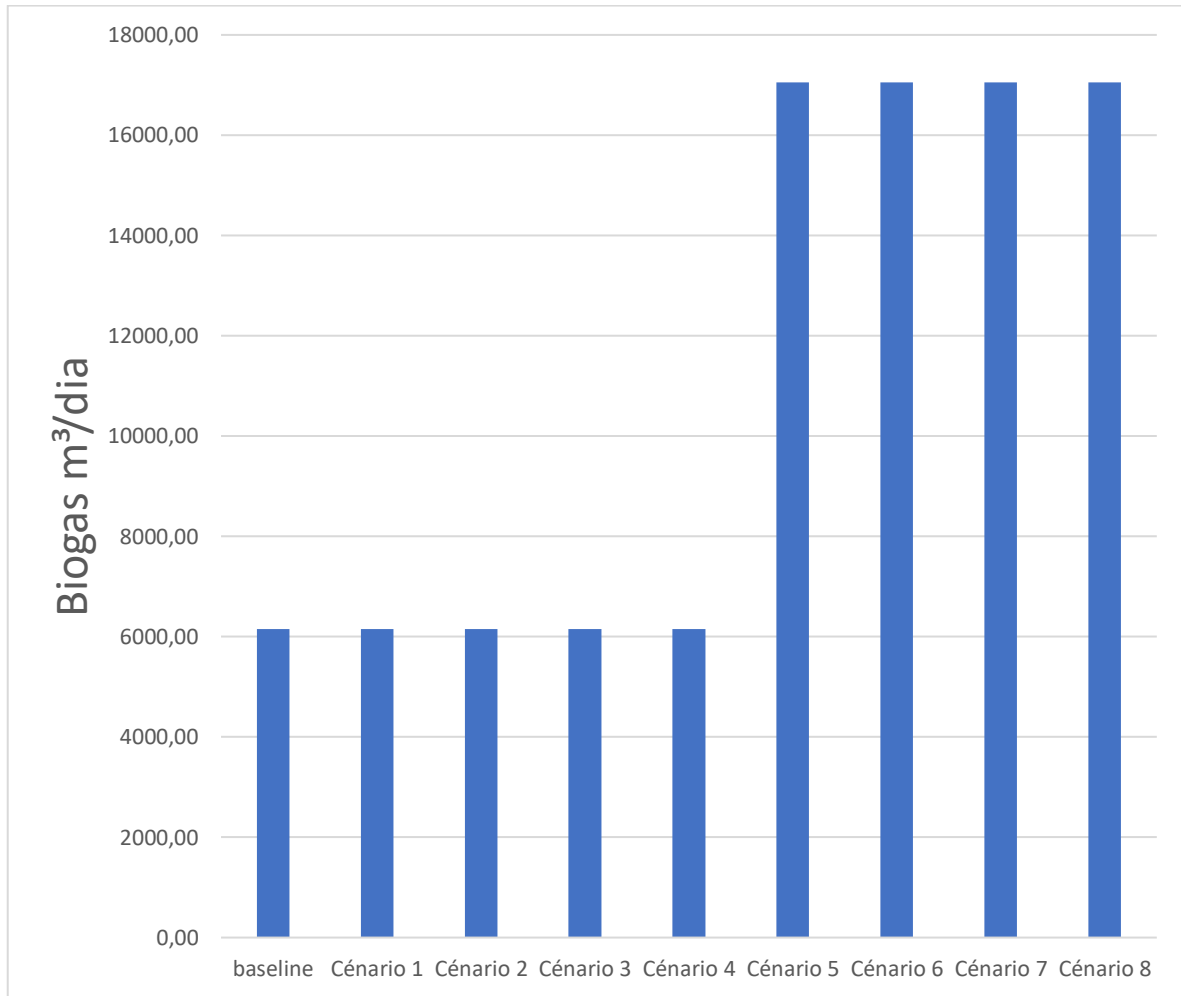


Figura 22. Produção de biogás

A potência de cada cenário são as seguintes 533,34 kWe (cenário baseline); 669,71 kWe (cenário I); 818,03 kWe (cenário II); 848,25 kWe (cenário III); 883,95 kWe (cenário IV) ; 1857,38 kWe (cenário V); 2268,74 kWe (cenário VI); 2352,55 (cenário VII) y 2451,54 (cenário VIII) (vide Figura 23). No cálculo da produção diária de eletricidade deve-se considerar a eficiência elétrica do grupo moto gerador, a produção diária de biogás e o poder calorífico inferior do biogás.

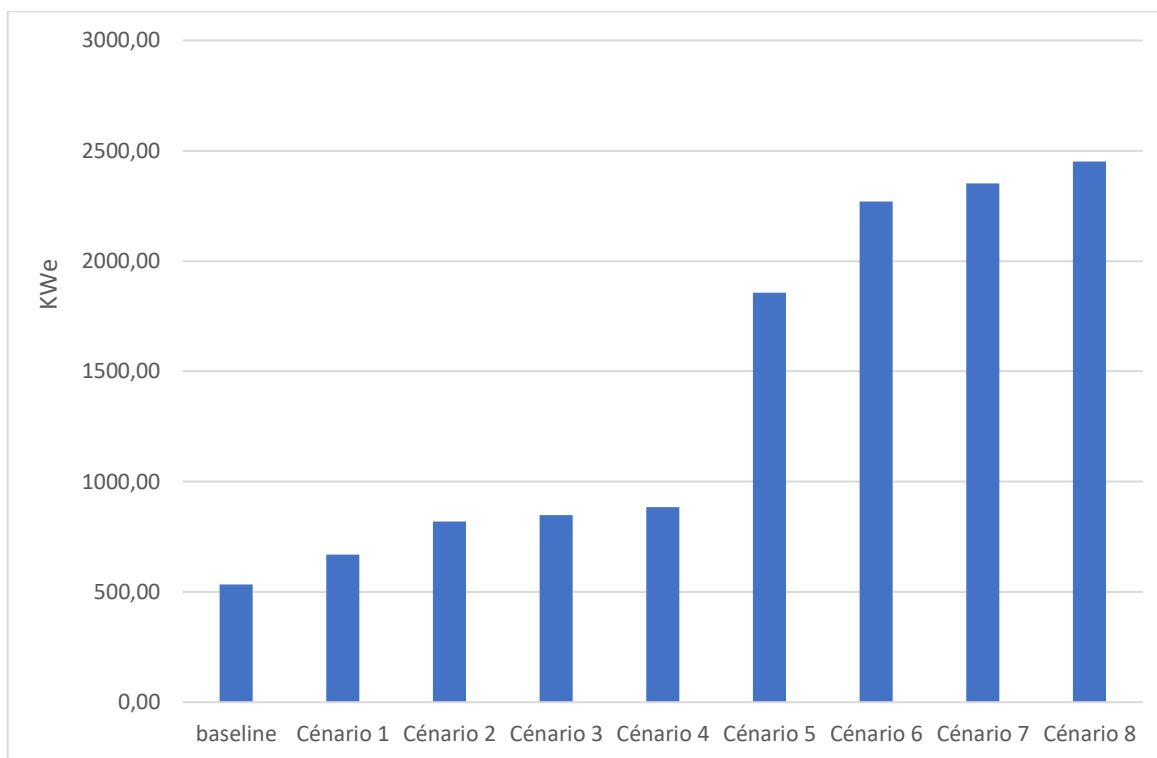


Figura 23. Potência para todo os cenários

4.4. Análise energético e massa

São considerados as seções para cada cenários, biodigestão, metanização, aminas e a eletrólise para o balanço de matéria e energia, para todos os cenários, a tabela 21 mostra os resultados. O hidrogênio pode ser utilizado como agente redutor ou estimulante para promover a atividade bacteriana em sistemas de digestão anaeróbica. Em os cenários estudados, a adição de hidrogênio ajuda a otimizar o processo e aumentar a produção de biogás. Os dados mostram que a quantidade de hidrogênio fornecido aumenta conforme os cenários avançam, o que pode estar associado a uma maior produção de biogás. O uso de hidrogênio verde pode melhorar a eficiência energética do processo de produção de biogás, conforme indicado pelo aumento na potência das plantas de biogás e metanização em alguns cenários. Isso pode resultar em uma maior quantidade de energia elétrica gerada a partir do biogás produzido.

As quantidades de energia mostram o acréscimo de metano, pelo uso de hidrogênio desde 356,8 kW do baseline até 1623,3 do cenário VIII. O acréscimo de

energia dos cenários com codigestão são alto só usando 645 kg de capim elefante teremos quase três vezes mais de energia, por exemplo comparando o cenário III (567,5 kW) y cenário VII (1557,8 kW), a diferença é quase de 3 a 1 demonstrando-se também o que muitos pesquisadores tem confirmado que o uso dum cosubstrato neste caso uma cultura energética vai acrescentar significativamente a geração de energia e também ter em conta que os cultivos energéticos podem ser cultivados de forma sustentável, utilizando práticas agrícolas adequadas que minimizem o impacto ambiental e promovam a conservação do solo, da água e da biodiversidade [150]. Além disso, podem contribuir para a mitigação das mudanças climáticas, atuando como sumidouros de carbono, capturando e armazenando carbono atmosférico na biomassa e no solo[124][150], [151].

Tabela 22. *Output e Input* dos cenários estudados

cenários		baseline	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Material/energia	Unidades	INPUT								
Esterco suíno	kg/h	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Capim elefante	kg/h	-	-	-	-	-	645,0	645,0	645,0	645,0
Água	kg/h	1209,0	1209,0	1209,0	1209,0	1209,0	5163,4	5163,4	5163,4	5163,4
Hidrogênio	m ³ /h		4,4	4,4	4,4	4,4	12,0	12,0	12,0	12,0
Planta de biogás	kw	8,3	10,4	11,7	13,1	13,7	28,4	32,2	36,0	37,5
Planta de metanização	kw	-	13,3	15,1	16,9	17,6	36,5	41,4	46,3	48,2
Planta de aminas	kw	-	-	33,5	37,5	-	-	-	102,8	107,1
Eletrolisador	kw	-	19,6	19,6	19,6	19,6	53,9	53,9	53,9	53,9
OUTPUT										
Biogás	m ³ /h	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	164,7	164,7	164,7	164,7
Energia*	kw	356,8	448,0	547,3	567,5	591,4	1229,9	1502,3	1557,8	1623,3
Biofertilizante-nitrogênio	kg/h	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	111,1	111,1	111,1	111,1
Biofertilizante-fosfato	kg/h	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
OUTPUT (fugas)										
Operação normal	m ³ /h	1,1	1,4	1,6	1,8	1,8	3,8	4,3	4,9	5,1
Manutenção	m ³ /h	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	1,5	1,7	1,9	2,0
<i>Flaring</i>	m ³ /h	6,8	8,6	9,7	10,8	11,3	23,5	26,6	29,7	31,0

*Energia gerada de acordo a quantidade de biogás, que para cada cenário tem um % de composição de CO₂ y CH₄.

4.5. Análise de Ciclo de Vida

4.5.1. Potencial de aquecimento global

O aquecimento global que é medido por a quantidade de CO₂, e é um dos indicadores mais importantes na avaliação do impacto ambiental. A comparação entre diferentes cenários demonstra que o potencial de aquecimento global pode ser positivo quando se trata de emissões que estão sendo emitidas à atmosfera, expressado em forma de quilograma de dióxido de carbono equivalente ou negativo quando se trata de emissões evitadas de CO₂ quando substitui-se uma tecnologia por outra. A figura 23 mostra resultados negativos para a maior parte dos cenários isto indica que serão evitadas emissões de CO₂, já que se considera a substituição da eletricidade e também fertilizantes, entretanto, os cenários que mais se destacam são os cenários IV e VII (-140,5281 e -132,04 kg CO₂/ ton DS) estes resultados coincidem com Navajas et al.2022[152]. Estes cenários, como descritos acima, melhoram o biogás em ex-situ, evitando assim o vazamento de gases de efeito estufa como o CO₂ e o CH₄. O uso de hidrogênio verde faz que os resultados também sejam positivos já que ao aproveitar o hidrogênio renovável, se consegue maior quantidade de energia como é mostrado na figura 24. O hidrogênio verde não gera emissões que poderiam danar o ambiente por enquanto o uso das fontes energias intermitentes para produzir hidrogênio mediante eletrólise fazem que estes sistemas tenham mais valor ambiental. Outros pesquisadores afirmam que desde que a eletricidade renovável seja usada para alimentar na eletrólise, a estratégia de conversão de energia em gás tem potencial para reduzir o consumo de energia[153]. Os resultados mostram uma redução significativa nas emissões de CO₂ equivalente (kg CO₂ eq) em comparação com a linha de base. Isso destaca o potencial positivo da biodigestão na mitigação das mudanças climáticas, uma vez que o processo de biodigestão converte resíduos orgânicos em biogás, reduzindo assim as emissões de metano, um gás de efeito estufa mais potente que o dióxido de carbono.

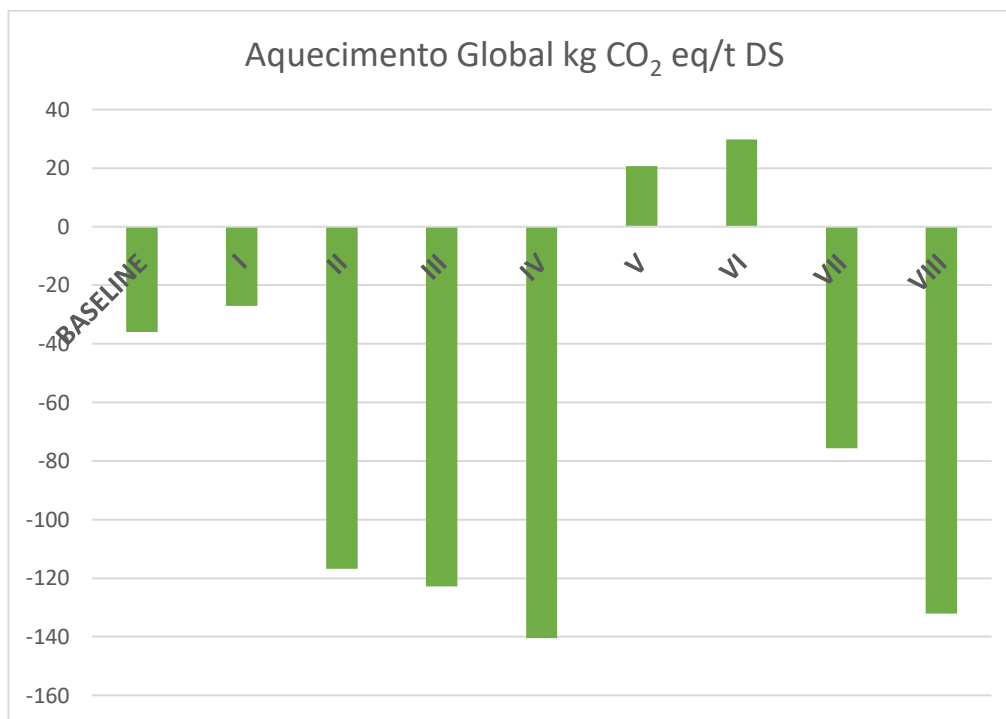


Figura 24. Resultados do potencial de aquecimento global nos 8 cenários.

Assim também estes cenários são caracterizados pela reação catalítica previa da absorção de aminas do CO₂ evitando assim fugas de gases efeito estufa. Embora que o cenário IV tem melhores resultados comparados com o cenário VIII, já que neste cenário não é usado o capim elefante que seu cultivo gera emissivos 97,05 kg/CO₂ por UF devido ao uso de maquinarias agrícolas. Na seguinte figura 25, mostra que depois do processo de combustão no CHP (119,83 kg/CO₂) o cultivo do capim elefante gera, mas emissões de CO₂. As emissões dos cenários V e VI tem emissões positivas 20,60 e 29,70 kg/CO₂, a quantidade de emissões resultantes da codigestão do esterco suíno e capim-elefante pode variar significativamente com base em vários fatores, incluindo o tipo de biodigestor utilizado, as condições de operação, entre outros para evitar ou minimizar as emissões em sistemas de biodigestão com cosubstrato, é fundamental realizar uma análise cuidadosa dos materiais a serem processados, controlar a relação C/N, monitorar a presença de inibidores, manter condições operacionais adequadas e gerenciar o processo de forma eficiente já que a maior parte das emissões são geradas pela cultura do capim elefante 97 kg/CO₂.

Todo os cenários que só fazem uso do esterco suíno, tem resultados negativos (isto indica menor quantidade de emissões de CO₂) já que o aproveitamento do esterco suíno para gerar energia é muito benéfico para o ambiente[9], [84], [110]. Sob os resultados positivos no cenário V e VI (20,60 e 29,70 kg/CO₂), um dos fatores também é o uso do Capim elefante e assim também a quantidade de energia é menor que dos cenários VII e VIII, onde se faz uso das aminas que melhoram muito a absorção de CO₂ evitando assim fugas e tendo uma maior quantidade de CO₂ para reagir com o H₂ verde.

Cenário I - Injeção direta de H₂ no biodigestor (P2G/IS):Este cenário mostra uma redução moderada nas emissões de CO₂ equivalente em comparação com a linha de base. Embora não seja a redução mais significativa entre os cenários estudados, ainda representa um avanço positivo em direção à mitigação das mudanças climáticas.

Cenário II - Injeção direta de H₂ no reator de metanização biológica (P2G/BD/BM):Este cenário mostra uma redução substancial nas emissões de CO₂ equivalente, indicando que a injeção direta de hidrogênio no processo de metanização biológica tem um impacto significativo na redução de emissões.

Cenário III - Injeção do H₂ em um reator com separação de CO₂ com aminas (P2G/BD/Aminas):Este cenário também mostra uma redução significativa nas emissões de CO₂ equivalente, sugerindo que a combinação de injeção de hidrogênio e separação de CO₂ com aminas é eficaz na redução de emissões.

Cenário IV - Injeção de metano em um reator de metanização catalítica - Reação de Sabatier (P2G/BD/Sabatier):Este cenário mostra a maior redução nas emissões de CO₂ equivalente entre todos os cenários estudados, sugerindo que a injeção de metano em um reator de metanização catalítica pode ser uma estratégia altamente eficaz para mitigar as mudanças climáticas.

Cenário V - Codigestão e injeção direta do hidrogênio verde no biodigestor (P2G/IS + CD):Apesar desse cenário mostrar um aumento nas emissões de CO₂ equivalente em comparação com a linha de base, é importante considerar que a codigestão pode trazer outros benefícios ambientais e econômicos, como gestão sustentável de resíduos e produção de energia renovável.

Cenário VI - Codigestão e injeção direta do hidrogênio verde no reator de biometanação: P2G/BD/BM+CD: Similarmente ao Cenário V, esse cenário mostra um aumento nas emissões de CO₂ equivalente, mas também pode oferecer benefícios adicionais em termos de gestão de resíduos e produção de energia renovável.

Cenário VII - Codigestão e injeção direta do hidrogênio verde no biodigestor (P2G/IS + CD): Apesar da redução moderada nas emissões de CO₂ equivalente, esse cenário pode ser uma opção viável para a produção sustentável de biogás e biometano.

Cenário VIII - Codigestão e injeção de metano em um reator de metanização catalítica (P2G/BD/Sabatier): Embora esse cenário mostre uma redução substancial nas emissões de CO₂ equivalente, é importante considerar os desafios técnicos e econômicos associados à tecnologia de metanização catalítica.

4.5.2. Potencial de acidificação

O potencial de acidificação está principalmente relacionado à poluição atmosférica por amônia, NO_x e emissões relacionadas ao enxofre e expresso em kg SO₂-eq. Segundo [154] gases ácidos como o dióxido de enxofre (SO₂) reagem com a água na atmosfera para formar a chuva ácida, um processo conhecido como deposição ácida. Quando esta chuva cai, muitas vezes a uma distância considerável da fonte original do gás, ela causa a deterioração do ecossistema. A contribuição de cada processo para o potencial de acidificação terrestre da produção de eletricidade a partir da digestão anaeróbia de dejetos de suínos e codigestão com silagem de capim-elefante foi calculada para todos os cenários e é mostrada na figura 25.

De acordo com os resultados, pode-se observar que obtemos melhores resultados nos cenários de codigestão. Isto pode ser devido principalmente à associação de altas emissões de amônia no campo com o esterco aplicado contribui significativamente para a emissão de amônia na agricultura; uma maneira de reduzir estas emissões é incorporando rapidamente o esterco no solo [155].

Os valores negativos indicam uma redução no potencial de acidificação terrestre em comparação com uma condição de baseline, temos -1,7629 kg SO₂ eq/ton DS no cenário II, isso é positivo, indicando que a prática de biodigestão de esterco

suíno está contribuindo para a mitigação desse impacto ambiental específico. O cenário III que apresenta o valor mais negativo com 3,6089 kg SO₂ eq/ Ton DS.

As variações nos valores podem ser atribuídas a diferentes práticas ou condições operacionais durante o processo de biodigestão tais como o uso. Algumas condições podem levar a uma maior redução do impacto, enquanto outras podem ser menos eficazes

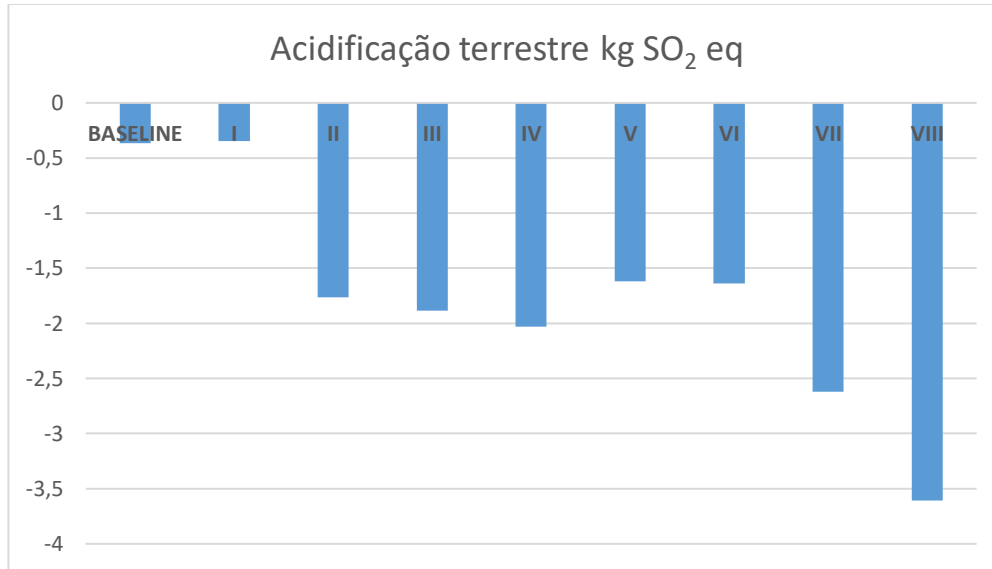


Figura 25. Resultados do potencial de acidificação

Estes resultados se podem explicar já que a mesma quantidade de esterco será utilizada em todos os cenários, mas obteremos mais biogás nos cenários (V, VI, VII e VIII).

4.5.3. Eutrofização

A adição de insumos antropogênicos como nitrogênio e fósforo ao ecossistema causa eutrofização (enriquecimento de nutrientes). O potencial de eutrofização que é expresso em kg P-eq/t DS e kg N-eq/t DS, implica nos impactos potenciais dos nutrientes (especialmente nitrogênio e fósforo) além dos limites ambientais que podem levar a mudanças adversas na estrutura do ecossistema e suas funções [154]. Na comparação dos cenários na figura 26, com o baseline temos para o cenário I aumento moderado na eutrofização (0,2726 kg N eq). A injeção direta de hidrogênio no biodigestor pode aumentar os níveis de nutrientes disponíveis,

contribuindo para um aumento moderado na eutrofização. No cenário II redução moderada na eutrofização (-0,2266 kg N eq) a injeção de hidrogênio em um reator com separação de CO₂ com aminas pode ajudar a reduzir a eutrofização, possivelmente devido à captura eficiente de nutrientes. Cenário III redução significativa na eutrofização (-0,34015 kg N eq) a injeção de metano em um reator de metanização catalítica pode ter um impacto negativo na eutrofização, o que sugere uma redução significativa nos níveis de nutrientes. Cenário IV, tem redução moderada na eutrofização (-0,2982 kg N eq) a codigestão e a injeção direta de hidrogênio no biodigestor contribui para uma redução na eutrofização, embora o impacto seja moderado. A injeção de hidrogênio em um reator com separação de CO₂ com aminas, como no Cenário III que você mencionou anteriormente, pode ajudar a reduzir a eutrofização. Isso ocorre porque a tecnologia de separação de CO₂ com aminas permite a captura eficiente desse gás, reduzindo as emissões de gases de efeito estufa para a atmosfera. Assim, ao reduzir as emissões de gases de efeito estufa, essa tecnologia pode indiretamente contribuir para mitigar a eutrofização, pois ajuda a reduzir a poluição do ar e, conseqüentemente, a deposição de nutrientes em corpos d'água através da chuva ácida[152].

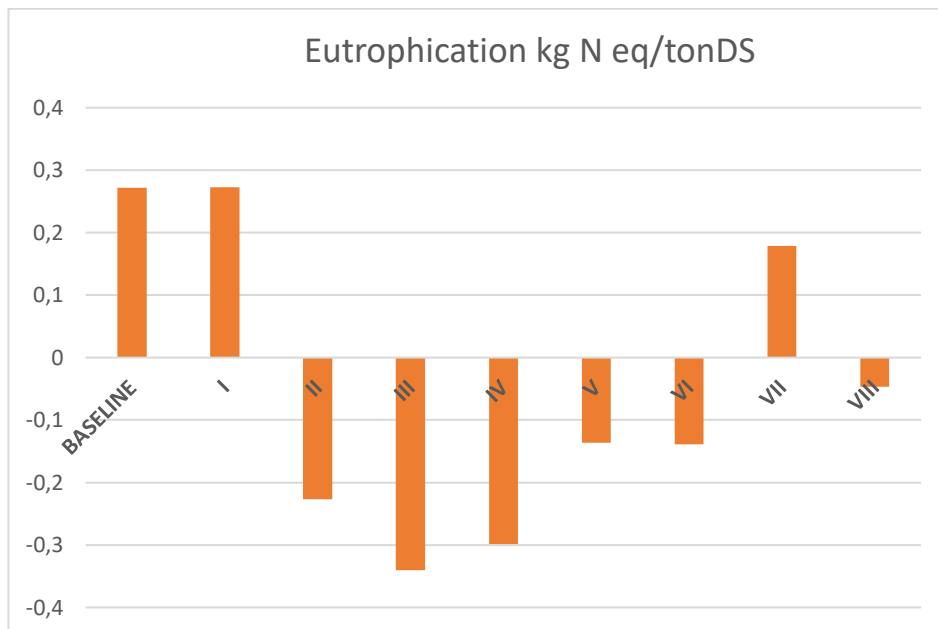


Figura 26. Resultados da eutrofização

4.5.1. Toxicidade

O 1,4-diclorobenzeno (DCB) é uma substância química que pode ser tóxica para os seres humanos e o meio ambiente, dependendo da concentração e da exposição. A toxicidade do DCB em biodigestores pode variar com base em vários fatores, incluindo a concentração de DCB na matéria-prima alimentada ao biodigestor, as condições de operação do biodigestor e a eficácia dos processos de tratamento. Em geral, o DCB é considerado um contaminante orgânico persistente e pode ser liberado no ambiente como parte do efluente de biodigestores, especialmente se não forem tomadas medidas adequadas de controle e tratamento. Se o DCB estiver presente na matéria-prima alimentada ao biodigestor, é possível que uma fração dele permaneça no efluente do biodigestor após o processo de digestão anaeróbica. A toxicidade no cenário I é praticamente a mesma que no cenário baseline. Não houve uma mudança significativa na toxicidade com a intervenção realizada no cenário 1. Para o cenário II (1,9131 kg, 1,4-DCB), III (1,2489 kg, 1,4-DCB), IV (1,6495 kg, 1,4-DCB) observa-se uma redução na toxicidade em comparação com o cenário de linha de base (figura 27). Isso sugere que as medidas implementadas no cenário 2 podem ter sido eficazes na redução da toxicidade do 1,4-DCB. Para os cenários de codigestão (uso de capim elefante) temos que a redução da toxicidade é mínima o tem um aumento. Indicando que a intervenção implementada pode ter tido um efeito negativo na toxicidade do 1,4-DCB.

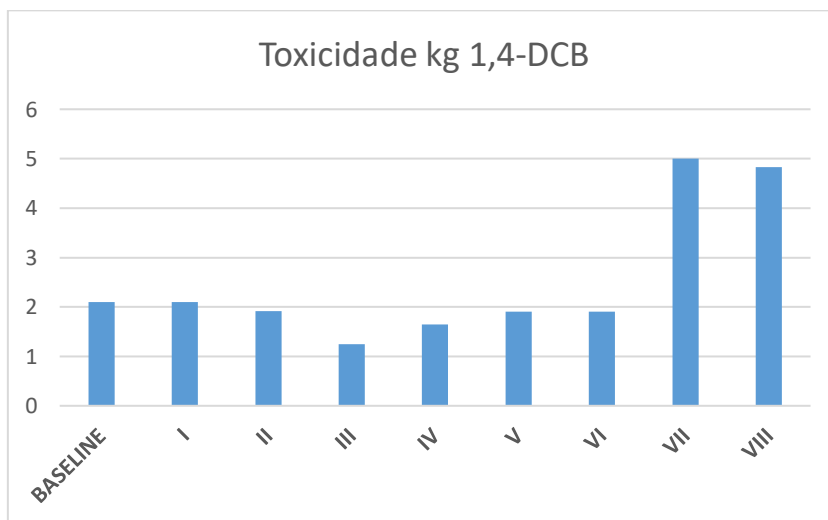


Figura 27. Potencial de toxicidade

4.5.2. Ecotoxicidade

A eco toxicidade do 1,4-diclorobenzeno (DCB) refere-se à capacidade dessa substância de causar danos aos organismos e ecossistemas aquáticos e terrestres quando liberada no meio ambiente. Assim como com a toxicidade para humanos, a eco toxicidade do DCB depende da concentração presente no ambiente, da duração da exposição e das características específicas dos organismos afetados.

O DCB pode ser tóxico para organismos aquáticos, como peixes, invertebrados aquáticos e organismos planctônicos, quando presente em concentrações suficientemente altas. A exposição a longo prazo a níveis elevados de DCB pode prejudicar a reprodução, o crescimento e a sobrevivência desses organismos, afetando assim a saúde dos ecossistemas aquáticos.

Além disso, o DCB pode ser prejudicial para organismos terrestres, como aves, mamíferos e insetos, especialmente se houver contaminação do solo ou da vegetação. A exposição ao DCB pode levar a efeitos adversos na saúde desses organismos, afetando populações inteiras e os processos ecológicos nos quais estão envolvidos.

Portanto, é importante minimizar a exposição ao DCB no ambiente e garantir que as descargas de DCB, incluindo aquelas provenientes de biodigestores, estejam dentro dos limites permitidos pelas regulamentações ambientais para proteger a saúde dos ecossistemas e preservar a biodiversidade. Isso pode envolver o tratamento eficaz de efluentes contendo DCB antes da descarga no ambiente, bem como a implementação de medidas para prevenir a contaminação do solo e da água. Na figura 28, se mostram os resultados baseline 2,1 DCB este é o cenário de referência, onde não há intervenção ou tecnologia aplicada. A toxicidade observada neste cenário serve como base de comparação para avaliar o impacto das diferentes tecnologias nos cenários subsequentes cenário I: 2,098 DCB este cenário mostra uma toxicidade muito próxima à linha de base, sugerindo que a injeção direta de H₂ no biodigestor não teve um grande impacto na ecotoxicidade. Para o cenário II: 1,91 DCB neste cenário, a injeção direta de H₂ no reator de metanização biológica resultou em uma

redução na toxicidade em comparação com a linha de base. Isso sugere que essa tecnologia pode ter um impacto positivo na ecotoxicidade.

Cenário III: a injeção de H₂ em um reator com separação de CO₂ com aminas levou a uma redução significativa na toxicidade (1,25 DCB). Isso indica que essa abordagem pode ser altamente benéfica para reduzir a toxicidade e para o cenário IV: a injeção de metano em um reator de metanização catalítica resultou em uma toxicidade ligeiramente menor (1,65 DCB) em comparação com a linha de base, mostrando um impacto potencialmente positivo na ecotoxicidade. Cenário V: 1,90 a codigestão e a injeção direta de hidrogênio no biodigestor parecem ter um impacto mínimo na ecotoxicidade, com uma toxicidade próxima à linha de base. Similar ao Cenário V, a combinação de codigestão e injeção direta de hidrogênio no reator de biometanação também resultou em uma toxicidade próxima à baseline

Cenário VII, (5,00 DCB) este cenário apresenta uma toxicidade significativamente maior em comparação com a linha de base, indicando que a codigestão e a injeção direta de hidrogênio no biodigestor podem ter um impacto negativo na ecotoxicidade. Semelhante ao Cenário VII, a codigestão e a injeção de metano em um reator de metanização catalítica resultaram em uma toxicidade mais alta em comparação com a linha de base, sugerindo um impacto potencialmente negativo na ecotoxicidade. Em resumo, vide figura 28, enquanto alguns cenários mostram uma redução na toxicidade em relação à linha de base, outros mostram um aumento. Isso destaca a importância de escolher cuidadosamente as tecnologias e abordagens a serem implementadas para minimizar o impacto ambiental, incluindo a ecotoxicidade, ao desenvolver processos de produção de biogás e biometano.

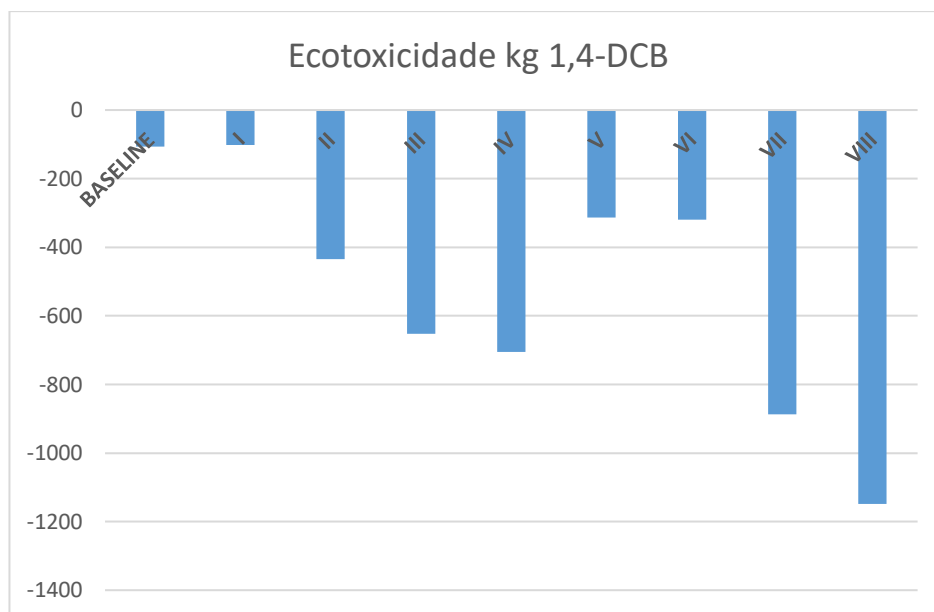


Figura 28. Potencial da ecotoxicidade

4.5.3. Formação de partículas finas

A formação de partículas finas, também conhecidas como PM 2.5, refere-se à presença de partículas no ar que têm um diâmetro aerodinâmico de 2,5 micrômetros ou menos. Essas partículas podem ser de origem natural, como poeira, pólen e partículas de aerossóis, ou de origem antropogênica, resultantes de atividades humanas, como queima de combustíveis fósseis, emissões veiculares, processos industriais, queima de biomassa e tabagismo, entre outros. A formação de partículas finas é uma preocupação ambiental significativa, pois afeta diretamente a qualidade do ar e a saúde humana. Portanto, reduzir as emissões de partículas finas é uma prioridade para proteger a saúde pública e mitigar os impactos negativos sobre o meio ambiente. A figura 29 mostra os resultados para o baseline o impacto é de -0,2118 kg PM2.5 eq, este é o cenário de referência, onde nenhuma intervenção adicional é realizada. O valor negativo indica que este cenário já possui uma certa redução na formação de partículas finas em comparação com os cenários futuros, possivelmente devido à ausência de processos industriais ou tecnologias que contribuem para a emissão de partículas finas. O cenário I mostra uma redução adicional na formação de partículas finas em comparação com o cenário de linha de base. A injeção direta de hidrogênio no biodigestor parece ter um efeito leve na redução das emissões de

partículas finas. No cenário II a redução na formação de partículas finas é mais acentuada -0,5119 kg PM2.5 eq, onde o hidrogênio é injetado diretamente no reator de metanização biológica. Isso sugere que essa abordagem pode ter um impacto significativo na redução das emissões de partículas finas.

O cenário III de injeção de hidrogênio em um reator com separação de CO₂ com aminas apresenta uma redução ainda maior na formação de partículas finas com -0,5425 kg PM2.5 eq, assim também os cenários IV, V, VI, VII e VIII em comparação com os cenários anteriores. Isso indica que as tecnologias podem ser altamente eficazes na mitigação das emissões de partículas finas. O cenário VIII; -1,2247 kg PM2.5 eq apresenta a maior redução na formação de partículas finas entre todos os cenários estudados, indicando um potencial significativo para a mitigação das emissões de partículas finas

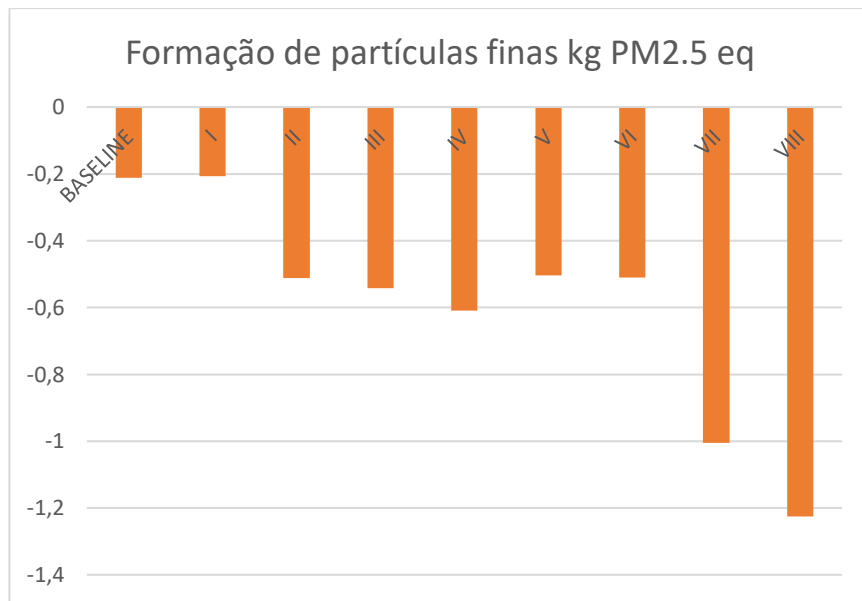


Figura 29. Formação de partículas finas

Para a comparação de todos os cenários de acordo com a figura 30, se pode afirmar que o melhor cenário em termos ambientais é o cenário VIII, se produz mais metano com menos emissões de gases efeito estufa, já que só um indicador neste caso a eutrofização tem emissões um pouco maiores que os demais cenários tendo resultados muito favorecedores no aquecimento global, comparado com os demais cenários, tendo em conta que o aquecimento global é um dos indicadores mais

importantes no análise de ciclo de vida já que mede o CO₂ emitido para o ambiente. Este gráfico de radar foi feito tomando em consideração o baseline como 0% assim os demais cenários foram mais facilmente comparáveis.

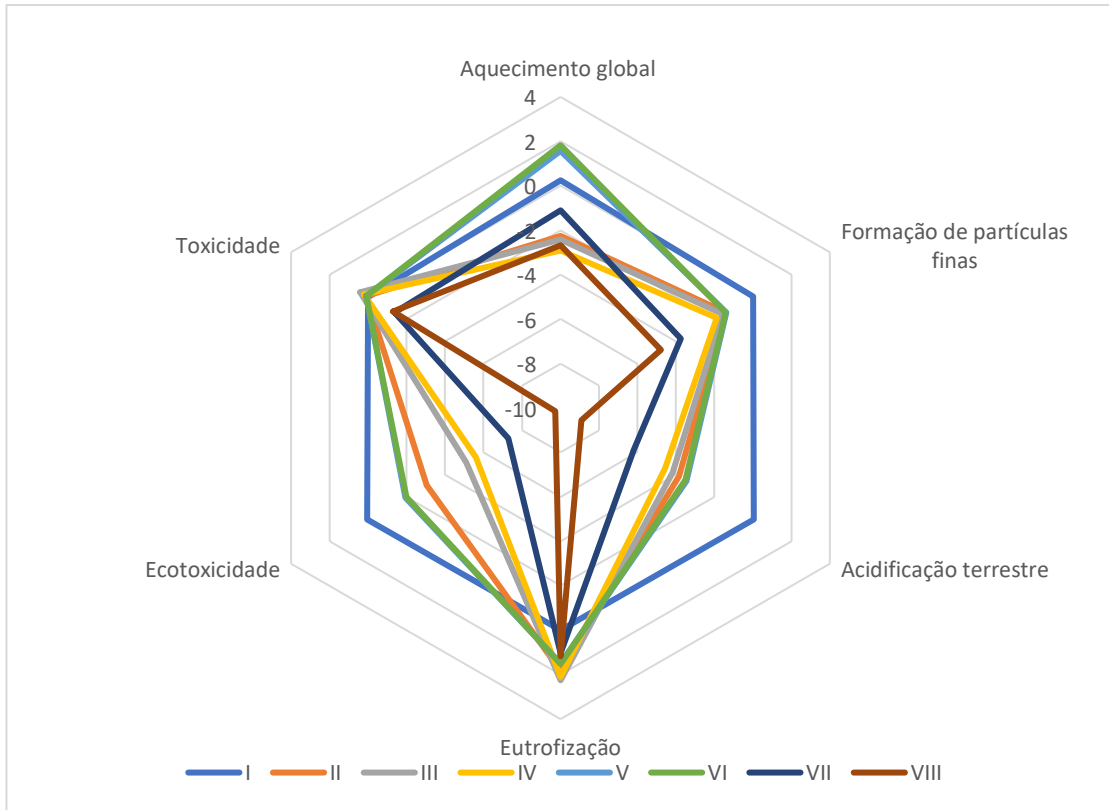


Figura 30. Gráfico de radar, para comparação dos cenários.

4.6. Análise Econômica

Nesta parte do trabalho são apresentados os resultados obtidos pela avaliação dos resultados econômicos. Inicialmente são descritos os investimentos necessários para a implementação do processo, para as oito alternativas propostas, descritas no capítulo anterior. São descritos ainda os resultados referentes à elaboração dos fluxos de caixa e os indicadores econômicos obtidos (VPL, TIR e *Payback*).

A eletricidade excedente será comercializada, de acordo com o custo da eletricidade no Brasil, mas especificamente do estado de Minas Gerais, foi considerado também a venda de biofertilizante e os créditos de carbono para obter as receitas mostrados na tabela 22.

Tabela 23. Receitas dos cenários

CENÁRIO		Receitas \$USD/Ano
I	\$	1.413.048,59
II	\$	1.573.340,64
III	\$	2.266.458,41
IV	\$	2.309.762,11
V	\$	3.408.308,67
VI	\$	3.888.433,45
VII	\$	3.976.004,04
VIII	\$	4.079.760,63

Vemos também na figura 31, a contribuição da venda de eletricidade, biofertilizante e os créditos de carbono para cada cenário, as receitas de eletricidade variam consideravelmente entre os diferentes cenários. Cenários V, VI, VII e VIII mostram receitas muito mais altas em comparação com os outros cenários. Isso devido a o uso de capim elefante. Os créditos de carbono variam significativamente entre os diferentes cenários. Cenários como IV, V e VI tem receitas mais baixas em comparação com os outros cenários. Isso indica que esses cenários estão gerando menos redução de emissões de gases de efeito estufa em comparação com os outros cenários. As receitas pelos créditos de carbono em geral não são significativas já que o custo do de evitar 1 tonelada de CO₂ é na atualidade só de 6 USD, mas se espera que para o 2030 seja de 75 USD então é importante monitorar as tendências de mercado. Se os preços dos créditos de carbono aumentarem no futuro, os cenários que atualmente geram menos receita com créditos de carbono podem se tornar mais lucrativos.

Os cenários que geram eletricidade de forma mais eficiente podem ser mais atrativos agora, mesmo sem dependerem dos créditos de carbono para receita. Investimentos em tecnologias mais eficientes podem aumentar a rentabilidade do processo de biodigestão. E importante mencionar, que a co-digestão nos últimos cenários pode oferecer uma série de benefícios adicionais em comparação com a digestão de um único tipo de substrato, nos primeiros quatro cenários, incluindo uma produção de biogás mais eficiente, diversificação de receitas e redução de impactos

ambientais. Esses aspectos podem contribuir para tornar o processo de biodigestão mais sustentável e economicamente viável.

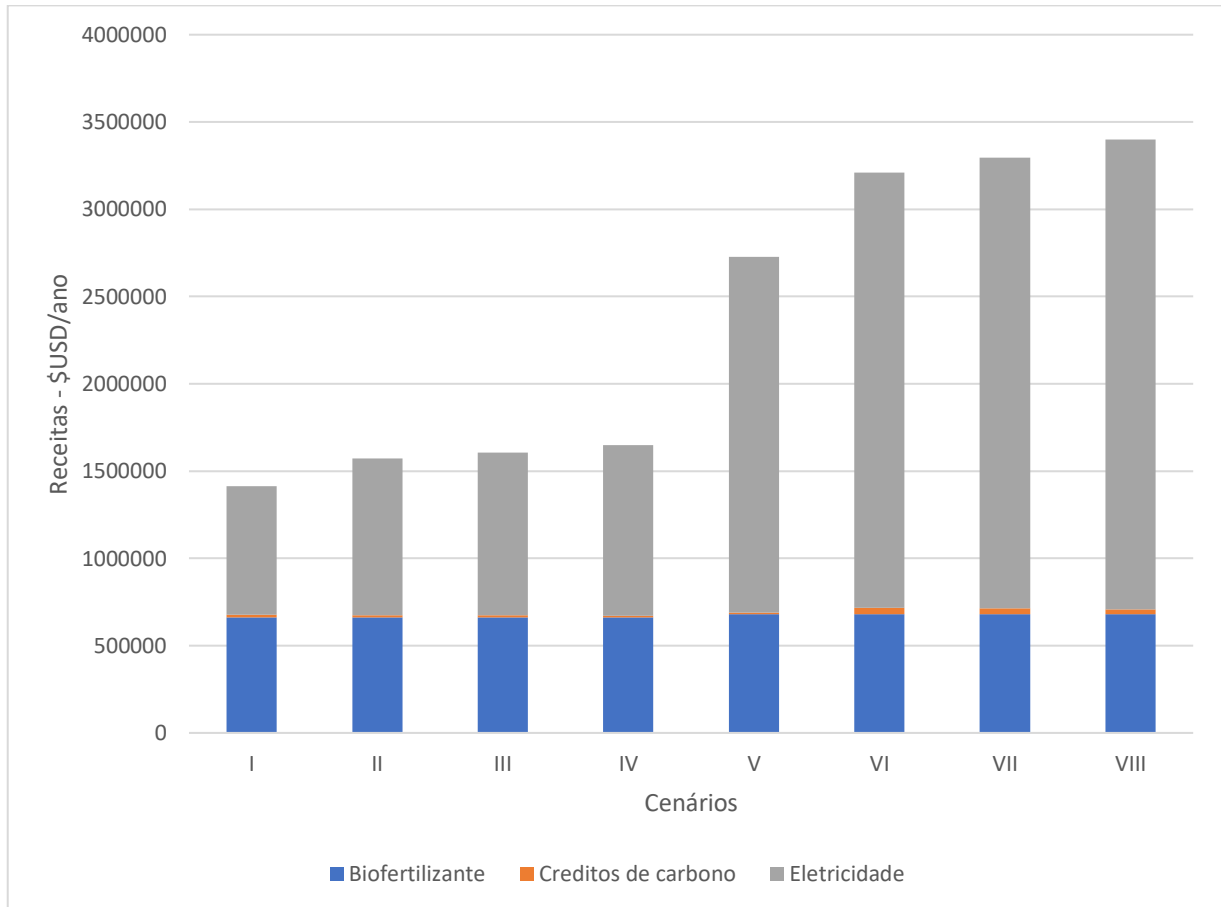


Figura 31. Contribuição para a receita

O volume de investimentos discriminando os itens e seu valor monetário são apresentados nas Tabelas 23. Para a elaboração do fluxo de caixa, foram determinados os custos operacionais e mensais em cada uma das alternativas de uso do equipamento. Assim foi considerado a quantidade dos suínos na granja (44000 porcos).

Os resultados do VPL, PayBack e TIR obtidos são ótimos para o cenário I e V, porem estes cenários apresentam a melhora injetando o hidrogênio verde diretamente no biodigestor num processo in-situ, mas este processo segundo muitos

autores [78], [94], é bem mais difícil de controlar, isso é um desafio e também um problema que poderia afeitar o processo

Tabela 24. Resumo do balanço Econômico dos cenários.

CENÁRIOS	VPL	<i>Payback</i>	TIR
I	6.563.486,38	2,96	34,00%
II	7.711.197,18	2,64	37,82%
III	9.348.011,82	3,13	32,00%
IV	7.867.292,48	4,59	21,35%
V	9.833.439,00	4,36	23,00%
VI	9.758.569,40	3,30	30,00%
VII	5.917.955,63	10,31	7,00%
VIII	3.390.650,83	21,72	-1,00%

Fazendo uma comparação entre os cenários que só usam o esterco suíno e a combinação com capim elefante, podemos afirmar que a codigestão tem melhores resultados, obteremos mais energia, com menor investimento na construção da usina, isto devido ao rendimento do capim elefante.

Com base nos dados fornecidos, podemos concluir que a produção de hidrogênio, representada pelo eletrolisador, é um elemento significativamente dispendioso em todos os cenários apresentados. Isso sugere que a tecnologia de hidrogênio desempenha um papel fundamental e oneroso em projetos relacionados à energia renovável e sustentável.

Além disso, observamos que outros componentes, como o biodigestor e o sistema de recepção e armazenamento da biomassa, também são essenciais e influenciam os custos totais dos projetos. Isso destaca a complexidade e a diversidade de tecnologias necessárias para a implementação bem-sucedida de sistemas de energia renovável.

Em todos os cenários segundo figura 32, o componente mais caro é o Eletrolisador. Isso sugere que a produção de hidrogênio é uma parte crucial no processo. Os outros componentes, como o Biodigestor, tanque de material digerido, sistema de bombas, etc., também desempenham papéis importantes nos diferentes cenários, mas o Eletrolisador se destaca como o mais significativo em termos de

custo. Em resumo, a implementação de soluções de energia sustentável requer um investimento significativo em uma variedade de tecnologias, sendo a produção de hidrogênio uma das áreas mais dispendiosas como outros pesquisadores tem dito[61], [67], [144], [156]. No geral, os custos dos eletrolisadores têm mostrado uma tendência de queda significativa. Isso se deve a melhorias na eficiência dos processos de fabricação, aumento da concorrência no mercado e investimentos em pesquisa e desenvolvimento. Em muitos países, subsídios governamentais e incentivos financeiros têm sido disponibilizados para promover o uso de tecnologias de hidrogênio verde, incluindo eletrolisadores[4], [140]. Esses programas podem ajudar a reduzir os custos iniciais de investimento e estimular a demanda.

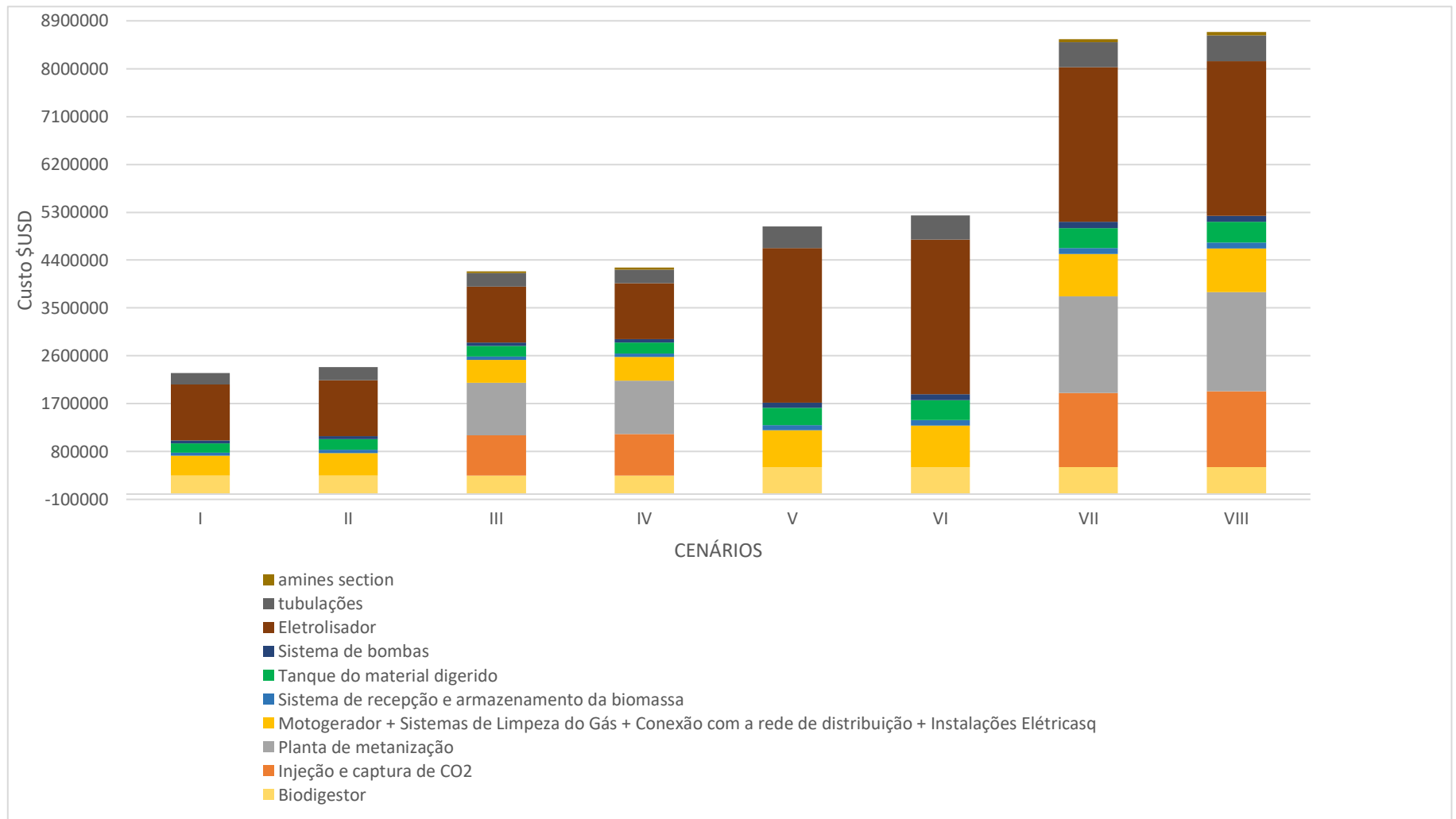


Figura 32. Contribuição dos equipamentos no investimento dos cenários

4.6.1. Análise de Sensibilidade

E importante conhecer o câmbio dos indicadores econômicos durante o tempo e variação do custo dos equipamentos, neste caso nos é muito importante conhecer o câmbio dos indicadores de acordo ao câmbio do custo de hidrogênio já que na seção anterior temos uma conclusão de que o eletrolisador contribui altamente ao custo de investimento fazendo isto que nossos cenários não sejam viáveis economicamente na atualidade, para os próximos anos dado o crescente foco global no hidrogênio como uma fonte de energia limpa e renovável, é provável que vejamos esforços contínuos para reduzir os custos nos próximos anos. Entretanto, as condições econômicas e políticas podem variar, o que tornará as previsões incertas. É importante acompanhar de perto os desenvolvimentos nessa área para entender melhor como os custos do hidrogênio evoluirão no futuro mas em geral o hidrogênio verde tem um futuro promissor é por isso que já muitos países tem invertido grandes quantidade de dinheiro para produzir hidrogênio verde, em nossos resultados observamos que o custo nivelado de hidrogênio tem uma importante rol, para os cenários pode se ver que quando o custo de hidrogênio reduzir até num 30% se terão bons resultados para os cenários I, II e VI. O Cenário que melhores resultados apresentam é o cenário II neste caso já que se obterá maior quantidade de energia fazendo menor uso de recursos.

O custo nivelado do hidrogênio se vê afetado pelo custo do eletrolisador como se pode ver na figura 33, o eletrolisador tem que ter um custo de até menos de 50% para ter um custo de hidrogênio verde competitivo, segundo a IRENA a competitividade do hidrogeno será alcançado no ano 2050, quando as tecnologias sejam, mas disponíveis e também quando o custo da eletricidade proveniente de energia solar e eólica tenham menores custos. Nesta análise foi considerado só o custo do eletrolisador mas poderiam ser considerados outros equipamentos como o tipo de biodigestor assim também o custo de energia renovável vai fazer efeito para ter melhores resultados na parte econômica.

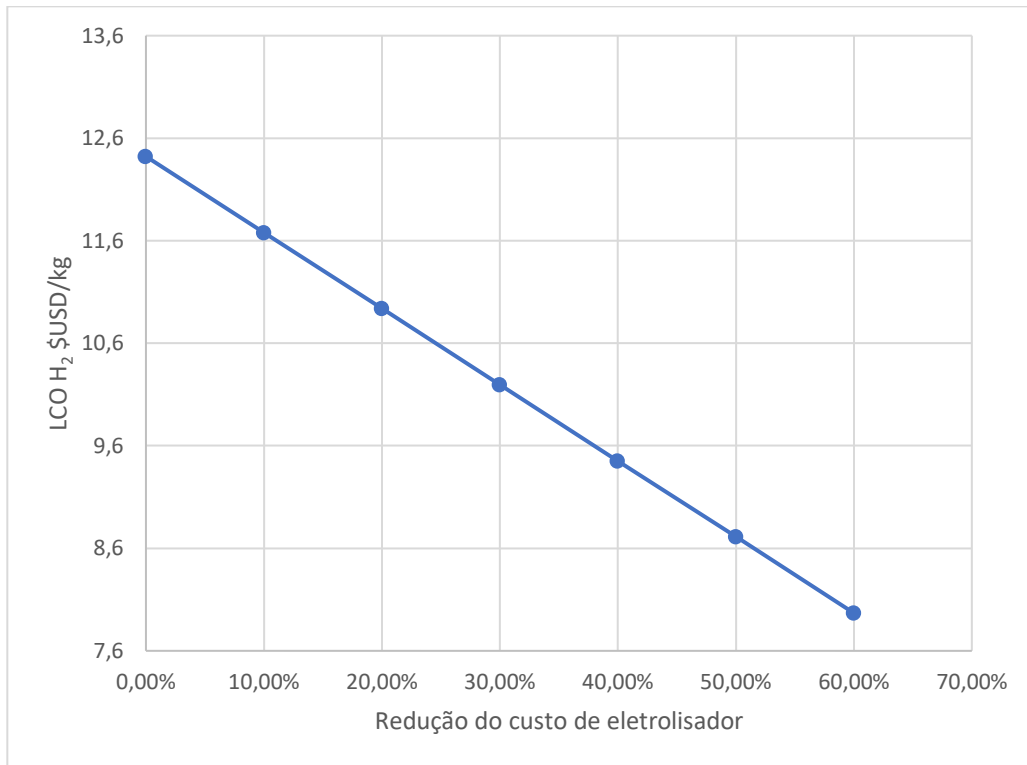


Figura 33. Custo nivelado do hidrogênio, com redução de custo de eletrolisador

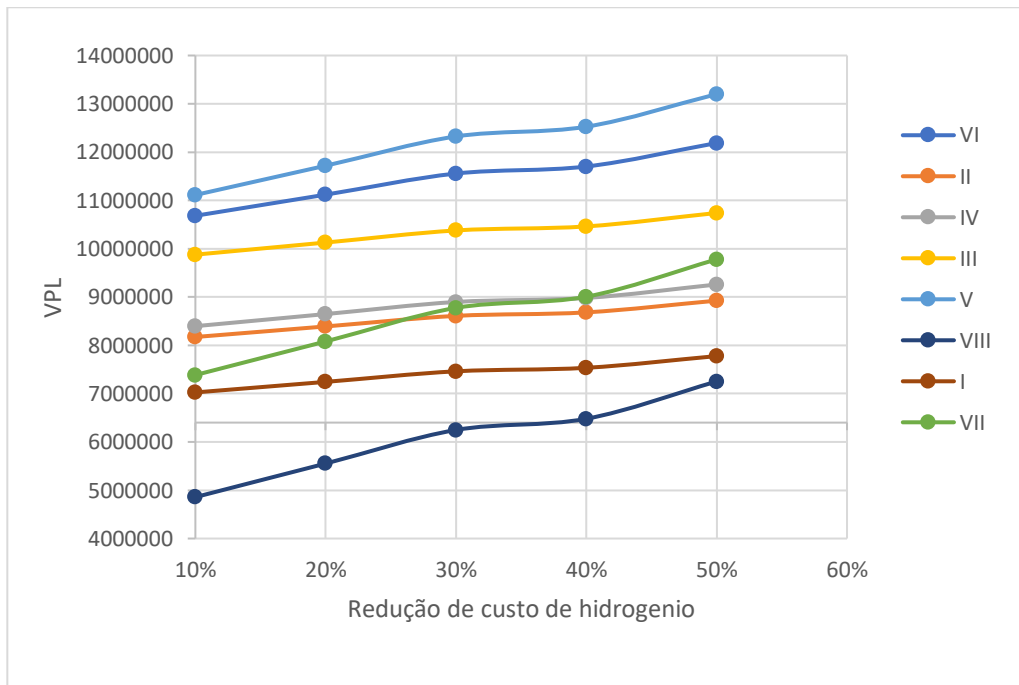


Figura 34. Sensibilidade do VPL a redução do custo de hidrogênio

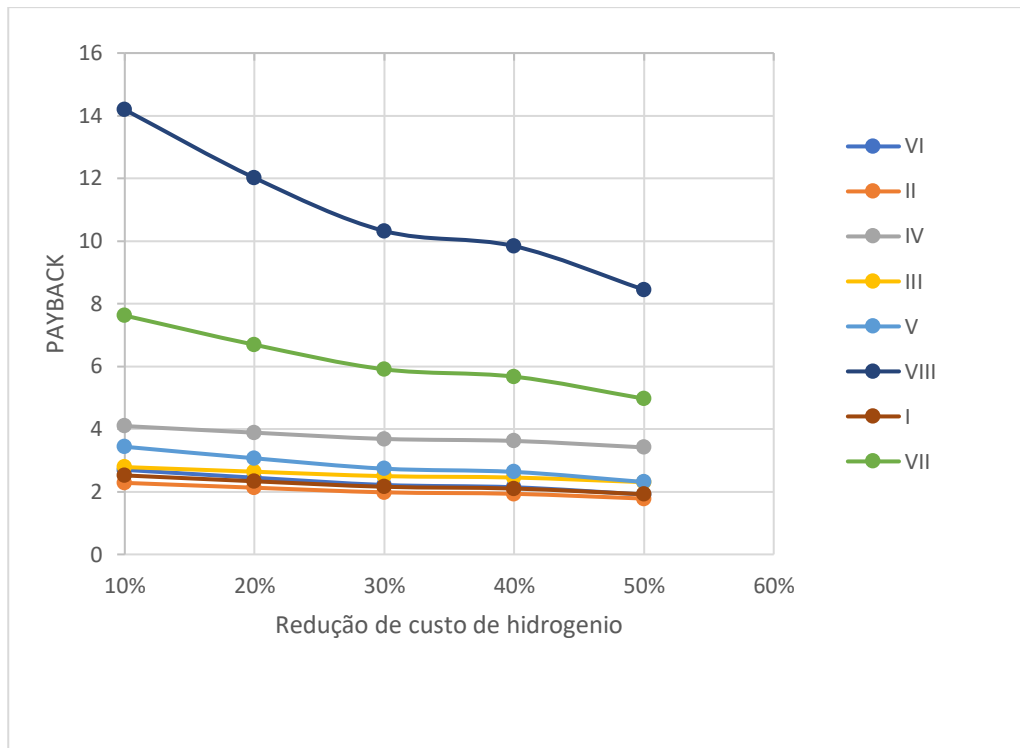


Figura 35. Sensibilidade do PAYBACK a redução do custo de hidrogênio

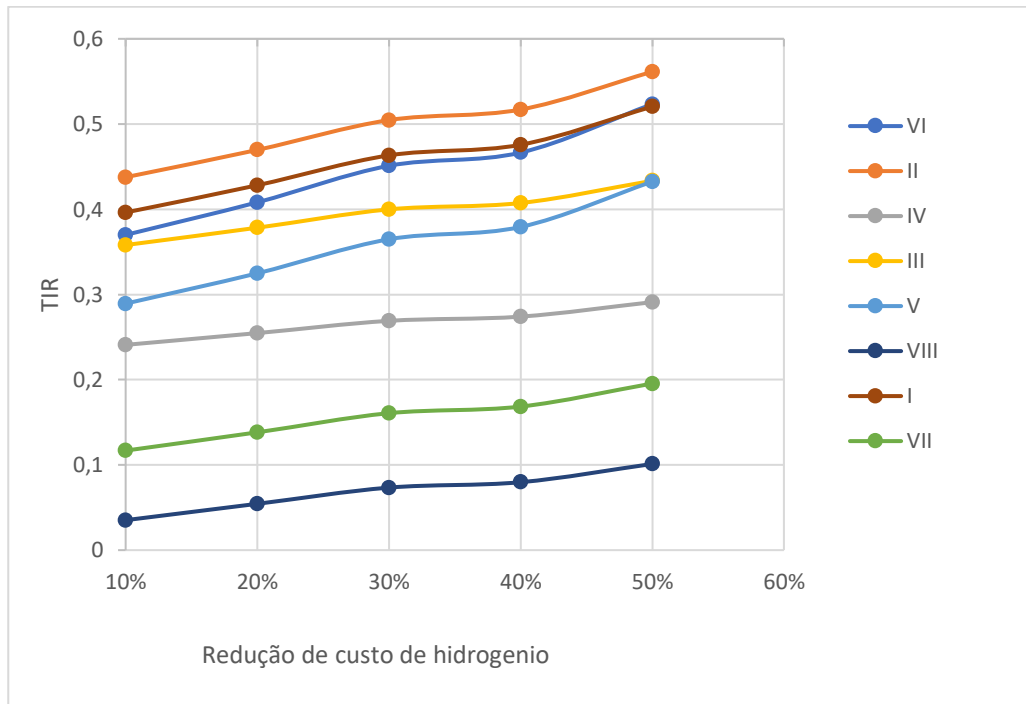


Figura 36. Sensibilidade do TIR a redução do custo de hidrogênio

CAPITULO V

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os resultados obtidos mostram que o cenário IV tem um melhor desempenho ambiental na maioria das categorias de impacto sendo uma opção viável para acréscimo do teor de metano no biogás quando se usa H₂ verde, no que diz respeito aos cenários de codigestão, apenas obtêm resultados desfavoráveis os cenários V e VI, mas isto é porque tem maior vazamento de gases efeitos estufa em os processos de metanização e injeção de hidrogênio verde. Também o cenário VIII, é uma boa opção se tivéramos capim elefante disponível para codigestão, será uma boa opção tanto econômica e ambiental obteremos maiores lucros e com e emissões negativas, para o futuro isto também será um ingresso econômico extra já que serão substituídos pelo crédito do carbono.

Em resumo, os resultados indicam que existem várias abordagens para a produção de biogás e biometano que podem contribuir significativamente para a mitigação das mudanças climáticas, cada uma com suas próprias vantagens e desafios específicos.

Sustentabilidade Ambiental:

A adoção do hidrogênio verde como fonte de energia no refinamento do biogás tem revelado um impacto ambiental significativo. Esta prática desempenha um papel crucial na promoção da sustentabilidade ambiental, pois contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a minimização da pegada de carbono associada aos sistemas de biodigestão.

A codigestão com capim elefante aliada ao uso de hidrogênio verde promove a sustentabilidade na produção de biogás. O capim elefante é uma fonte renovável e de baixo custo, e quando combinado com hidrogênio verde, cria um ciclo sustentável de produção de metano. Culturas energéticas podem ser cultivadas de forma sustentável, contribuindo para a redução dos impactos ambientais. Além disso, a

biodigestão reduz a emissão de gases de efeito estufa, tornando-se uma alternativa ambientalmente amigável para o gerenciamento de resíduos e produção de energia.

Eficiência Energética:

A análise revelou que a utilização de hidrogênio verde aumenta a eficiência energética dos sistemas de biodigestão, resultando em uma produção maior de metano. Isso é fundamental para maximizar a produção de energia renovável a partir de resíduos orgânicos e contribuir para a transição para uma matriz energética mais limpa e eficiente.

O uso de culturas energéticas, como plantas com alto teor de biomassa, pode aumentar a produção de biogás em comparação com resíduos orgânicos convencionais. Culturas energéticas geralmente contêm mais materiais orgânicos que podem ser convertidos em biogás. Culturas energéticas diversificam as fontes de matéria-prima para a biodigestão, reduzindo a dependência de resíduos alimentares e esterco. Isso ajuda a estabilizar a produção de biogás, mesmo quando a disponibilidade de resíduos orgânicos convencionais é baixa. E também pode aumentar a eficiência energética da biodigestão, fornecendo uma fonte de biomassa mais densa em energia. Isso é especialmente relevante para a geração de eletricidade

Viabilidade Econômica:

Embora a tecnologia de hidrogênio verde ainda esteja em estágio inicial, os resultados indicam que, a longo prazo, pode se tornar uma opção economicamente viável para a produção de metano em sistemas de biodigestão. É crucial continuar monitorando os avanços tecnológicos e a redução dos custos para tornar essa abordagem mais acessível economicamente. A redução nos custos operacionais e a valorização dos créditos de carbono podem contribuir para tornar o projeto financeiramente atrativo.

Desafios e Oportunidades:

Identificamos desafios importantes, como o custo inicial da infraestrutura de produção de hidrogênio verde e a disponibilidade de matéria-prima para a produção

de metano. No entanto, esses desafios também representam oportunidades para inovação e pesquisa, incentivando a busca por soluções mais eficientes e sustentáveis.

Sobre as culturas energéticas existem desafios, como a necessidade de grandes áreas de terra para o cultivo em larga escala. No entanto, inovações tecnológicas, como a seleção de culturas mais eficientes e o desenvolvimento de sistemas de cultivo mais produtivos, estão sendo exploradas para superar esses desafios.

Implicações para Políticas Públicas:

As conclusões deste estudo têm implicações significativas para as políticas públicas relacionadas à energia e meio ambiente. É fundamental que os governos incentivem investimentos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de hidrogênio verde, além de implementar políticas que promovam a transição para fontes de energia renovável e a economia circular.

Recomendações para Pesquisas Futuras:

Recomendamos que pesquisas futuras se concentrem em áreas como a otimização do processo de produção de hidrogênio verde, a análise detalhada dos custos envolvidos e a avaliação do ciclo de vida completo, desde a produção até o uso final do metano. Além disso, é crucial explorar abordagens inovadoras para resolver os desafios identificados, como o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes e a busca por fontes de matéria-prima sustentáveis.

Em resumo, a codigestão com capim elefante e o uso de hidrogênio verde para produção de metano representam uma abordagem promissora e sustentável para atender às demandas energéticas, reduzir as emissões de gases de efeito estufa e promover a transição para uma matriz energética mais limpa e eficiente. Contudo, é crucial abordar os desafios tecnológicos, econômicos e logísticos para maximizar os benefícios dessa tecnologia inovadora no contexto da produção de biogás.

6. REFERÊNCIAS

- [1] “Renewables - Fuels & Technologies - IEA.” Accessed: Jun. 03, 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>
- [2] International Renewable Energy Agency, “Transformación energética mundial: hoja de ruta hasta 2050,” p. 12, 2018.
- [3] EPE-Empresa de Pesquisas Energéticas, “Inventário Energético de Resíduos Rurais,” 15/14, 2014.
- [4] IRENA, “PERSPECTIVA DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA MUNDIAL,” 2021.
- [5] “A Embrapa - Portal Embrapa.” Accessed: Oct. 04, 2022. [Online]. Available: <https://www.embrapa.br/>
- [6] R. Diesel, C. R. Miranda, and C. C. Perdomo, “Boletim Informativo de Pesquisa n° 14: Coletânea de tecnologias sobre dejetos suínos,” *Embrapa Suínos e Aves e Associação Riograndense de Empreendimentos de Assistência Técnica e Extensão Rural – EMATER/RS*, no. 14, p. 30, 2002.
- [7] T. T. Q. Vo, D. M. Wall, D. Ring, K. Rajendran, and J. D. Murphy, “Techno-economic analysis of biogas upgrading via amine scrubber, carbon capture and ex-situ methanation,” *Appl Energy*, vol. 212, no. December 2017, pp. 1191–1202, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.099.
- [8] N. Scarlat, F. Fahl, J. F. Dallemand, F. Monforti, and V. Motola, “A spatial analysis of biogas potential from manure in Europe,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, no. July, pp. 915–930, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.06.035.
- [9] N. Scarlat, F. Fahl, J. F. Dallemand, F. Monforti, and V. Motola, “A spatial analysis of biogas potential from manure in Europe,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, no. July, pp. 915–930, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.06.035.
- [10] A. Skorek-Osikowska, M. Martín-Gamboa, and J. Dufour, “Thermodynamic, economic and environmental assessment of renewable natural gas production systems,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 7, p. 100046, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.ecmx.2020.100046.

- [11] A. Skorek-Osikowska, M. Martín-Gamboa, D. Iribarren, D. García-Gusano, and J. Dufour, “Thermodynamic, economic and environmental assessment of energy systems including the use of gas from manure fermentation in the context of the Spanish potential,” *Energy*, vol. 200, p. 117452, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117452.
- [12] S. N. Ugwu, K. Harding, and C. C. Enweremadu, “Comparative life cycle assessment of enhanced anaerobic digestion of agro-industrial waste for biogas production,” *J Clean Prod*, vol. 345, Apr. 2022, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2022.131178.
- [13] I. Bassani, P. G. Kougiass, L. Treu, H. Porté, S. Campanaro, and I. Angelidaki, “Optimization of hydrogen dispersion in thermophilic up-flow reactors for ex situ biogas upgrading,” *Bioresour Technol*, vol. 234, pp. 310–319, 2017, doi: 10.1016/j.biortech.2017.03.055.
- [14] J. I. Levene, M. K. Mann, R. M. Margolis, and A. Milbrandt, “An analysis of hydrogen production from renewable electricity sources,” *Solar Energy*, vol. 81, no. 6, pp. 773–780, 2007, doi: 10.1016/j.solener.2006.10.005.
- [15] M. Granovskii, I. Dincer, and M. A. Rosen, “Economic and environmental comparison of conventional, hybrid, electric and hydrogen fuel cell vehicles,” *J Power Sources*, vol. 159, no. 2, pp. 1186–1193, 2006, doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.11.086.
- [16] M. de F. Dos Santos Ribeiro, “sistemas de bioenergias,” in *sistemas de bioenergias*, 2020, p. 7,8 e 9.
- [17] D. D. and A. Steinhauser, *Biogas from Waste and Renewable Resources*. 2011.
- [18] S. Gao *et al.*, “Indications for Invasive Mediastinal Staging in Patients with Early Non–Small Cell Lung Cancer Staged with Positron Emission Tomography-Computed Tomography,” *International Journal of Radiation Oncology*Biophysics*Physics*, vol. 98, no. 1, p. 223, 2017, doi: 10.1016/j.ijrobp.2017.01.061.

- [19] J. B. Holm-Nielsen, T. Al Seadi, and P. Oleskowicz-Popiel, "The future of anaerobic digestion and biogas utilization," *Bioresour Technol*, vol. 100, no. 22, pp. 5478–5484, 2009, doi: 10.1016/j.biortech.2008.12.046.
- [20] J. Jimenez, H. Lei, J. P. Steyer, S. Houot, and D. Patureau, "Methane production and fertilizing value of organic waste: Organic matter characterization for a better prediction of valorization pathways," *Bioresour Technol*, vol. 241, pp. 1012–1021, 2017, doi: 10.1016/j.biortech.2017.05.176.
- [21] K. A. Lyng, A. E. Stensgård, O. J. Hanssen, and I. S. Modahl, "Relation between greenhouse gas emissions and economic profit for different configurations of biogas value chains: A case study on different levels of sector integration," *J Clean Prod*, vol. 182, pp. 737–745, May 2018, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2018.02.126.
- [22] Y. Vögeli, C. Riu, A. Gallardo, S. Diener, and C. Zurbrügg, *Anaerobic Digestion of Biowaste in Developing Countries*, no. August. 2014. doi: 10.13140/2.1.2663.1045.
- [23] L. G. S. De Oliveira and S. O. Negro, "Contextual structures and interaction dynamics in the Brazilian Biogas Innovation System," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 107. Elsevier Ltd, pp. 462–481, Jun. 01, 2019. doi: 10.1016/j.rser.2019.02.030.
- [24] P. Medina MacAira, R. Castro Sousa, and F. L. Cyrino Oliveira, "Forecasting Brazils electricity consumption with Pegels Exponential Smoothing Techniques," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 3, pp. 1252–1258, Mar. 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7459606.
- [25] "Biogasmap." Accessed: Nov. 26, 2021. [Online]. Available: <https://mapbiogas.cibiogas.org/>
- [26] L. G. S. De Oliveira and S. O. Negro, "Contextual structures and interaction dynamics in the Brazilian Biogas Innovation System," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 107. Elsevier Ltd, pp. 462–481, Jun. 01, 2019. doi: 10.1016/j.rser.2019.02.030.

- [27] B. S. Moraes, M. Zaiat, and A. Bonomi, “Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane ethanol production in Brazil: Challenges and perspectives,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44. Elsevier Ltd, pp. 888–903, Apr. 01, 2015. doi: 10.1016/j.rser.2015.01.023.
- [28] M. P. Querol, L. Seppänen, and J. M. J. Filho, “Understanding the motivational perspectives of sustainability: A case of biogas production,” *Producao*, vol. 25, no. 2, pp. 266–277, 2015, doi: 10.1590/0103-6513.095212.
- [29] M. Ortega, “Installation of a Low Cost Polyethylene Biodigester,” *Innovation*, 2009.
- [30] A. Kovalovszki, L. Treu, L. Ellegaard, G. Luo, and I. Angelidaki, “Modeling temperature response in bioenergy production: Novel solution to a common challenge of anaerobic digestion,” *Appl Energy*, vol. 263, Apr. 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.114646.
- [31] J. Fernández-Rodríguez, M. Pérez, and L. I. Romero, “Semicontinuous Temperature-Phased Anaerobic Digestion (TPAD) of Organic Fraction of Municipal Solid Waste (OFMSW). Comparison with single-stage processes,” *Chemical Engineering Journal*, vol. 285, pp. 409–416, Feb. 2016, doi: 10.1016/J.CEJ.2015.10.027.
- [32] C. Madigou, K. A. Lê Cao, C. Bureau, L. Mazéas, S. Déjean, and O. Chapleur, “Ecological consequences of abrupt temperature changes in anaerobic digesters,” *Chemical Engineering Journal*, vol. 361, pp. 266–277, Apr. 2019, doi: 10.1016/J.CEJ.2018.12.003.
- [33] C. A. L. CHERNICHARO, *Princípios do tratamento biológico de águas residuárias: Reatores Anaeróbios.No Title*, 2nd ed. Belo Horizonte, 2007.
- [34] S. Astals, V. Nolla-Ardèvol, and J. Mata-Alvarez, “Anaerobic co-digestion of pig manure and crude glycerol at mesophilic conditions: Biogas and digestate,” *Bioresour Technol*, vol. 110, pp. 63–70, Apr. 2012, doi: 10.1016/J.BIORTECH.2012.01.080.
- [35] H. J. Naegele, M. Mönch-Tegeder, N. L. Haag, and H. Oechsner, “Effect of substrate pretreatment on particle size distribution in a full-scale research biogas plant,”

- Bioresour Technol*, vol. 172, pp. 396–402, Nov. 2014, doi: 10.1016/J.BIORTECH.2014.09.037.
- [36] S. E. Hosseini and M. A. Wahid, “Development of biogas combustion in combined heat and power generation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 868–875, 2014, doi: 10.1016/J.RSER.2014.07.204.
- [37] K. M. Kangle, S. V. Kore, V. S. Kore, and G. S. Kulkarni, “Recent Trends in Anaerobic Codigestion : A Review,” *Universal journal of environmental research and technology*, vol. 2, no. 4, pp. 210–219, 2012.
- [38] E. A. M. De Bona, R. Steinmetz, J. G. Somer, L. P. Lins, A. Viancelli, and A. Kunz, “Cama de frango como substrato para a produção de biogás após diferentes períodos de estocagem,” *V simpósio Internacional sobre gerenciamento de resíduos agropecuários e agroindustriais*, pp. 451–455, 2017.
- [39] United States Environmental Protection Agency, “Anaerobic Digestion Tools and Resources,” epa.gov. Accessed: May 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.epa.gov/anaerobic-digestion/anaerobic-digestion-tools-and-resources>
- [40] M. E. Montingelli, S. Tedesco, and A. G. Olabi, “Biogas production from algal biomass: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 961–972, 2015, doi: 10.1016/J.RSER.2014.11.052.
- [41] K. Hagos, J. Zong, D. Li, C. Liu, and X. Lu, “Anaerobic co-digestion process for biogas production: Progress, challenges and perspectives,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 1485–1496, Sep. 2017, doi: 10.1016/J.RSER.2016.11.184.
- [42] A. Whiting and A. Azapagic, “Life cycle environmental impacts of generating electricity and heat from biogas produced by anaerobic digestion,” *Energy*, vol. 70, pp. 181–193, Jun. 2014, doi: 10.1016/J.ENERGY.2014.03.103.
- [43] R. I. de A. de R. O. en P. de Energía, *Bioenergía: Fuentes, conversión y sustentabilidad*.

- [44] R. M. Jingura and R. Matengaifa, “Optimization of biogas production by anaerobic digestion for sustainable energy development in Zimbabwe,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 5, pp. 1116–1120, Jun. 2009, doi: 10.1016/J.RSER.2007.06.015.
- [45] L. R. Marie Quéno, “Viabilidade econômica da produção de biomassa de eucalipto e de capim elefante para energia laurent roger marie quéno,” pp. 0–77, 2009.
- [46] A. Souza and H. Angelo, “Production cost of biomasses from eucalyptus and elephant grass for energy,” 2011. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/282602664>
- [47] R. Alves Flores, “Produção de Capim Elefante (*Pennisetum purpureum* Schum.) para Fins Energéticos no Cerrado: Resposta a Adubação Nitrogenada e Idade de Corte,” Rio de Janeiro, 2009.
- [48] M. Granovskii, I. Dincer, and M. A. Rosen, “Environmental and economic aspects of hydrogen production and utilization in fuel cell vehicles,” *J Power Sources*, vol. 157, no. 1, pp. 411–421, 2006, doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.07.044.
- [49] I. Dincer, “Technical, environmental and exergetic aspects of hydrogen energy systems,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 27, no. 3, pp. 265–285, 2002, doi: 10.1016/S0360-3199(01)00119-7.
- [50] F. Suleman, I. Dincer, and M. Agelin-Chaab, “Environmental impact assessment and comparison of some hydrogen production options,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 21, pp. 6976–6987, Jun. 2015, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2015.03.123.
- [51] M. Momirlan and T. N. Veziroglu, “The properties of hydrogen as fuel tomorrow in sustainable energy system for a cleaner planet,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 30, no. 7, pp. 795–802, 2005, doi: 10.1016/j.ijhydene.2004.10.011.
- [52] IEA, “The Future of Hydrogen,” *The Future of Hydrogen*, no. June, 2019, doi: 10.1787/1e0514c4-en.
- [53] B. EPE, “Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio,” *Nota Técnica*, p. 34, 2021.

- [54] C. M. Kalamaras and A. M. Efstathiou, "Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments," *Conference Papers in Energy*, vol. 2013, pp. 1–9, Jun. 2013, doi: 10.1155/2013/690627.
- [55] "Hidrógeno de energía renovable." Accessed: Jun. 06, 2021. [Online]. Available: <https://irena.org/energytransition/Power-Sector-Transformation/Hydrogen-from-Renewable-Power>
- [56] M. Fasihi and C. Breyer, "Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants," *J Clean Prod*, vol. 243, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118466.
- [57] "Solar - Fuels & Technologies - IEA." Accessed: Jun. 28, 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/solar>
- [58] C. Acar and I. Dincer, "Hydrogen Production," in *Comprehensive Energy Systems*, vol. 3–5, Elsevier Inc., 2018, pp. 1–40. doi: 10.1016/B978-0-12-809597-3.00304-7.
- [59] L. Zhang *et al.*, "A comprehensive review of the promising clean energy carrier: Hydrogen production, transportation, storage, and utilization (HPTSU) technologies," *Fuel*, vol. 355, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.fuel.2023.129455.
- [60] R. Pinsky, P. Sabharwall, J. Hartvigsen, and J. O'Brien, "Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems," *Progress in Nuclear Energy*, vol. 123, no. November 2019, p. 103317, 2020, doi: 10.1016/j.pnucene.2020.103317.
- [61] M. M. Rashid, M. K. Al Mesfer, H. Naseem, and M. Danish, "Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Review of Alkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis," *Int J Eng Adv Technol*, no. 3, pp. 2249–8958, 2015.
- [62] F. M. Sapountzi, J. M. Gracia, C. J. (Kees J. Weststrate, H. O. A. Fredriksson, and J. W. (Hans) Niemantsverdriet, "Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas," *Prog Energy Combust Sci*, vol. 58, pp. 1–35, 2017, doi: 10.1016/j.pecs.2016.09.001.

- [63] O. Bičáková and P. Straka, "Production of hydrogen from renewable resources and its effectiveness," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 16, pp. 11563–11578, 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.05.047.
- [64] J.-P. D. and R. E. L. Braga Nan, E. Trably, G. Santa-Catalina, N. Bernet, "Biomethanation processes: new insights on the effect of a high H₂ partial pressure on microbial communities," *biotechnol biofuels*, vol. 13, p. 141, 2020, doi: 10.1186/s13068-020-01776-y.
- [65] M. El-Shafie, S. Kambara, and Y. Hayakawa, "Hydrogen Production Technologies Overview," *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 07, no. 01, pp. 107–154, 2019, doi: 10.4236/jpee.2019.71007.
- [66] O. Bičáková and P. Straka, "Production of hydrogen from renewable resources and its effectiveness," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 16, pp. 11563–11578, 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.05.047.
- [67] J. I. Levene, M. K. Mann, R. M. Margolis, and A. Milbrandt, "An analysis of hydrogen production from renewable electricity sources," *Solar Energy*, vol. 81, no. 6, pp. 773–780, 2007, doi: 10.1016/j.solener.2006.10.005.
- [68] E. Flores, G. Tutor, F. Javier, and P. Lucena, "Trabajo Fin de Grado Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales Estado del arte de electrolizadores de óxido sólido," 2020.
- [69] L. G. and J. C. J. E. Esposito, L. Dellamuzia, U. Moretti, A. Fuoco, "Simultaneous production of biomethane and food grade CO₂ from biogas: an industrial case study, Energ," *Environ. Sci*, vol. 12, pp. 281–289, 2019.
- [70] I. Díaz, C. Pérez, N. Alfaro, and F. Fdz-Polanco, "A feasibility study on the bioconversion of CO₂ and H₂ to biomethane by gas sparging through polymeric membranes," *Bioresour Technol*, vol. 185, pp. 246–253, 2015, doi: 10.1016/j.biortech.2015.02.114.

- [71] P. Collet *et al.*, “Techno-economic and Life Cycle Assessment of methane production via biogas upgrading and power to gas technology,” *Appl Energy*, vol. 192, pp. 282–295, 2017, doi: 10.1016/J.APENERGY.2016.08.181.
- [72] P. G. Kougias, L. Treu, D. P. Benavente, K. Boe, S. Campanaro, and I. Angelidaki, “Ex-situ biogas upgrading and enhancement in different reactor systems,” *Bioresour Technol*, vol. 225, pp. 429–437, 2017, doi: 10.1016/j.biortech.2016.11.124.
- [73] I. Angelidaki *et al.*, “Biogas upgrading and utilization: Current status and perspectives,” *Biotechnol Adv*, vol. 36, no. 2, pp. 452–466, 2018, doi: 10.1016/j.biotechadv.2018.01.011.
- [74] V. Corbellini, P. G. Kougias, L. Treu, I. Bassani, F. Malpei, and I. Angelidaki, “Hybrid biogas upgrading in a two-stage thermophilic reactor,” *Energy Convers Manag*, vol. 168, no. May, pp. 1–10, 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.04.074.
- [75] R. S. Cavaignac, N. L. Ferreira, and R. Guardani, “Techno-economic and environmental process evaluation of biogas upgrading via amine scrubbing,” *Renew Energy*, vol. 171, pp. 868–880, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.02.097.
- [76] F. Bauer, T. Persson, C. Hulteberg, and D. Tamm, “Biogas upgrading - technology overview, comparison and perspectives for the future,” *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, vol. 7, no. 5, pp. 499–511, Sep. 2013, doi: 10.1002/BBB.1423/FORMAT/PDF/OEBPS/PAGES/3.PAGE.XHTML.
- [77] L. M. Agneessens *et al.*, “In-situ biogas upgrading with pulse H₂ additions: The relevance of methanogen adaption and inorganic carbon level,” *Bioresour Technol*, vol. 233, pp. 256–263, 2017, doi: 10.1016/j.biortech.2017.02.016.
- [78] A. Luo, G., “Hollow fiber membrane based H₂ diffusion for efficient in situ biogas upgrading in an anaerobic reactor,” *Appl Microbiol Biotechnol*, vol. 97, pp. 3739–3744, 2013, doi: <https://doi.org/10.1007/s00253-013-4811-3>.
- [79] Y. Li, Y. Chen, and J. Wu, “Enhancement of methane production in anaerobic digestion process: A review,” *Appl Energy*, vol. 240, no. June 2018, pp. 120–137, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.243.

- [80] I. Bassani, P. G. Kougias, L. Treu, H. Porté, S. Campanaro, and I. Angelidaki, “Optimization of hydrogen dispersion in thermophilic up-flow reactors for ex situ biogas upgrading,” 2017, doi: 10.1016/j.biortech.2017.03.055.
- [81] P. G. Kougias, L. Treu, D. P. Benavente, K. Boe, S. Campanaro, and I. Angelidaki, “Ex-situ biogas upgrading and enhancement in different reactor systems,” *Bioresour Technol*, vol. 225, pp. 429–437, Feb. 2017, doi: 10.1016/J.BIORTECH.2016.11.124.
- [82] B. Morero and E.A. Campanell, “Simulación del Proceso de Absorción Química con Soluciones de Aminas Para la Purificación Biogás,” *Inf. Tecnol*, vol. 24, pp. 25–32, 2013.
- [83] S. A. Hosseinipour and M. Mehrpooya, “Comparison of the biogas upgrading methods as a transportation fuel,” *Renew Energy*, vol. 130, pp. 641–655, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.06.089.
- [84] V. P. P. E. and C. do R. V. M. Maria Mano Esteves Elisa, Ana Maria Naranjo Herrera, “Life cycle assessment of manure biogas production: a review,” *J.Clean*, vol. 2019, pp. 441–423, 2019.
- [85] F. R. Ramírez-Arpide, G. N. Demirer, C. Gallegos-Vázquez, G. Hernández-Eugenio, V. H. Santoyo-Cortés, and T. Espinosa-Solares, “Life cycle assessment of biogas production through anaerobic co-digestion of nopal cladodes and dairy cow manure,” *J Clean Prod*, vol. 172, pp. 2313–2322, Jan. 2018, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2017.11.180.
- [86] P. Tsapekos, B. Khoshnevisan, M. Alvarado-Morales, A. Symeonidis, P. G. Kougias, and I. Angelidaki, “Environmental impacts of biogas production from grass: Role of co-digestion and pretreatment at harvesting time,” *Appl Energy*, vol. 252, no. May, p. 113467, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113467.
- [87] L. Lombardi and G. Francini, “Techno-economic and environmental assessment of the main biogas upgrading technologies,” *Renew Energy*, vol. 156, pp. 440–458, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.083.

- [88] J. Lansche and J. Müller, “Life cycle assessment (LCA) of biogas versus dung combustion household cooking systems in developing countries – A case study in Ethiopia,” *J Clean Prod*, vol. 165, pp. 828–835, Nov. 2017, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2017.07.116.
- [89] N. Brasileira, “Gestão ambiental-Avaliação do ciclo de vida-Requisitos e orientações,” 2009.
- [90] M. Goedkoop and R. Spriensma, “The Eco-indicator 99 - A damage oriented method for Life Cycle Impact Assessment,” *Assessment*, no. January 2001, p. 144, 2001.
- [91] J. B. Guinée *et al.*, “Life cycle assessment: An operational guide to the ISO standards,” *III: Scientific background*, p. 692, 2001.
- [92] P. G. Kougiyas, L. Treu, D. P. Benavente, K. Boe, S. Campanaro, and I. Angelidaki, “Ex-situ biogas upgrading and enhancement in different reactor systems,” *Bioresour Technol*, vol. 225, pp. 429–437, Feb. 2017, doi: 10.1016/J.BIORTECH.2016.11.124.
- [93] C. Y. Lai, L. Zhou, Z. Yuan, and J. Guo, “Hydrogen-driven microbial biogas upgrading: Advances, challenges and solutions,” *Water Res*, vol. 197, p. 117120, 2021, doi: 10.1016/j.watres.2021.117120.
- [94] S. Fu, I. Angelidaki, and Y. Zhang, “In situ Biogas Upgrading by CO₂-to-CH₄ Bioconversion,” *Trends Biotechnol*, vol. 39, no. 4, pp. 336–347, 2021, doi: 10.1016/j.tibtech.2020.08.006.
- [95] A. Valente, D. Iribarren, and J. Dufour, “Comparative life cycle sustainability assessment of renewable and conventional hydrogen,” *Science of the Total Environment*, vol. 756, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.scitotenv.2020.144132.
- [96] D. Rusmanis, R. O’Shea, D. M. Wall, and J. D. Murphy, “Biological hydrogen methanation systems—an overview of design and efficiency,” *Bioengineered*, vol. 10, no. 1, pp. 604–634, 2019, doi: 10.1080/21655979.2019.1684607.
- [97] G. Luo and I. Angelidaki, “Co-digestion of manure and whey for in situ biogas upgrading by the addition of H₂: process performance and microbial insights,”

Applied Microbiology and Biotechnology 2012 97:3, vol. 97, no. 3, pp. 1373–1381, Nov. 2012, doi: 10.1007/S00253-012-4547-5.

- [98] J. C. Navarro and M. Qu, “Estudio de la reacción de Sabatier para la valorización de CO₂ a partir de corrientes de flue gas Juan Carlos Navarro de Miguel Instituto de Ciencia de Materiales,” 2020.
- [99] S. N. M. Souza, “Manual De Geração De Energia Elétrica a Partir Do Biogás No Meio Rural,” p. 47 p., 2016.
- [100] AIGLP, “ABASTIBLE,” 2020.
- [101] M. Lantz, “The economic performance of combined heat and power from biogas produced from manure in Sweden - A comparison of different CHP technologies,” *Appl Energy*, vol. 98, pp. 502–511, 2012, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.04.015.
- [102] A. Skorek-Osikowska, M. Martín-Gamboa, and J. Dufour, “Thermodynamic, economic and environmental assessment of renewable natural gas production systems,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 7, no. May, p. 100046, 2020, doi: 10.1016/j.ecmx.2020.100046.
- [103] Nicolas Henrique dos Santos Retamal, “Projeto PIBIC Projeto: Avaliação Econômica da Produção de Biogás na Região Administrativa de Campinas: Geração de Eletricidade versus Produção de Biometano para Injeção na Rede Bolsista: Nicolas Henrique dos Santos Retamal – RA 185 . 146 – Agosto 2019,” 2020.
- [104] M. A. Boles, Y. A. Çengel, M. A. Boles, and V. Granados, *Termodinámica*.
- [105] Y. Lisseth, A. Chuquimarca Escuela, A. Panamericana, and Z. Honduras, “Impacto de la inclusión de cerdaza como sustrato en la digestión anaerobia de purines,” 2016.
- [106] FAO, MINENERGIA, PNUD, and GEF, “Manual del Biogás,” *Proyecto CHI/00/G32*, p. 120, 2011.
- [107] O. J. Ojediran *et al.*, “Valorization of Pennisetum purpureum (Elephant grass) and piggery manure for energy generation,” *Fuel*, vol. 302, Oct. 2021, doi: 10.1016/J.FUEL.2021.121209.

- [108] K. Koch, M. Wichern, M. Lübken, and H. Horn, “Mono fermentation of grass silage by means of loop reactors,” *Bioresour Technol*, vol. 100, no. 23, pp. 5934–5940, Dec. 2009, doi: 10.1016/J.BIORTECH.2009.06.020.
- [109] W. Wilawan, P. Pholchan, and P. Aggarangsi, “Biogas production from co-digestion of Pennisetum purpurem cv. Pakchong 1 grass and layer chicken manure using completely stirred tank,” *Energy Procedia*, vol. 52, pp. 216–222, 2014, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2014.07.072.
- [110] S. Xie, P. G. Lawlor, J. P. Frost, Z. Hu, and X. Zhan, “Effect of pig manure to grass silage ratio on methane production in batch anaerobic co-digestion of concentrated pig manure and grass silage,” *Bioresour Technol*, vol. 102, no. 10, pp. 5728–5733, May 2011, doi: 10.1016/J.BIORTECH.2011.03.009.
- [111] N. Sibiyá and E. Muzenda, “A Review of Biogas Production Optimization from Grass Silage,” vol. 2028, 2014, doi: 10.15242/iie.e1114023.
- [112] N. Dussadee, Y. Unpaprom, and R. Ramaraj, “Grass Silage for Biogas Production,” *Advances in Silage Production and Utilization*, Nov. 2016, doi: 10.5772/64961.
- [113] J. L. Paes, G. Bruggianesi, C. S. Gomes, and C. Soares, “Potencialidade Do Biogás Gerado Pela Combinação De Dejeito Bovino E Suíno,” vol. d, no. 2010, 2018.
- [114] C. Beausang, K. McDonnell, and F. Murphy, “Assessing the environmental sustainability of grass silage and cattle slurry for biogas production,” *J Clean Prod*, vol. 298, p. 126838, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.126838.
- [115] J. A. Velásquez Piñas, O. J. Venturini, E. E. Silva Lora, O. A. del Olmo, and O. D. Calle Roalcaba, “An economic holistic feasibility assessment of centralized and decentralized biogas plants with mono-digestion and co-digestion systems,” *Renew Energy*, vol. 139, pp. 40–51, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.053.
- [116] C. D. E. P. E. M. Agronomia and R. F. De Morais, “Manejo do Nitrogênio e Emissão de Gases de Efeito Estufa na Produção de Capim-Elefante para,” 2011.
- [117] R. F. Pegoraro, C. Mistura, B. Wendling, D. M. da Fonseca, and J. L. Fagundes, “Manejo da água e do nitrogênio em cultivo de capim-elefante,” *Ciência e*

Agrotecnologia, vol. 33, no. 2, pp. 461–467, 2009, doi: 10.1590/s1413-70542009000200015.

- [118] M. Benghanem, H. Almohamadi, S. Haddad, A. Mellit, and N. Chettibi, “The effect of voltage and electrode types on hydrogen production powered by photovoltaic system using alkaline and PEM electrolyzers,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 57, pp. 625–636, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.12.232.
- [119] “POWER | Data Access Viewer.” Accessed: May 25, 2022. [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [120] W. G. Mezzullo, M. C. McManus, and G. P. Hammond, “Life cycle assessment of a small-scale anaerobic digestion plant from cattle waste,” *Appl Energy*, vol. 102, pp. 657–664, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.08.008.
- [121] J. K. Hartmann, “Life-cycle-assessment of industrial scale biogas plants. Fakultät für Agrarwissenschaften der Georg-August-Universität Göttingen. Dissertation zur Erlangung des Doktorgrades,” *PhD thesis*, p. 205, 2006.
- [122] M. Delpierre, J. Quist, J. Mertens, A. Prieur-Vernat, and S. Cucurachi, “Assessing the environmental impacts of wind-based hydrogen production in the Netherlands using ex-ante LCA and scenarios analysis,” *J Clean Prod*, vol. 299, p. 126866, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.126866.
- [123] Flávio Ferreira Freitas, “Métodos de intensificação da biodigestão anaeróbia visando a geração de eletricidade a partir do biogás,” *Universidade Federal De Itajubá Programa De Pós-Graduação*, 2019.
- [124] K. Sahoo *et al.*, “Integrated environmental and economic assessments of producing energy crops with cover crops for simultaneous use as biofuel feedstocks and animal fodder,” *Ind Crops Prod*, vol. 179, no. February, p. 114681, 2022, doi: 10.1016/j.indcrop.2022.114681.
- [125] H. Zhou *et al.*, “Decarbonizing university campuses through the production of biogas from food waste: An LCA analysis,” *Renew Energy*, vol. 176, pp. 565–578, Oct. 2021, doi: 10.1016/J.RENENE.2021.05.007.

- [126] T. K. Flesch, R. L. Desjardins, and D. Worth, “Fugitive methane emissions from an agricultural biodigester,” *Biomass Bioenergy*, vol. 35, no. 9, pp. 3927–3935, Oct. 2011, doi: 10.1016/J.BIOMBIOE.2011.06.009.
- [127] A. H. and R. van Z. E. Surra et al.M.A.J. Huijbregts, Z.J.N. Steinmann, P.M.F. Elshout, G. Stam, F. Verones, M. Vieira, M. Zijp, “ReCiPe2016: a harmonised life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level,” *International Journal of life cycle asses*, vol. 22, 2017.
- [128] M. Mistretta, T. Maria, P. Caputo, and M. Cellura, “Science of the Total Environment Bioenergy from anaerobic digestion plants : Energy and environmental assessment of a wide sample of Italian plants,” *Science of the Total Environment*, vol. 843, no. June, p. 157012, 2022, doi: 10.1016/j.scitotenv.2022.157012.
- [129] G. Lorenzi, M. Gorgoroni, C. Silva, and M. Santarelli, “Life cycle assessment of biogas upgrading routes,” *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 2012–2018, 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.466.
- [130] Y. Jin, T. Chen, X. Chen, and Z. Yu, “Life-cycle assessment of energy consumption and environmental impact of an integrated food waste-based biogas plant,” *Appl Energy*, vol. 151, no. July 2010, pp. 227–236, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.04.058.
- [131] D. DE Mestrado, P. Andrés Silva Ortiz Orientador, O. José Venturini Co-Orientador, and E. Eduardo Silva Lora, “UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA”.
- [132] A. B. Avaci, S. N. Melegari De Souza, I. Werncke, and L. I. Chaves, “Financial economic scenario for the microgeneration of electric energy from swine culture-originated biogas,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 25, pp. 272–276, 2013, doi: 10.1016/J.RSER.2013.04.005.
- [133] J. Agustin and V. Piñas, “UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Avaliação técnico-econômica da geração de energia elétrica a partir do biogás em sistemas de digestão anaeróbia centralizada e descentralizada no Brasil”.

- [134] C. M. C. Lazzarini, “Modelagem e otimização da produção em usinas de açúcar e álcool,” p. 195, 2012.
- [135] “Índice Nacional do Custo de Transporte de Carga.” Accessed: Jun. 06, 2022. [Online]. Available: <https://setcemg.org.br/indice-nacional-do-custo-de-transporte-de-carga/>
- [136] A. Skorek-Osikowska, M. Martín-Gamboa, and J. Dufour, “Thermodynamic, economic and environmental assessment of renewable natural gas production systems,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 7, Sep. 2020, doi: 10.1016/J.ECMX.2020.100046.
- [137] L. F. Calza, C. B. Lima, C. E. C. Nogueira, J. A. C. Siqueira, and R. F. Santos, “Avaliação dos custos de implantação de biodigestores e da energia produzida pelo biogás,” *Engenharia Agrícola*, vol. 35, no. 6, pp. 990–997, 2015, doi: 10.1590/1809-4430-Eng.Agric.v35n6p990-997/2015.
- [138] T. T. Q. Vo, D. M. Wall, D. Ring, K. Rajendran, and J. D. Murphy, “Techno-economic analysis of biogas upgrading via amine scrubber, carbon capture and ex-situ methanation,” *Appl Energy*, vol. 212, pp. 1191–1202, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.099.
- [139] J. A. Velásquez Piñas, O. J. Venturini, E. E. Silva Lora, O. A. del Olmo, and O. D. Calle Roalcaba, “An economic holistic feasibility assessment of centralized and decentralized biogas plants with mono-digestion and co-digestion systems,” *Renew Energy*, vol. 139, pp. 40–51, Aug. 2019, doi: 10.1016/J.RENENE.2019.02.053.
- [140] IRENA, *Hydrogen: a Renewable Energy Perspective*, no. September. 2019. [Online]. Available: <https://irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>
- [141] T. T. Q. Vo, D. M. Wall, D. Ring, K. Rajendran, and J. D. Murphy, “Techno-economic analysis of biogas upgrading via amine scrubber, carbon capture and ex-

- situ methanation,” *Appl Energy*, vol. 212, no. December 2017, pp. 1191–1202, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.099.
- [142] J. Mceniry, P. O’Kiely, P. Crosson, E. Groom, and J. D. Murphy, “The effect of feedstock cost on biofuel cost as exemplified by biomethane production from grass silage,” *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, vol. 5, no. 6, pp. 670–682, Nov. 2011, doi: 10.1002/BBB.322.
- [143] IRENA, *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*, no. June. 2016.
- [144] J. Vicker, D. Peterson, and K. Randolph, “Cost of Electrolytic Hydrogen Production with Existing Technology,” *Department of Energy of United States of America*, p. 5, 2020, [Online]. Available: <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/20004-cost-electrolytic-hydrogen-production.pdf>
- [145] T. T. Q. Vo, D. M. Wall, D. Ring, K. Rajendran, and J. D. Murphy, “Techno-economic analysis of biogas upgrading via amine scrubber, carbon capture and ex-situ methanation,” *Appl Energy*, vol. 212, no. October 2017, pp. 1191–1202, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.099.
- [146] BCB-Banco central do Brasil, “Conversor de Moedas.” Accessed: Jun. 14, 2022. [Online]. Available: <https://www.bcb.gov.br/conversao>
- [147] T. Regina and G. Ufrgs, “Relevância dos custos na análise da sensibilidade em novo empreendimento”.
- [148] S. Xie, P. G. Lawlor, P. Frost, C. D. Dennehy, Z. Hu, and X. Zhan, “A pilot scale study on synergistic effects of co-digestion of pig manure and grass silage,” *Int Biodeterior Biodegradation*, vol. 123, pp. 244–250, 2017, doi: 10.1016/j.ibiod.2017.07.005.
- [149] S. Xie, G. Wu, P. G. Lawlor, J. P. Frost, and X. Zhan, “Methane production from anaerobic co-digestion of the separated solid fraction of pig manure with dried grass silage,” *Bioresour Technol*, vol. 104, pp. 289–297, 2012, doi: 10.1016/j.biortech.2011.11.076.

- [150] W. E. Tan, P. Y. Liew, C. P. C. Bong, Y. van Fan, L. S. Tan, and N. R. Jamian, “Life Cycle Assessment and Techno-Economic Assessment of Anaerobic Co-Digestion: A Short Review,” *Chem Eng Trans*, vol. 88, no. September, pp. 907–912, 2021, doi: 10.3303/CET2188151.
- [151] A. Kiesel, M. Wagner, and I. Lewandowski, “Environmental Performance of Miscanthus, Switchgrass and Maize: Can C4 Perennials Increase the Sustainability of Biogas Production?”, doi: 10.3390/su9010005.
- [152] A. Navajas, T. Mendiara, L. M. Gandía, A. Abad, F. García-Labiano, and L. F. de Diego, “Life cycle assessment of power-to-methane systems with CO₂ supplied by the chemical looping combustion of biomass,” *Energy Convers Manag*, vol. 267, no. March, p. 115866, 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115866.
- [153] P. Partidário, R. Aguiar, P. Martins, C. M. Rangel, and I. Cabrita, “The hydrogen roadmap in the Portuguese energy system – Developing the P2G case,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 47, pp. 25646–25657, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.10.132.
- [154] A. Prasad, M. Sotenko, T. Blenkinsopp, and S. R. Coles, “LCA FOR MANUFACTURING AND NANOTECHNOLOGY Life cycle assessment of lignocellulosic biomass pretreatment methods in biofuel production,” 2014, doi: 10.1007/s11367-015-0985-5.
- [155] S. G. Sommer and N. J. Hutchings, “Ammonia emission from field applied manure and its reduction - Invited paper,” *European Journal of Agronomy*, vol. 15, no. 1. pp. 1–15, 2001. doi: 10.1016/S1161-0301(01)00112-5.
- [156] IRENA, *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 C Climate Goal*. 2020. [Online]. Available: /publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction%0Ahttps://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf