



**AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DE TECNOLOGIAS  
DE PURIFICAÇÃO, UTILIZAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO  
DO BIOGÁS DE ESTERCO BOVINO**

MARIA DOS REIS SANTOS BORGES

TESE DE DOUTORADO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS

**FACULDADE DE TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA - UNB**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS**

**AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DE TECNOLOGIAS  
DE PURIFICAÇÃO, UTILIZAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO  
DO BIOGÁS DE ESTERCO BOVINO**

**MARIA DOS REIS SANTOS BORGES**

**ORIENTADORA: PROF.<sup>a</sup> DR.<sup>a</sup> SANDRA MARIA DA LUZ**

**TESE DE DOUTORADO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS**

**BRASÍLIA/DF: 11 DEZEMBRO DE 2025**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS**

# **AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DE TECNOLOGIAS DE PURIFICAÇÃO, UTILIZAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DO BIOGÁS DE ESTERCO BOVINO**

**TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
CIÊNCIAS MECÂNICAS DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE  
DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA  
OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS MECÂNICAS.**

**APROVADA POR:**

---

**Prof<sup>ª</sup> Dr<sup>a</sup> Sandra Maria da Luz – Faculdade de Tecnologia – Universidade de Brasília  
(Orientadora)**

---

**Prof. Dr. Eric Fernando Boeck Daza - Meridian Climate and Energy Advisory  
(Examinador Externo)**

---

**Prof. Dr. Thiago Oliveira Rodrigues – Instituto Brasileiro de Informação em Ciência e  
Tecnologia (IBICT)  
(Examinador Externo)**

---

**Prof. Dr. Edgar Amaral Silveira – Faculdade de Tecnologia – Universidade de Brasília  
(Examinador Interno)**

---

**Prof. Dr. Mario Benjamim Baptista de Siqueira – Faculdade de Tecnologia –  
Universidade de Brasília  
(Examinador Interno - Suplente)**

**BRASÍLIA/DF, 11 DE DEZEMBRO DE 2025**

## FICHA CATALOGRÁFICA

Santos Borges, Maria dos Reis

Avaliação do ciclo de vida de tecnologias de purificação, utilização e distribuição do biogás de esterco bovino; Orientadora: Sandra Maria da Luz. DISTRITO FEDERAL - Brasília, 2025. 131p., 210 x 297 mm (ENM/FT/UnB, Doutor, Ciências Mecânicas, 2025)

Tese (Doutorado - Doutorado em Ciências Mecânicas) ----- Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Mecânica, 2021.

1. Avaliação do Ciclo de Vida

2. Biogás

3. Biometano

4. Distribuição

I. ENM/FT/UnB

II. Doutor (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BORGES, MARIA DOS REIS SANTOS (2025) Avaliação do ciclo de vida de tecnologias de purificação, utilização e distribuição do biogás de esterco bovino – Tese de Doutorado em Ciências Mecânicas, Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas, Universidade de Brasília – Faculdade de Tecnologia, Brasília - DF, 131p.

## CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Maria dos Reis Santos Borges

TÍTULO: Avaliação do ciclo de vida de tecnologias de purificação, utilização e distribuição do biogás de esterco bovino

GRAU: Doutor

ANO: 2025.

É concedido à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta tese de Doutorado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa Tese de Doutorado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Maria dos Reis Santos Borges

borgesmaria9421@gmail.com

## DEDICATÓRIA

*À Antônia, Maria Pereira (in memmoriám) e Maria dos Reis Soares.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pois fui muito abençoada de várias maneiras durante essa caminhada, pela luz, pela paz e pela paciência concedidas. Com certeza, contarei com Ele para finalizar o doutorado e me tornar alguém que contribui de maneira significativa para a pesquisa brasileira.

A minha amada mãe, Antônia, e a irmã, Suellen, que sempre confiaram, investiram e acreditaram no meu potencial. À minha avó Maria Pereira (*in memoriam*), que, em vida, sempre esteve presente, como ouvinte, conselheira e com lições grandiosas sobre humildade e paciência. Agradeço por me mostrar, por meio do seu exemplo de vida, que, com muito esforço e luta, chegarei aonde quero chegar.

À minha outra avó, Maria dos Reis, à minha madrinha, Sicília, e à tia Camélia Sheila, que, com todos os seus ensinamentos, me motivaram e ajudaram a correr atrás dos meus sonhos.

À minha orientadora, Prof.<sup>a</sup> Dra. Sandra Luz, agradeço imensamente por todos os ensinamentos, sempre com muita didática e paciência, que me levaram a enxergar a realidade de um jeito diferente e interessante.

Aos meus melhores amigos, que sempre estiveram comigo: Linconl e Yanne por sempre me ajudarem e motivarem, com todo o seu companheirismo e apoio. Aos colegas de laboratório e de doutorado: Marcela, Mateus, Michaela e Lays, por toda a ajuda, conversas e conselhos concedidos ao longo dessa caminhada. Ao Prof.<sup>o</sup> Edgar Amaral, e a todos os colegas do Laboratório de Energia e Meio Ambiente, agradeço a disponibilidade, apoio e ajuda fornecidos.

Aos colegas do Ministério de Minas e Energia, em especial aos do Departamento de Transição Energética, que me apoiaram e incentivaram nessa fase, demonstrando seu apoio em quaisquer explicações ou esclarecimentos que fossem necessários e complementares à minha pesquisa.

Ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas da Universidade de Brasília. A todo o time que faz parte do projeto "Desenvolvimento de Motor a Biogás de Alta Eficiência para Veículos de Transporte de Carga (Biogás)", financiado pela Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa (FUNDEP), Rota 2030/Linha V 27192.01.01/2020.06-00, e gerenciado pela Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos (FINATEC), pela bolsa de estudos concedida para a realização deste trabalho.

Ao Decanato de Pós-Graduação da Universidade de Brasília (DPG - UnB), à Fundação de Apoio à Pesquisa do Distrito Federal (FAP-DF), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo auxílio financeiro concedido para a realização deste trabalho.

A Niki, minha fiel companheira em todas as horas de escrita.

## RESUMO

BORGES, M.D.R. S. **Avaliação do ciclo de vida de tecnologias de purificação, utilização e distribuição do biogás de esterco bovino**. Brasília, 2025. 116 p. Tese de Doutorado (Doutorado em Ciências Mecânicas) – Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas - Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2025.

A viabilidade do biogás como alternativa para a descarbonização tem se mostrado vantajosa, diante de seu potencial energético e de suas vias de aproveitamento. Com o objetivo de avaliar os impactos ambientais dos processos envolvidos na produção de biogás, o presente estudo utilizou a técnica de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV), iniciando na fase de produção de biogás em uma planta de médio porte que utiliza esterco bovino como matéria-prima. Adotando-se 1 MJ de biogás pré-filtrado como unidade funcional e combinando-se dados primários e secundários para a composição do Inventário de Ciclo de Vida (ICV), o estudo incluiu a modelagem de cenários de uso do biogás, sendo eles: Referência (produção de biogás para eletricidade, como é feito na planta); Cenário 1 - Biogás para biometano (*Pressure Swing Adsorption* - PSA); Cenário 2 - Biogás para biometano (Separação por Membrana - SM) e Cenário 3 - Biogás para biometano (*High-Pressure Water Scrubbing* - HPWS). Quanto aos cenários de distribuição, adotou-se como unidade funcional 1 Nm<sup>3</sup> de biometano, para o qual os cenários se distribuem em PO-DD (Produção na Origem e Distribuição Direta), PH-DT (Produção no Hub e Distribuição Direta) e PH-IR (Produção no Hub e injeção na rede). Na concepção dos modelos de ACV, foi utilizada a ferramenta *LCA for Experts*, com o método CML 2001, adotando como categorias de impacto: *Global Warming Potential* (GWP), *Acidification Potential* (AP), *Eutrophication Potential* (EP), e *Primary Energy Demand* (PED). A análise dos impactos totais mostra que os cenários que empregam SM e HPWS apresentaram o melhor desempenho, ambos registrando as menores contribuições em GWP ( $1,42 \times 10^{-1}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ), o que representa impactos 24% menores em relação ao cenário 1, que utiliza PSA. No que se refere aos cenários de distribuição, o cenário caracterizado pela produção de biometano na origem e sua distribuição direta ao consumidor (PO-DD) apresentou o menor impacto no transporte e a maior eficiência energética global. Assim, o estudo traz insights valiosos sobre as vias de aproveitamento energético do biogás, como a possibilidade de descarbonização do transporte de carga e a superação dos desafios de distribuição existentes.

**Palavras-chave:** Avaliação do ciclo de vida; biogás; biometano; distribuição; descarbonização dos transportes.

## ABSTRACT

The viability of biogas as an alternative for decarbonization has proven advantageous due to its energy potential and the multiple pathways for its energetic utilization. Aiming to assess the environmental impacts associated with the processes involved in biogas production, this study applied the Life Cycle Assessment (LCA), beginning with the biogas production phase in a medium-scale plant that uses bovine manure as feedstock. Using 1 MJ of pre-filtered biogas as the functional unit and combining primary and secondary data to construct the Life Cycle Inventory (LCI), the study modeled several biogas utilization scenarios: Reference (biogas-to-electricity, as currently applied in the plant); Scenario 1 – biogas-to-biomethane via Pressure Swing Adsorption (PSA); Scenario 2 – biogas-to-biomethane via Membrane Separation (MS); and Scenario 3 – biogas-to-biomethane via High-Pressure Water Scrubbing (HPWS). For distribution pathways, 1 Nm<sup>3</sup> of biomethane was adopted as the functional unit, with scenarios defined as PO-DD (Production at Origin and Direct Distribution), PH-DT (Production at Hub and Direct Distribution), and PH-IR (Production at Hub and Injection into the Gas Grid). LCA modeling was conducted using the *LCA for Experts*, applying the CML 2001 method and considering the following impact categories: Global Warming Potential (GWP), Acidification Potential (AP), Eutrophication Potential (EP), and Primary Energy Demand (PED). The results indicate that the MS and HPWS technologies showed the best environmental performance, both yielding the lowest GWP values ( $1.42 \times 10^{-1}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ), corresponding to a 24% reduction relative to the PSA-based scenario. Regarding distribution, the scenario involving production at origin with direct delivery to the end user (PO-DD) presented the lowest transport-related impacts and the highest overall energy efficiency. Overall, the study provides valuable insights into the energetic utilization pathways of biogas, highlighting its potential to support freight transport decarbonization and address existing distribution challenges.

**Keywords:** Life Cycle Assessment; biogas; biomethane; distribution; transport sector decarbonization.

## SUMÁRIO

|                                                                                               |      |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| AGRADECIMENTOS .....                                                                          | vi   |
| RESUMO .....                                                                                  | vii  |
| ABSTRACT .....                                                                                | viii |
| SUMÁRIO.....                                                                                  | ix   |
| LISTA DE TABELAS .....                                                                        | xi   |
| LISTA DE FIGURAS .....                                                                        | xii  |
| LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIACÕES.....                                                          | xv   |
| 1. Introdução.....                                                                            | 1    |
| 1.1 Objetivo Geral .....                                                                      | 5    |
| 1.2 Objetivos Específicos .....                                                               | 5    |
| 1.3. Estrutura do trabalho .....                                                              | 5    |
| 2. Revisão Bibliográfica.....                                                                 | 6    |
| 2.1. Biogás e biometano: conceitos e funcionalidades .....                                    | 6    |
| 2.2. Tecnologias de purificação .....                                                         | 10   |
| 2.3. Impactos ambientais dos diferentes aproveitamentos energéticos do biogás ....            | 15   |
| 2.4. Desafios do biogás no Brasil: barreiras tecnológicas, econômicas, logísticas e políticas | 23   |
| 2.5. Logística de distribuição do biogás, biometano e gás natural no Brasil.....              | 27   |
| 3. Metodologia .....                                                                          | 31   |
| 3.1. Análise de Ciclo de Vida dos Cenários de Purificação do Biogás para Biometano            | 31   |
| 3.1.1. Definição do objetivo e escopo .....                                                   | 31   |
| 3.1.2. Definição do escopo .....                                                              | 32   |
| 3.1.3. Levantamento e Análise do Inventário de Ciclo de Vida.....                             | 40   |

|        |                                                                                                                |     |
|--------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.1.4. | Avaliação dos Impactos de Ciclo de Vida.....                                                                   | 47  |
| 3.2.   | Análise do Ciclo de Vida de Cenários de Distribuição de biogás e biometano                                     | 49  |
| 3.2.1. | Definição do objetivo .....                                                                                    | 49  |
| 3.2.2. | Definição do escopo .....                                                                                      | 50  |
| 3.2.3. | Levantamento do Inventário de Ciclo de vida.....                                                               | 54  |
| 3.2.4. | Avaliação de Impactos do Ciclo de Vida (AICV).....                                                             | 59  |
| 4.     | Resultados e Discussão .....                                                                                   | 60  |
| 4.1.   | Análise dos Impactos de Ciclo de Vida (AICV) dos cenários de purificação do biogás para biometano.....         | 60  |
| 4.1.1  | Global Warming Potential.....                                                                                  | 60  |
| 4.1.2  | Acidification Potential.....                                                                                   | 63  |
| 4.1.3  | Eutrophication Potential.....                                                                                  | 65  |
| 4.1.4  | Primary Energy Demand.....                                                                                     | 67  |
| 4.1.5  | Perspectivas para o biogás e o biometano potencializarem sua contribuição na matriz energética brasileira..... | 70  |
| 4.2.   | Análise dos Impactos de Ciclo de Vida (AICV) dos cenários de distribuição do biogás e biometano.....           | 73  |
| 4.2.1. | Global Warming Potential.....                                                                                  | 73  |
| 4.2.2. | Acidification Potential.....                                                                                   | 76  |
| 4.2.3. | Eutrophication Potential .....                                                                                 | 77  |
| 4.2.4. | Primary Energy Demand .....                                                                                    | 79  |
| 4.2.5. | Influência dos cenários de distribuição do biogás para descarbonização do setor de transportes no Brasil ..... | 82  |
| 5.     | Conclusões .....                                                                                               | 84  |
| 5.1.   | Sugestões para pesquisas futuras.....                                                                          | 87  |
| 5.     | Referências .....                                                                                              | 89  |
|        | Apêndice A – Trabalhos Publicados .....                                                                        | 108 |
|        | Apêndice B – Planos de modelagem realizadas no software LCA for Experts .....                                  | 109 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                                                                                                                      |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1 - Estudos de ACV que abordam diferentes cenários de biogás.....                                                                                                             | 17 |
| Tabela 2 - Inventário do ciclo de vida da fase de produção do biogás, considerando 1 MJ como unidade funcional. ....                                                                 | 41 |
| Tabela 3 - Composição química do biogás dessulfurizado e do biometano (ARDOLINO, FILOMENA; PARRILLO; ARENA, 2018). ....                                                              | 42 |
| Tabela 4 - Inventário de Ciclo de Vida (ICV) da Unidade Cogeração de Calor e Energia ( <i>Combined Heat and Power</i> – CHP), de acordo com a unidade funcional de 1 MJ de biogás... | 43 |
| Tabela 5 - Inventário do Ciclo de Vida dos cenários de purificação de biogás para biometano, considerando 1 MJ de biometano como unidade funcional. ....                             | 45 |
| Tabela 6 - Propriedades do biometano de acordo com a tecnologia de upgrade (ARDOLINO, F. <i>et al.</i> , 2021). ....                                                                 | 46 |
| Tabela 7 - Inventário de Ciclo de Vida (ICV) do processo de aplicação do esterco no solo, conforme o cenário 4, calculado para a unidade funcional de 1 MJ de biogás.....            | 47 |
| Tabela 8 - Inventário do processo de purificação do tipo HPWS, calculado para 1 Nm <sup>3</sup> de biometano como unidade funcional da fase de distribuição. ....                    | 56 |
| Tabela 9 - Dados de pressão utilizados em cada um dos processos de compressão, de acordo com os cenários de distribuição (FERRARI <i>et al.</i> , 2024). ....                        | 57 |
| Tabela 10 - Inventário dos processos de compressão do biogás ou biometano adotados, calculados para 1 Nm <sup>3</sup> de biometano. ....                                             | 57 |
| Tabela 11 - Inventário dos processos de transporte, calculado para 1 Nm <sup>3</sup> de biometano como unidade funcional. ....                                                       | 58 |

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                                      |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 - Fases envolvidas no processo de digestão anaeróbica. (Adaptado de (WELLINGER; MURPHY; BAXTER, 2013)).                     | 8  |
| Figura 2 - Fluxograma simplificado do processo de <i>Pressure Swing Adsorption</i> (PSA). Adaptado de (BAUER <i>et al.</i> , 2013a). | 11 |
| Figura 3 - Fluxograma simplificado do processo de upgrade do tipo separação por membrana. Adaptado de (BAUER <i>et al.</i> , 2013a). | 12 |
| Figura 4 - Fluxograma simplificado do processo de upgrade do tipo HPWS. Adaptado de (BAUER <i>et al.</i> , 2013a).                   | 13 |
| Figura 5 – Distribuição espacial das plantas de biogás existentes no Brasil. Fonte: Adaptado de CIBIOGAS, 2023a.                     | 25 |
| Figura 6 - Mapa dos gasodutos existentes no Brasil para o transporte e a distribuição de gás natural. Fonte: (ANP, 2023).            | 26 |
| Figura 7 - Fluxograma ilustrativo do sistema em estudo, demonstrando suas fronteiras.                                                | 33 |
| Figura 8 - Fronteiras do sistema de fase de produção para 1 MJ de biogás bruto.                                                      | 36 |
| Figura 9 - Limites do sistema adotados no cenário de referência.                                                                     | 36 |
| Figura 10 – Limites do sistema adotados no Cenário 1 - Purificação de biogás por <i>Pressure Swing Adsorption</i> (PSA).             | 37 |
| Figura 11 – Limites do sistema adotados no Cenário 2 - Purificação do biogás por Separação por Membranas (SM).                       | 38 |
| Figura 12 – Limites do sistema adotados no Cenário 3 - Purificação de biogás por <i>High-Pressure Water Scrubbing</i> (HPWS).        | 38 |
| Figura 13 - Limites do sistema adotados no Cenário 4 - Sem produção de biogás, apenas aplicação do esterco no campo.                 | 39 |
| Figura 14 - Fluxograma ilustrativo das fronteiras do sistema em estudo, demonstrando quais processos foram considerados.             | 50 |
| Figura 15 - Limites do sistema e processos adotados no Cenário de Purificação na Origem e Distribuição Direta (PO-DD).               | 52 |
| Figura 16 - Limites do sistema adotados no Cenário Purificação em Hub e Distribuição Direta (PH-DT).                                 | 53 |

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 17 - Limites do sistema e processos adotados no Cenário Purificação em Hub e Injeção na Rede (PH-IR). .....                                                                                                                                                                                                                            | 54 |
| Figura 18 - Resultados dos impactos de GWP por cenário e processo incluído. Referência – Situação real da instalação (biogás para eletricidade e geração de calor); C1 – Biogás para biometano por PSA; C2 – Biogás para biometano por SM; C3 – Biogás para biometano por HPWS; C4 – Sem produção de biogás. ....                             | 60 |
| Figura 19 - Resultados dos impactos do AP do processo, incluídos em cada cenário. Cenário de referência – Situação real da instalação (biogás para eletricidade e geração de calor); C1 – Biogás para biometano por PSA; C2 – Biogás para biometano por MS; C3 – Biogás para biometano por HPWS; C4 – Sem produção de biogás. ....            | 64 |
| Figura 20 - Resultados dos impactos do EP do processo, incluídos em cada cenário. Cenário de referência – Situação real da instalação (biogás para eletricidade e geração de calor); C1 - Biogás para biometano por PSA; C2 - Biogás para biometano por MS; C3 - Biogás para biometano por HPWS; C4 – Sem produção de biogás. ....            | 66 |
| Figura 21 - Resultados dos impactos do PED do processo, incluídos em cada cenário. Cenário de referência – Situação real da instalação (biogás para eletricidade e geração de calor); C1 - Biogás para biometano por PSA; C2 - Biogás para biometano por MS; C3 - Biogás para biometano por HPWS; C4 – Sem produção de biogás. ....           | 68 |
| Figura 22 – Contribuições relativas em PED, de acordo com o tipo de energia em cada cenário. Cenário de referência – Situação real da instalação (biogás para eletricidade e geração de calor); C1 - Biogás para biometano por PSA; C2 - Biogás para biometano por MS; C3 - Biogás para biometano por HPWS; C4 – Sem produção de biogás. .... | 69 |
| Figura 23 - Resultados dos impactos de GWP para os cenários PO-DD (Purificação na Origem e Distribuição Direta); PH-DT (Purificação em Hub e Distribuição Terrestre); PH-IR (Purificação em Hub e Injeção na Rede), por processos envolvidos. ....                                                                                            | 73 |
| Figura 24 - Resultados dos impactos de PA para os cenários PO-DD (Purificação na Origem e Distribuição Direta); PH-DT (Purificação em Hub e Distribuição Terrestre); PH-IR (Purificação em Hub e Injeção na Rede), por processos envolvidos. ....                                                                                             | 76 |
| Figura 25 - Resultados dos impactos de PE para os cenários PO-DD (Purificação na Origem e Distribuição Direta); PH-DT (Purificação em Hub e Distribuição Terrestre); PH-IR (Purificação em Hub e Injeção na Rede), por processos envolvidos. ....                                                                                             | 78 |
| Figura 26 - Resultados de PED para os cenários PO-DD (Purificação na Origem e Distribuição Direta); PH-DT (Purificação em Hub e Distribuição Terrestre); PH-IR (Purificação em Hub e Injeção na Rede), por processos envolvidos. ....                                                                                                         | 79 |

Figura 27 - Contribuições relativas em PED, de acordo com o tipo de energia em cada cenário: PO-DD (Purificação na Origem e Distribuição Direta); PH-DT (Purificação em Hub e Distribuição Terrestre); PH-IR (Purificação em Hub e Injeção na Rede).....81

## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIACÕES

**ACV** - Avaliação do Ciclo de Vida

**ICV** - Inventário do Ciclo de Vida

**GWP** - *Global Warming Potential*

**AP** - *Acidification Potential*

**EP** – *Eutrophication Potential*

**PED** – *Primary Energy Demand*

**HC** - Hidrocarbonetos

**NO<sub>x</sub>** - Óxidos de nitrogênio

**CH<sub>4</sub>** - Metano

**CO<sub>2</sub>** - Dióxido de carbono

**CO** - Monóxido de carbono

**H<sub>2</sub>S** - Sulfeto de hidrogênio

**Nm<sup>3</sup>** - Normal metro cúbico

**NMVOC** - *Non-methane volatile organic compound*

**NH<sub>3</sub>** - Amônia

**N<sub>2</sub>** - Nitrogênio

**N<sub>2</sub>O** - Óxido nitroso

**SO<sub>2</sub>** - Dióxido de enxofre

**PO<sub>4</sub>** - Fosfato

**PSA** - *Pressure Swing Adsorption*

**SM** - Separação por Membrana

**HPWS** – *High-Pressure Water Scrubbing*

## 1. Introdução

A descarbonização do setor de transportes e da matriz energética por meio do uso de biocombustíveis tem se apresentado como uma alternativa vantajosa para reduzir as emissões decorrentes do uso intensivo de combustíveis fósseis. Essa diretriz se alinha às metas globais de sustentabilidade, expressas tanto pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) na Agenda 2030, em particular o ODS 7 que trata sobre energia limpa e acessível, quanto pelos compromissos internacionais assumidos no âmbito do Acordo de Paris, que orientam a redução das emissões pela adoção de rotas tecnológicas mais sustentáveis, energia limpa e desenvolvimento tecnológico (KEOGH *et al.*, 2022).

O desenho do plano de ação para atingir essas metas tem sido por meio da determinação de suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (*Nationally Determined Contribution* – NDC), que representam o conjunto de ações voltadas para reduzir as mudanças climáticas, adotadas por cada país. Mais recentemente, a NDC brasileira foi atualizada durante a 29ª Conferência das Partes (COP29), adotando como metas reduzir as emissões de GEE em 59% e 67% até 2035, zerar as emissões líquidas até 2050, promover a integração tecnológica, usar recursos de forma consciente e gerar empregos (MDA, 2024).

Os biocombustíveis representam, portanto, uma relevante estratégia para trazer tanto a redução de emissões como avanços tecnológicos significativos, propondo a redução do uso de combustíveis fósseis e a adaptação a novas práticas, com vistas a uma transição energética justa e equilibrada. Ainda que esse processo seja feito de maneira gradual, a transição energética no Brasil enfrenta desafios tecnológicos, econômicos e logísticos que dificultam a transição do uso de fontes não renováveis para a produção e o uso de biocombustíveis (SCHOLZ; MELIN; WESSLING, 2013).

O biogás e o biometano se inserem nesse contexto como opções de biocombustível alternativo, com características semelhantes às do gás natural Clique ou toque aqui para inserir o texto., porém com um processo produtivo sustentável baseado na digestão anaeróbica de substratos como esterco animal Clique ou toque aqui para inserir o texto., resíduos orgânicos de diferentes origens Clique ou toque aqui para inserir o texto. e ainda por culturas energéticas (CIDADES, 2016; PAPONG *et al.*, 2014). Além de seu processo produtivo reduzir significativamente as emissões ao meio

ambiente, a purificação do biogás em biometano acrescenta propriedades físico-químicas que vão além da elevada concentração de metano (CH<sub>4</sub>).

Entre 2000 e 2021, houve a expansão da produção de biogás em âmbito mundial, que passou de 2455 MW para 21400 MW, com os principais contribuintes sendo os países da União Europeia, a China e os Estados Unidos (IRENA, 2021a). Atualmente, essas regiões possuem um elevado incentivo federal à produção de biogás, o que leva a um desenvolvimento que conta com uma quantidade significativa de matéria-prima e de rotas tecnológicas (ESTEVEZ *et al.*, 2019).

A participação do Brasil nesse contexto vem crescendo ao longo dos anos. Dados recentes do Panorama do Biogás de 2024 indicam que o país possui 1587 plantas em operação, com uma produção anual de 4,71 bilhões de Nm<sup>3</sup>/ano (CIBIOGAS, 2023a; IRENA, 2021b). Do total de plantas de biogás em operação no Brasil, 54 unidades empregam o biogás para produzir biometano, o que equivale a 2,7 milhões de Nm<sup>3</sup>/dia (CIBIOGAS, 2024a).

Os números revelam avanços relevantes do país na produção de biogás e biometano, mas também evidenciam a necessidade de desenvolver tecnologias para a purificação e o armazenamento desse importante biocombustível. Do ponto de vista das políticas públicas, esses dados indicam a urgência de marcos regulatórios claros, incentivos fiscais e mecanismos de financiamento que estimulem os investimentos no setor. Dessa forma, ressalta-se a importância do direcionamento de estratégias que possam promover um melhor aproveitamento do biogás como insumo energético no país, considerando a versatilidade que o biogás apresenta tanto na produção de bioenergia como de combustível veicular.

Neste contexto, destaca-se a potencial contribuição do biometano quando utilizado como estratégia de descarbonização do setor de transportes, mais especificamente do transporte de cargas. Estudos recentes apontam que as emissões do transporte rodoviário no Brasil, em 2019, correspondiam a 196,5 milhões de toneladas (Mt) de CO<sub>2</sub> Eq., o equivalente a 83% das emissões totais do setor de transporte, das quais 78,9 Mt de CO<sub>2</sub> Eq. correspondiam apenas ao setor de transporte de cargas (WB, 2024).

Por se localizarem em áreas rurais, a produção de biometano a partir de resíduos agrícolas ainda está em desenvolvimento lento, sendo grande parte oriunda da indústria e de RSU e esgoto (CIBIOGAS, 2024b). Além disso, por se tratar de um biocombustível

gasoso, ainda há necessidade de desenvolver estratégias logísticas que facilitem a chegada desse importante biocombustível ao consumidor.

No âmbito regulatório, as políticas de incentivo à produção de biogás no Brasil tiveram avanços significativos, com a sanção, em 2024, da Lei do Combustível do Futuro, proposta inicialmente em abril de 2021 (MME, 2021). Na referida Lei, integram-se políticas públicas brasileiras já existentes, como Renovabio (BRASIL, 2017), PROCONVE (Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores) (CONAMA, 2018) e Rota 2030 (BRASIL, 2018) que abordam o uso de biocombustíveis, com várias vertentes e recomendações.

Uma de suas principais inovações é a inclusão da metodologia de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) para estimativa de emissões e no processo de certificação, podendo abranger, em suas fronteiras do sistema, desde a produção do biocombustível até sua combustão em um veículo (BRASIL, 2017). Nesse sentido, a metodologia de ACV constitui uma estrutura para investigar os impactos ambientais dos biocombustíveis em suas diversas fases de produção e uso. A ACV se subdivide em etapas que incluem a definição de objetivo e escopo, Inventário do Ciclo de Vida (ICV), Avaliação dos Impactos de Ciclo de Vida (AICV) e interpretação, conforme disposto nas NBR 14.040 (ABNT, 2009a) e 14.044 (ABNT, 2009b).

Dessa forma, a ACV desenvolvida no presente estudo inicia-se pela fase de produção de biogás na planta, com a entrega de 1 MJ de biogás pré-filtrado, e os dados primários e secundários são combinados para a composição do ICV. Em seguida, o estudo inclui a modelagem de cenários de uso do biogás produzido, abordando, como cenário de referência, a situação atual da planta piloto, em que o aproveitamento do biogás é para gerar eletricidade. Em seguida, na tentativa de ampliar o escopo do aproveitamento do biogás como vetor para a descarbonização dos transportes, utilizando-o como combustível veicular, propõem-se cenários com diferentes tecnologias de purificação do biogás em biometano, evidenciando os aspectos-chave que contribuem para as emissões totais do sistema produtivo. O cenário 1 aborda a técnica de *Pressure Swing Adsorption* – PSA, seguido pelo cenário 2, que aborda a tecnologia de Separação por membranas - SM, e pelo cenário 3, que aborda a tecnologia de *High-Pressure Water Scrubbing* – HPWS. Por fim, propõe-se o cenário 4, que considera o não aproveitamento do esterco para gerar biogás, considerando apenas seu espalhamento pelo solo.

Por fim, são propostos os cenários de distribuição, considerando o contexto brasileiro atual de infraestrutura tecnológica existente. Essa parte do estudo se inicia com o desenho do cenário Purificação na Origem e Distribuição Direta - PO-DD como opção descentralizada. Em seguida, como opções descentralizadas, foi proposto o cenário Produção no Hub e Distribuição Direta - PH-DT, no qual admite-se que o biogás produzido seja enviado a um “hub” de purificação e distribuído diretamente ao consumidor após a purificação. Por fim, foi proposto o cenário Purificação em Hub e Injeção na Rede - PH-IR, no qual a produção de biometano também ocorre no hub e é posteriormente transportado por caminhão a diesel para ser injetado na rede de gasodutos existente no país.

Nesse sentido, a inovação deste estudo reside na integração das análises de cenários propostas, orientadas pelas seguintes perguntas: (i) quais são os impactos ambientais associados às diferentes tecnologias de purificação de biogás aplicáveis às plantas de pequeno e médio porte? (ii) Quais alternativas de distribuição podem ser adotadas para viabilizar o uso do biometano em diferentes contextos? A partir dessas questões, foram consideradas as hipóteses de que (a) tecnologias de purificação apresentam variações significativas nos impactos ambientais e na eficiência operacional, e (b) a escolha da rota de distribuição influencia diretamente a viabilidade econômica e ambiental do biometano. Assim, o mapeamento dos processos e dos impactos ambientais dos cenários pretende evidenciar dados contextualizados e tecnicamente fundamentados, apoiando os tomadores de decisão no delineamento de estratégias para ampliar o aproveitamento energético do biogás.

## 1.1 Objetivo Geral

Este estudo teve como objetivo avaliar os impactos do ciclo de vida das tecnologias de purificação, utilização e distribuição do biogás de esterco bovino em uma planta de pequeno ou médio porte no Brasil.

## 1.2 Objetivos Específicos

- Elaborar o Inventário de Ciclo de Vida (ICV) da produção de biogás a partir de esterco bovino leiteiro, utilizando dados primários coletados em uma planta brasileira;
- Avaliar e comparar os impactos ambientais de cenários que envolvem possibilidades de uso, técnicas diferentes de purificação, não aproveitamento do esterco, e da distribuição de biogás e biometano;
- Analisar diferentes cenários de distribuição do biogás e biometano, considerando as condições operacionais atuais das plantas produtoras e da infraestrutura disponível para gás natural no Brasil, de modo a identificar as principais fontes de impactos ambientais associadas aos processos envolvidos nos cenários.

## 1.3. Estrutura do trabalho

No Capítulo 1, são apresentados a introdução e os objetivos gerais e específicos do estudo, seguido pelo Capítulo 2, que apresenta cinco tópicos que consideram os diferentes contextos do estado da arte relacionados à temática do estudo. No Capítulo 3, apresenta-se a metodologia de ACV realizada, conforme padronização pelas ISO 14040 e 14044, subdividindo-se em diferentes análises de cenários propostas (tecnologias de purificação, uso e distribuição). Dividindo-se da mesma maneira, o Capítulo 4 traz os Resultados e a Discussão, que apresenta a análise do desempenho ambiental dos cenários de acordo com as categorias de impacto e ainda algumas perspectivas acerca dos principais insights fornecidos pelos resultados obtidos. O Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho, bem como recomendações para trabalhos futuros. Adicionalmente, no Apêndice A encontra-se uma lista de trabalhos publicados ao longo da produção do presente estudo e, por fim, o Apêndice B, onde se listam os principais planos de modelagem do estudo utilizando o software *LCA for Experts*.

## 2. Revisão Bibliográfica

### 2.1. Biogás e biometano: conceitos e funcionalidades

O biogás é um biocombustível atrativo em vários aspectos, tanto tecnológicos como climáticos e energéticos. Isso se deve a ser um produto advindo da digestão anaeróbica de diferentes matérias orgânicas (BERGLUND; BÖRJESSON, 2006). Dependendo da matéria-prima e das tecnologias empregadas, o biogás pode apresentar uma composição química de 50–75% de metano ( $\text{CH}_4$ ), 25–50% de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), 1–2% de óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ), hidrogênio (0–1%), sulfeto de hidrogênio (0–2%) e oxigênio (<1%) (BRAGANÇA *et al.*, 2020; FRANCINI *et al.*, 2019). As diversas matérias-primas frequentemente utilizadas para a obtenção de biogás são diversificadas segundo sua origem, como, por exemplo, o substrato de origem agrícola, que inclui esterco líquido, resíduos da ração animal ou de colheita.

Incluem-se também nesse rol, os resíduos residenciais orgânicos, municipais ou comerciais, desde que seja garantida a coleta seletiva, de modo a separar os resíduos de origem orgânica. E, por fim, as plantações destinadas à produção de biogás, como trigo, arroz, cevada, milho e outras culturas industriais, incluindo cana-de-açúcar e beterraba (WELLINGER; MURPHY; BAXTER, 2013).

Dentre as principais matérias-primas para a produção de biogás no Brasil, destacam-se os dejetos animais e os resíduos da produção agrícola, como a maioria, seguidos pelos resíduos industriais e do saneamento (CHERUBINI *et al.*, 2015; CIBIOGAS, 2023b). No entanto, outros tipos de matérias-primas são demonstrados em estudos recentes, como o lodo de esgoto municipal (FERREIRA *et al.*, 2019), resíduos da produção de vegetações, como mandioca (LIN *et al.*, 2021), a combinação entre resíduos sólidos urbanos e da produção de vinho (NADALETI *et al.*, 2021) e resíduos orgânicos em fazendas pequenas (VAN DER VELDEN *et al.*, 2022), o que confirma a elevada disponibilidade de fontes para a obtenção desse biocombustível.

Além da matéria-prima, outras características podem influenciar a composição química do biogás resultante, como por exemplo o teor de matéria seca dos substratos (digestão úmida ou seca), o tipo de alimentação fornecida ao animal (contínuo, semicontínuo ou descontínuo), a quantidade de fases do processo (uma ou duas fases), e o tipo de digestão anaeróbica empregado de acordo com a temperatura (mesofílicos ou termofílicos) (MCID; GIZ, 2016; ROHSTOFFE, 2010). Além do biogás, é produzido

o digestado, lodo residual da digestão anaeróbica que se deposita no biodigestor e, por sua vez, é rico em nutrientes e pode ser utilizado como biofertilizante para o cultivo de plantas, em substituição aos fertilizantes minerais (KUMAR, 2012).

Devido à vasta disponibilidade de matéria-prima e, principalmente, por ser obtido a partir do aproveitamento de resíduos orgânicos, o biogás se posiciona como uma opção ambientalmente mais viável do que o etanol e o biodiesel para o aproveitamento energético. Como as principais matérias-primas para produção de etanol e biodiesel são focadas em plantações, que por vezes podem concorrer com culturas alimentares, o biogás entra como uma possibilidade que exclui essa problemática.

Em uma típica unidade produtora de biogás, os processos são conduzidos em etapas que se iniciam com o gerenciamento da matéria-prima, incluindo seu transporte até a unidade de produção e armazenamento, seguidas pela geração de biogás e pela deposição de biofertilizantes, e, por fim, pela purificação do biogás e sua utilização prática (ROHSTOFFE, 2010). Por serem processos encadeados, o sistema de produção é dimensionado de acordo com as características do substrato empregado, tanto de forma quantitativa quanto qualitativa, observando-se também critérios de localização (OLIVER *et al.*, 2008), que determinarão o potencial de rendimento de biogás da planta.

A transformação da matéria orgânica em biogás ocorre no interior de um dispositivo chamado biodigestor, que consiste em uma câmara fechada onde se encontra uma série de bactérias, na ausência de oxigênio, semelhantes às encontradas nos organismos de animais ruminantes, que convertem a matéria orgânica em metano (SILVA, 2018). Por isso, a digestão anaeróbica é considerada o coração da planta de biogás, pois é nela que ocorrem os processos de degradação da matéria orgânica mais relevantes para a produção de biogás (MCID; GIZ, 2016).

A ação das bactérias anaeróbicas na conversão da matéria orgânica em biogás ocorre por meio de processos fermentativos, até a formação de metano. Esses processos são denominados hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese e são realizados por bactérias fermentativas e metanogênicas, de acordo com a fase do processo (MURATÇOBANOĞLU *et al.*, 2020; ROSATO, 2017), em uma sequência como mostra a Figura 1.

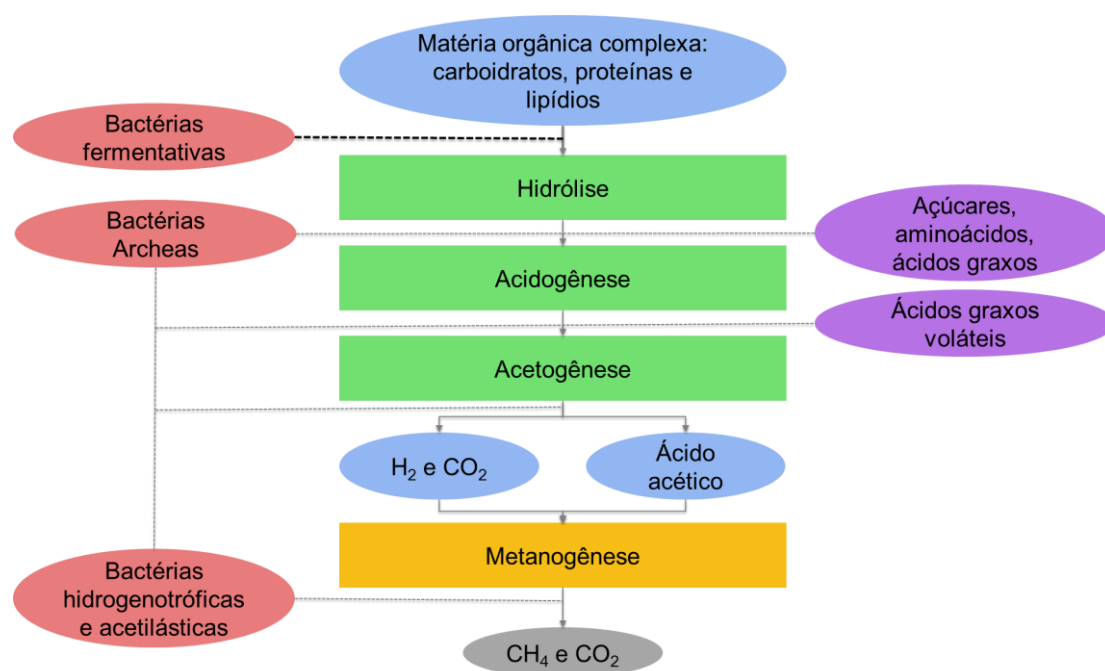


Figura 1 - Fases envolvidas no processo de digestão anaeróbica. (Adaptado de (WELLINGER; MURPHY; BAXTER, 2013)).

Depois de passar por processos de separação anteriores, destinados a facilitar a degradação do resíduo, a matéria-prima enviada ao processo de digestão anaeróbica é composta essencialmente por moléculas orgânicas complexas, como carboidratos, proteínas, aminoácidos, lipídios e alguns minerais (cinzas) (ROSATO, 2017). Por isso, o primeiro processo realizado pelas bactérias é a hidrólise, ou seja, a quebra inicial dessas grandes moléculas (polímeros) em monômeros como glicose, aminoácidos e ácidos graxos. Em seguida, esses monômeros passam por bactérias fermentativas, entrando na fase denominada acidogênese, na qual são formados produtos de fermentação, como ácido acético, hidrogênio, dióxido de carbono e, em sua maioria, ácidos graxos voláteis (com maior número de carbonos, como propionato, butirato, álcoois e cetonas) (ROSATO, 2017; WELLINGER; MURPHY; BAXTER, 2013).

Na fase de acetogênese ocorre a transformação desses ácidos graxos voláteis em ácido acético, hidrogênio e dióxido de carbono. A partir de então, esses produtos passam por bactérias metanogênicas hidrogenotróficas e acetilásticas. As hidrogenotróficas utilizam o  $H_2$  e o convertem em metano e água, e as acetilásticas, por sua vez, convertem o ácido acético em metano e dióxido de carbono (ROSATO, 2017).

Para que o biodigestor funcione de forma eficiente, são adotados diferentes parâmetros, como a carga volumétrica, o tempo de retenção hidráulica e a temperatura.

Sendo assim, o biodigestor é a principal fonte de dados da planta, pois fornece informações sobre rendimento, produtividade e taxa de degradação (ROHSTOFFE, 2010). A escolha do biodigestor adequado deve considerar características interligadas à matéria-prima, como teor de matéria seca, volatilidade dos sólidos, biodegradabilidade, densidade, entre outras (WELLINGER; MURPHY; BAXTER, 2013).

Após a digestão anaeróbica, o biogás produzido passa por fases definidas de acordo com a destinação energética pretendida, incluindo processos de filtração simples para a remoção de  $H_2O$  e  $H_2S$ , o que o habilita à geração de energia elétrica. Já para o uso como combustível veicular, o biogás passa por processos de purificação para biometano, denominados *upgrade*, que removem impurezas do biogás bruto e aumentam a concentração de metano (KOUGIAS; ANGELIDAKI, 2018).

Com relação ao digestado, sua principal destinação é o uso como biofertilizante, como uma possibilidade de reduzir o uso de fertilizantes químicos na agricultura. Por isso, a produção de biogás pode promover uma redução acentuada da contaminação ambiental e dos patógenos, além de diminuir as emissões de gases poluentes e eliminar odores na atmosfera.

Sendo assim, a produção de biogás tem importância relevante para o desenvolvimento da bioeconomia circular no Brasil, pois, além de ser uma estratégia eficiente para a redução dos impactos ambientais, também agrega valor adicional aos produtos obtidos (biogás e biofertilizante) a partir do aproveitamento de resíduos (FAGERSTRÖM *et al.*, 2018; FENG *et al.*, 2023).

Ainda que o biogás apresente vantagens significativas em termos de redução de emissões, sustentabilidade e inovação frente a outros biocombustíveis, e aos combustíveis fósseis, deve-se reconhecer as limitações e *trade-offs* que podem retardar o seu desempenho. Entre estes *trade-offs*, destacam-se as emissões fugitivas de  $CH_4$  ao longo do ciclo de produção (como na captação, compressão, purificação e distribuição), que podem impactar as reduções de impactos ambientais que este proporciona em seu processo produtivo, por exemplo. Condições operacionais da planta, barreiras econômicas e de infraestrutura, *capacity fator*, são outros entraves significativos que exercem influência significativa e podem ser mais bem avaliados ao comparar a viabilidade do biogás frente aos demais biocombustíveis.

## 2.2. Tecnologias de purificação

As técnicas de purificação (também chamadas de “*upgrade*”, em inglês) do biogás são basicamente de filtração, que removem as impurezas e aumentam prioritariamente o teor de metano, reduzindo a concentração de CO<sub>2</sub>. Ou seja, a purificação do biogás para biometano é um processo que viabiliza outras vias de uso do biogás como insumo energético, incorporando versatilidade e inovação tecnológica às cadeias produtivas.

O aumento da alta taxa de octanagem e a alta temperatura de ignição tornam o biometano atrativo para uso em motores de combustão interna, substituindo os tradicionais combustíveis de origem fóssil, como o gás natural (DA COSTA, ROBERTO BERLINI RODRIGUES *et al.*, 2020; YOON; LEE, 2011). Além disso, há uma variedade de aproveitamentos energéticos do biogás, como, por exemplo, o seu uso para cogeração de eletricidade e calor ou como alternativa ao gás liquefeito de petróleo (GLP) (GARFÍ *et al.*, 2019).

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) reconhece o biometano, nos termos do inciso II do Art. 2º da Resolução ANP nº 886/2022 (ANP, 2022), devido à concentração de metano após a purificação do biogás. Diversas tecnologias podem ser empregadas para realizar esse processo em cadeias produtivas de biogás, como as a seguir descritas.

Uma das tecnologias de purificação mais conhecidas é a *Pressure Swing Adsorption* (PSA), que atua por meio das propriedades físicas do gás, ou seja, pelas interações entre as moléculas do gás e o material adsorvente em colunas, nas quais o gás é submetido a pressões variáveis. Uma típica unidade de PSA é apresentada na Figura 2, de modo que a operação contínua das colunas preenchidas com material adsorvente é interligada à passagem do gás a ser purificado.

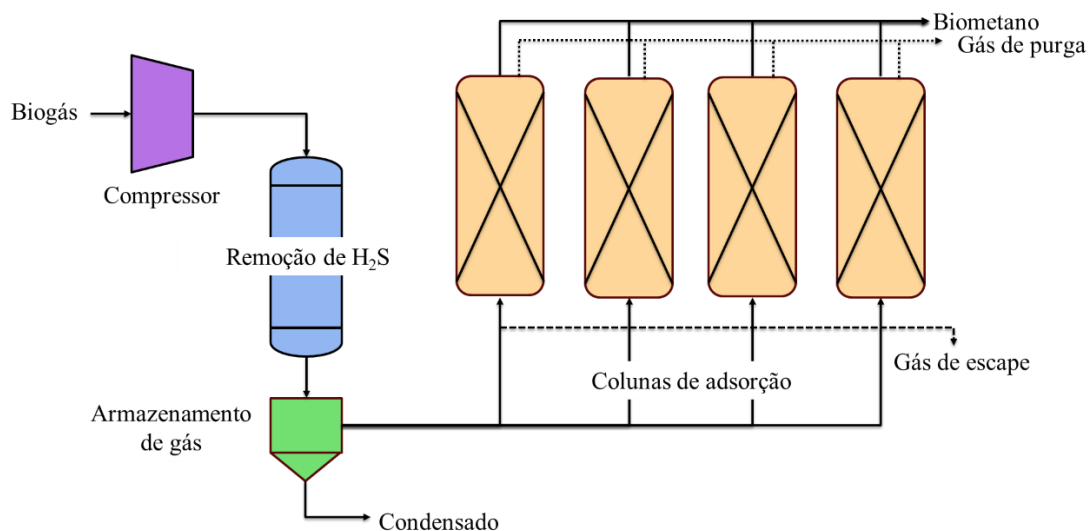


Figura 2 - Fluxograma simplificado do processo de *Pressure Swing Adsorption* (PSA). Adaptado de (BAUER *et al.*, 2013).

Os materiais adsorventes utilizados são microporosos ou mesoporosos, incluindo carvão ativado, zeólitas naturais e sintéticas, titano-silicatos, sílicas em gel e peneiras moleculares de carbono, entre outros (BAUER *et al.*, 2013). Esses materiais são empacotados em colunas, nas quais o gás entra em contato com o material adsorvente, produzindo uma corrente de gás enriquecida nos componentes menos fortemente adsorvidos (BAUER *et al.*, 2013; SESHAN, 1989).

O principal mecanismo de atuação dessa técnica baseia-se no aumento da concentração de metano e na separação do CO<sub>2</sub>, formando o biometano com concentração de CH<sub>4</sub> superior a 97%, o que também confere maior poder calorífico. Além disso, essa técnica apresenta outras contribuições para a purificação de gases, como secagem, fracionamento e produção de hidrogênio a partir da reforma de metano, entre outras (SESHAN, 1989).

O processo de PSA divide-se em quatro etapas: adsorção, despressurização, dessorção e pressurização, distribuídas em quatro colunas verticais. É importante ressaltar a necessidade de prévia remoção de H<sub>2</sub>O e H<sub>2</sub>S presentes no biogás bruto, pois estes podem danificar o material adsorvente contido nas colunas de adsorção (ATELGE *et al.*, 2021b).

Dentre as principais vantagens desse método estão a separação simultânea de compostos como N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> do biogás bruto, o que proporciona uma recuperação de CH<sub>4</sub> de 98 a 99% (ATELGE *et al.*, 2021b). E, dentre suas desvantagens, estão as perdas

de  $\text{CH}_4$ , que podem variar entre 2 e 4% do biometano produzido, e a necessidade de remoção prévia de compostos que podem causar danos ao sistema adsorvente, como  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$  e  $\text{H}_2\text{O}$  (YANG *et al.*, 2014).

Outra técnica de purificação é a separação por membrana (SM), que utiliza um filtro denso feito de material polimérico, capaz de remover as impurezas do biogás por meio do tamanho molecular (BAUER *et al.*, 2013). O princípio dessa técnica é a permeabilidade da membrana utilizada para separar os componentes do biogás bruto (KOUGIAS; ANGELIDAKI, 2018), em um dispositivo como o demonstrado na Figura 3.

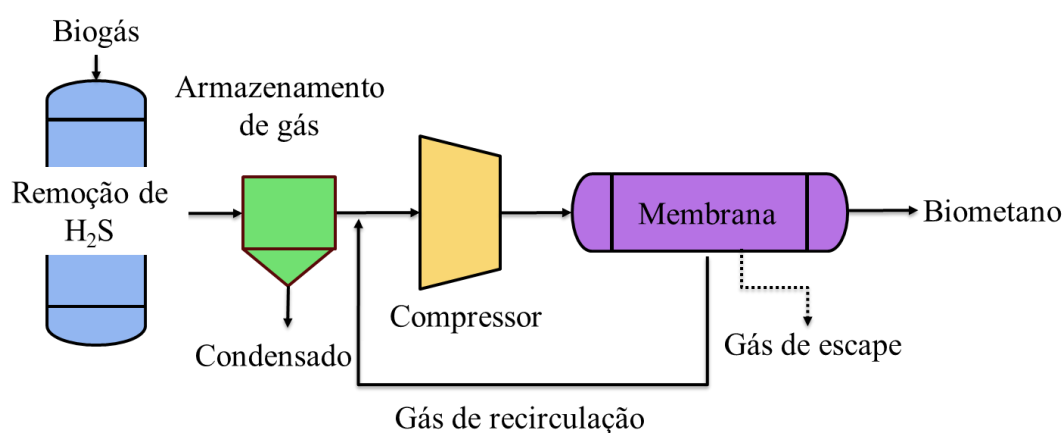


Figura 3 - Fluxograma simplificado do processo de upgrade do tipo separação por membrana. Adaptado de (BAUER *et al.*, 2013).

Dependendo de quais componentes se deseja separar do biogás, o material da membrana pode caracterizar o processo de separação, seja líquida ou seca, no qual a primeira emprega membranas poliméricas capazes de separar  $\text{CH}_4$  e  $\text{CO}_2$  e de remover outros componentes, como água e hidrogênio, do biogás bruto (KOUGIAS; ANGELIDAKI, 2018). Para que a separação por membrana ocorra de forma efetiva, deve-se remover previamente  $\text{H}_2\text{S}$  e  $\text{H}_2\text{O}$  antes de passar pelo processo de compressão de 5–20 bar, para direcioná-lo à unidade de membrana (KOUGIAS; ANGELIDAKI, 2018).

Outra técnica muito conhecida para o upgrade de biogás para biometano é o *High-Pressure Water Scrubbing* (HPWS), que se baseia na diluição de componentes, como  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$ , em água, por meio de colunas pressurizadas (KOUGIAS; ANGELIDAKI, 2018). A vantagem dessa técnica é que esses componentes apresentam

maior solubilidade em água do que o  $\text{CH}_4$ , o que torna o processo de purificação do biogás em biometano mais rápido. O HPWS é subdividido em etapas, como filtragem, compressão, absorção e regeneração, e ocorre por meio de fluxos de água pressurizada em colunas de absorção e de dessorção, como demonstrado na Figura 4 - Fluxograma simplificado do processo de upgrade do tipo HPWS. Adaptado de (BAUER *et al.*, 2013).Figura 4.

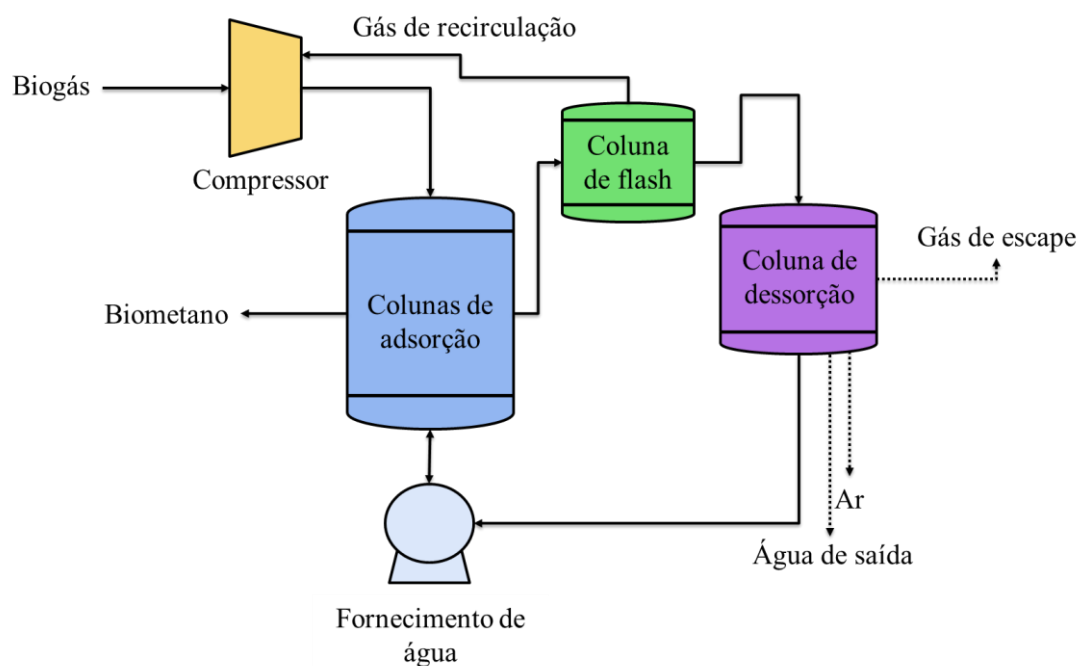


Figura 4 - Fluxograma simplificado do processo de upgrade do tipo HPWS. Adaptado de (BAUER *et al.*, 2013).

O biogás entra no processo de compressão entre 6 e 10 bar, em temperaturas de até 40 °C, e é direcionado ao fundo de uma coluna de absorção, onde o contato gás-líquido é facilitado por meio de um fluxo reverso impulsionado pela coluna flash, ou seja, em contrafluxo. Devido ao contrafluxo imposto, a solubilidade do  $\text{CO}_2$  pode ser até 25 vezes maior do que a do  $\text{CH}_4$ , o que contribui para uma maior eficiência do processo (BAUER *et al.*, 2013).

O upgrade do tipo HPWS apresenta diversas vantagens, como o fato de ser um processo totalmente automatizado e regulado de acordo com a capacidade de produção de biogás da planta, em que o ajuste de vazão e a regulação dos compressores podem variar consideravelmente (MCID; GIZ, 2016). No entanto, a circulação de grandes volumes de água pressurizada requer um elevado consumo de energia elétrica, o que

pode constituir uma desvantagem energética (MCID; GIZ, 2016). Além disso, essa técnica possui baixo custo de operação e de implementação, podendo ser uma das formas de popularizar a purificação do biogás em plantas de menor porte para a produção de biometano.

Os processos de purificação são frequentemente discutidos na literatura sobre ACV de biometano, principalmente com base na absorção, na separação por membrana ou em processos criogênicos. Dentre as tecnologias de purificação, o HPWS é atualmente a técnica mais utilizada em usinas de biometano, seguido pelo PSA e pela Separação Criogênica (BAUER *et al.*, 2013). O PSA apresenta maior percentual de perda de CH<sub>4</sub> em sua operação, o que implica menor eficiência na conversão do biogás em biometano, apesar de seus custos de capital serem comparáveis aos de outras tecnologias (GUPTA *et al.*, 2022; KOHLHEB *et al.*, 2021). O HPWS exige consumo de energia e água, que são diretamente proporcionais à demanda de biogás, o que pode aumentar seus impactos ambientais (FLORIO *et al.*, 2019; GUPTA, PRIYANK; KURIEN; MITTAL, 2023).

A separação por membranas é uma opção de baixo custo e, em geral, requer menor consumo de energia (DAS; NOLAN; LENS, 2022; SCHOLZ; MELIN; WESSLING, 2013). No entanto, as técnicas de PSA e HPWS apresentam elevado consumo de energia em sua fase operacional, o que sugere que as fontes de energia renováveis utilizadas em usinas de biometano constituem uma ferramenta importante para reduzir os impactos ambientais (LOMBARDI; FRANCINI, 2020).

Nesse contexto, ainda que as tecnologias de purificação apresentem diferenças técnico-operacionais relevantes, como descrito acima, dentre os processos descritos há alguns pontos críticos que se consideram relevantes, do ponto de vista da análise de impactos ambientais (ATELGE *et al.*, 2021b). Dentre estes pontos, destacam-se os seguintes:

- Consumo específico de energia elétrica: pode variar, conforme a tecnologia escolhida, dadas as necessidades operacionais de cada um deles (FERRARI *et al.*, 2024);
- Perdas de metano (CH<sub>4</sub>): estão diretamente associadas à eficiência de separação e de produção do biogás na planta, sendo importante seu mapeamento com precisão (RAVINA; GENON, 2015);

- Uso de água e reagentes: especialmente em processos que envolvam lavagem química ou absorção (LIN *et al.*, 2021);
- Emissões indiretas relacionadas à manutenção e descarte de materiais.

Assim, a escolha da tecnologia não apenas define a viabilidade técnica, mas também condiciona os resultados ambientais, reforçando a importância de análises integradas entre o desempenho operacional e os impactos do ciclo de vida, como será descrito na seção seguinte.

### **2.3. Impactos ambientais dos diferentes aproveitamentos energéticos do biogás**

Por ser obtido a partir do aproveitamento de resíduos, o que lhe confere um processo de produção ambientalmente amigável, o biogás se apresenta como uma excelente alternativa para reduzir os impactos ambientais decorrentes do uso de combustíveis fósseis. Fatores como a sua composição química e o seu poder calorífico levam o biogás a níveis elevados, tornando-o um importante biocombustível no mercado de energias renováveis. Após ser purificado para biometano, que lhe confere grande semelhança ao gás natural, torna-se oportuno direcionar sua aplicação prática como alternativa ao gás natural, dadas as reduções de impactos ambientais que ele pode gerar (PÉREZ-CAMACHO; CURRY; CROMIE, 2019a).

Diante de tantas possibilidades, o uso da metodologia Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) se insere como uma importante ferramenta capaz de mapear os impactos ambientais dos processos envolvidos, bem como de suas fases de uso. Por meio da caracterização de cada fluxo envolvido nos processos modelados pela ACV, ou seja, pela elaboração do Inventário de Ciclo de Vida (ICV), bem como de sua análise, é possível vislumbrar a maneira como a adoção desse tipo de alternativa pode ser benéfica ao longo do tempo, assim como auxiliar na tomada de decisões estratégicas por políticas públicas (OSMAN *et al.*, 2021; SURRA; ESTEVES; LAPA, 2021).

A Tabela 1 sintetiza alguns estudos desenvolvidos nos últimos 5 anos nessa temática, detalhando os aspectos das ACVs. Com o objetivo de detectar e comparar os estudos mais recentes sobre cenários de uso de biogás que adotam a metodologia de ACV, a elaboração da Tabela 1 foi realizada com base nas bases de dados Scopus, Google Acadêmico e Periódicos CAPES, entre março de 2022 e janeiro de 2025.

Para encontrar os estudos, foram utilizados termos como “life cycle assessment of biogas”, “life cycle assessment of biogas to biomethane”, “manure biogas”, “LCA of

biogas scenarios”, “LCA of Electricity from biogas”, “biogas plant”, “biogas and heavy-duty vehicles”, “biogas production”, “biomethane production”, “logistical of biogas and biomethane production” e “biogas production in Brazil”. A escolha dos estudos listados se baseou em alguns critérios, para melhor interligar os estudos aos objetivos do trabalho, que incluem:

- Trabalhos com comparação dos usos do biogás/biometano (CHP, injeção em rede, combustível veicular) e/ou de diferentes tecnologias de upgrade (membranas, PSA, HPWS).
- Estudos que reportam a unidade funcional, os limites de sistema, o método de avaliação dos impactos (CML, ReCiPe etc.) e as hipóteses-chave (perdas de CH<sub>4</sub>, consumo específico de energia).
- Inclusão de diferentes regiões e arranjos de infraestrutura, para evitar viés de contexto.

Adicionalmente, priorizou-se trazer, para cada estudo listado na tabela, apenas as categorias de impacto mais relevantes, visando a uma lista não exaustiva de todas as categorias de impacto abordadas.

Tabela 1 - Estudos de ACV que abordam diferentes cenários de biogás.

| Local  | Características da ACV                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | Principais contribuições                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | Aproveitamento energético do biogás                                                                             | Ref.                          |
|--------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| Brasil | <b>Unidade Funcional:</b> 1 kg de produtos de mandioca (amido ou farinha)<br><b>Metodologia:</b> ReciPe<br><b>Fronteiras do sistema:</b> cradle-to-gate/berço ao portão<br><b>Categorias de impacto:</b><br>✓ Global Warming Potential<br>✓ Cumulative Energy Demand<br>✓ Eutrophication Potential<br>✓ Acidification Potential<br>✓ Resources Depletion | ✓ O estudo visa estimar os impactos de ciclo de vida de uma pequena indústria brasileira de produção de mandioca.<br>✓ São propostos cenários que consideram a condição atual da planta, uma opção melhorada do primeiro, e é proposto um circuito de aproveitamento dos resíduos, água, energia e alimentos.<br>✓ As principais fontes de impactos ambientais da planta foram identificadas como: deposição dos resíduos de mandioca em aterros sanitários, uso de energia para produção de amido e farinha, e as emissões do uso de fertilizantes na fase de plantio.                    | ✓ Produção de energia elétrica e calor (Unidade CHP)<br>✓ Não envolve a purificação para biometano              | (LIN <i>et al.</i> , 2021)    |
| Brasil | <b>Unidade Funcional:</b> 1 tonelada de esterco suíno tratado<br><b>Metodologia:</b> ReciPe<br><b>Fronteiras do sistema:</b> cradle-to-gate/berço ao portão<br><b>Categorias de impacto:</b><br>✓ Global Warming Potential<br>✓ Eutrophication Potential<br>✓ Acidification Potential<br>✓ Terrestrial Toxicity                                          | ✓ O estudo avalia a os impactos do ciclo de vida de cinco usinas de tratamento de biogás utilizando resíduos da suinocultura<br>✓ São comparados cenários para o aproveitamento do biogás, incluindo a geração de energia elétrica e biometano.<br>✓ O biogás para geração de eletricidade pode mitigar 100% das emissões de GEE, enquanto a produção de biogás para biometano pode mitigar até 114%.<br>✓ O estudo inclui cenários que trazem o uso do biometano como alternativa ao diesel e gasolina em veículos, e ainda, o transporte do biometano por um gasoduto ao longo de 22 km. | ✓ Produção de energia elétrica e calor (Unidade CHP)<br>✓ Purificação para biometano por meio da técnica de PSA | (HOLLAS <i>et al.</i> , 2022) |

|             |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                          |                                       |
|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|
| Egito       | <p><b>Unidade Funcional:</b> 1 m<sup>3</sup> de biogás</p> <p><b>Metodologia:</b> ReciPe</p> <p><b>Fronteiras do sistema:</b> cradle-to-gate/berço-ao-portão</p> <p><b>Categorias de impacto:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Climate change</li> <li>✓ Ozone depletion</li> <li>✓ Acidification Potential</li> <li>✓ Eutrophication Potential</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Com o uso da ACV, os autores estudaram a produção de biogás de esterco animal de plantas pequenas, incluindo sua demolição (impactos de fim de vida)</li> <li>✓ Nesse sentido, os autores concluíram que a fase operacional da planta, e principalmente o vazamento de biogás, são as principais fontes de impactos ambientais da produção de biogás.</li> <li>✓ A pegada ambiental total foi duas vezes maior que a do biogás produzido por grandes usinas de biogás operando na Europa.</li> </ul>                                                                                                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Não envolve o aproveitamento energético do biogás.</li> </ul>                                                                                   | (IOANNOU-TTOFA <i>et al.</i> , 2021b) |
| Reino Unido | <p><b>Unidade Funcional:</b> 1 tonelada de resíduos, dos quais são 360 kg de resíduos alimentares e 640 kg de esterco bovino.</p> <p><b>Metodologia:</b> CML-2001</p> <p><b>Fronteiras do sistema:</b> cradle-to-gate/berço-ao-portão</p> <p><b>Categorias de impacto:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Global Warming Potential</li> </ul>                | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Este estudo avaliou a viabilidade técnico-econômica e os impactos ambientais de resíduos orgânicos para o desenvolvimento de biometano em Glasgow, Reino Unido, usando análise de valor presente líquido (VPL) e avaliação do ciclo de vida.</li> <li>✓ Quatro tecnologias diferentes de atualização de biogás (lavagem de água pressurizada, depuração química, separação por membrana e adsorção por oscilação de pressão) foram comparadas.</li> <li>✓ A tecnologia de separação por membrana apresentou as melhores reduções de impactos, com 264 kg de CO<sub>2</sub> eq./tonelada de resíduos.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Não envolve o aproveitamento energético, apenas propõe a injeção do biometano na matriz energética, como fonte de energia renovável.</li> </ul> | (GUPTA <i>et al.</i> , 2022)          |
| Itália      | <p><b>Unidade Funcional:</b> 1 Nm<sup>3</sup> de metano</p> <p><b>Metodologia:</b> Environmental Footprint (EF) 3.0</p> <p><b>Fronteiras do sistema:</b> cradle-to-gate/berço-ao-portão</p> <p><b>Categorias de impacto:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Climate change</li> </ul>                                                                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Fornece uma comparação de três diferentes opções para o fornecimento de gás natural/metano na Europa, por meio de cenários de ciclo de vida que envolvem biometano a partir de biogás, Gás Natural Liquefeito (GNL) transportado por navios e gás comprimido em gasodutos.</li> <li>✓ A comparação entre os cenários de ACV</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Não envolve o uso, apenas a entrega de biometano comprimido e sua injeção na rede, assim como seu transporte.</li> </ul>                        | (AMATO <i>et al.</i> , 2023)          |

- ✓ Acidification Potential
- ✓ Eutrophication Potential
- ✓ Ozone depletion
- ✓ Land use

mostrou o biometano a partir do biogás como melhor opção frente aos impactos ambientais, devido ao processo de digestão anaeróbica, aproveitamento de um resíduo para uso energético e créditos ambientais.

✓ Mostra como o biometano pode reduzir a dependência de petróleo em países como a Itália, que possui poucas reservas de combustíveis fósseis, com um total de -1,7 kg de CO<sub>2</sub> eq./Nm<sup>3</sup> de metano.

|                          |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                          |
|--------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|
| Dinamarca                | <p><b>Unidade Funcional:</b> 1000 Nm<sup>3</sup> de biogás</p> <p><b>Metodologia:</b> Environmental Footprint (EF) 3.0</p> <p><b>Fronteiras do sistema:</b> cradle-to-gate/berço-ao-portão (ACV Consequencial)</p> <p><b>Categorias de impacto:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Energy balance</li> <li>✓ Climate Change</li> </ul>                                                 | <p>✓ O estudo traz a avaliação dos impactos ambientais em termos de energia e emissões de gases de efeito estufa quanto à 17 configurações tecnológicas de plantas de biogás, considerando as condições já existentes (combustão e upgrade) e emergentes (com uso da tecnologia de captura, armazenamento e uso de carbono (CCS e CCUS) e metanação).</p> <p>✓ Os processos de CCS mostraram uma economia substancial nas mudanças climáticas de cerca de -500 kg CO<sub>2</sub>-eq.</p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Por ser uma análise do berço-ao-portão, o uso do biogás ou do biometano não foi explorado.</li> <li>× Considera três técnicas de upgrades diferentes: lavagem com aminas, lavagem com água e separação por membranas.</li> </ul> | (VARLING; CHRISTENS EN; BISINELLA, 2023) |
| Brasil (presente estudo) | <p><b>Unidade funcional:</b> 1 MJ de biogás</p> <p><b>Metodologia:</b> CML - 2001</p> <p><b>Fronteiras do Sistema:</b> <i>wheel-to-wheels</i></p> <p><b>Categorias de impacto:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Global Warming Potential (GWP)</li> <li>✓ Acidification Potential (AP)</li> <li>✓ Eutrophication Potential (EP)</li> <li>✓ Cumulative Energy Demand (CED)</li> </ul> | <p>✓ O estudo visa trazer a modelagem de cenários de ciclo de vida para as diferentes tecnologias de upgrade de biogás para biometano, considerando a capacidade de produção de biogás de uma planta de pequeno porte.</p> <p>✓ Propõe cenários de distribuição do biometano produzido pela planta, levando em consideração a distribuição geográfica do Brasil.</p>                                                                                                                     | <p>✓ O biogás é utilizado para gerar energia elétrica, é atualizado para biometano e é utilizado em veículos de carga.</p>                                                                                                                                                | --                                       |

Ao se observarem as diferentes unidades funcionais, as fronteiras do sistema, os softwares empregados e os métodos de Avaliação dos Impactos de Ciclo de Vida (AICV), pode-se perceber a versatilidade da ACV ao demonstrar os impactos ambientais de sistemas que empregam o biogás como protagonista. Um aspecto interessante a observar na Tabela 1 é a localidade dos estudos, que, em sua maioria, são realizados no continente europeu, onde já há maior adesão à adoção do biogás como alternativa energética. Percebe-se, ainda, que os estudos empregam diferentes aplicações práticas, como cenários alternativos, confrontando o uso para energia elétrica e para biometano, principalmente.

A criação de cenários alternativos é uma característica corriqueira dos estudos de ACV que abordam a produção e uso de biogás, demonstrando as mais diversas possibilidades que podem ser adotadas no sistema de estudo. O objetivo da cenarização é comparar a inclusão de determinadas estratégias no sistema, com foco na redução de impactos ambientais, facilitando a identificação dos aspectos que interferem nela.

Em sua maioria, o ponto de partida da modelagem de cenários em ACV consiste em determinar um cenário-base ou cenário de referência, também chamado de *BAU* (*Business as usual*) (LIN *et al.*, 2021) ou *Benchmark*. Esse cenário descreve a condição já existente no local de estudo, sendo utilizado para comparação com os novos cenários que abrangem as possíveis inovações propostas (OEVER *et al.*, 2021).

É imprescindível que, nesses cenários, sejam descritas as características atuais da planta de biogás, bem como os impactos ambientais associados ao sistema, buscando trazer soluções que melhorem esse cenário e ainda fornecer dados para fundamentar o estudo (LIN *et al.*, 2021; TIAN *et al.*, 2021). A partir disso, a modelagem dos cenários nesses estudos pode variar de diferentes maneiras, como, por exemplo, quanto aos caminhos divergentes de utilização do biogás (FERREIRA *et al.*, 2019; TIAN *et al.*, 2021), bem como quanto à diversidade de processos incluídos nas fronteiras do sistema (PATTERSON *et al.*, 2013b; POESCHL; WARD; OWENDE, 2012) e ao tipo de insumos contabilizados (IOANNOU-TTOFA *et al.*, 2021b), o que motiva e possibilita as comparações entre tais aspectos.

Normalmente, quando a aplicação do biogás é para uso como combustível veicular, além das etapas que fazem parte da obtenção do biogás, como coleta, manejo da matéria-prima e digestão anaeróbica, considera-se o processo de purificação do

biogás em biometano, também chamado de *upgrade* (STARR *et al.*, 2012). Dentre esses processos, os mais comumente abordados na literatura são baseados em operações de absorção, adsorção, membrana e criogênicos (XU *et al.*, 2015).

Diversos estudos apontam para comparações dos impactos ambientais das diferentes técnicas de upgrade empregadas (FLORIO *et al.*, 2019; SCHOLZ; MELIN; WESSLING, 2013; YANG *et al.*, 2014). Apesar de existirem muitas abordagens sobre técnicas de purificação, há poucos detalhes sobre estudos que abordam os impactos ambientais da fase de uso do biometano em veículos, especialmente no contexto brasileiro.

Apesar disso, o desenvolvimento de ACVs utilizando dados secundários pode impactar a robustez dos resultados, principalmente devido às divergências locais e a fatores tecnológicos interligados ao sistema produtivo, como a composição do biogás gerado, a matriz energética e a infraestrutura logística. Ainda que essas divergências possam interferir nos resultados, os dados secundários são úteis para permitir análises comparativas, considerando suas incertezas e as hipóteses de modelagem.

Cenários de ciclo de vida que possibilitaram comparações entre o seu uso em ônibus de transporte público (SHINDE *et al.*, 2021), caminhões (PÉREZ-CAMACHO; CURRY; CROMIE, 2019a) e veículos leves (FERREIRA *et al.*, 2019) já foram relatados; no entanto, com foco mais voltado para o processo produtivo. Isso torna difícil a comparação do uso do biometano em veículos em relação aos combustíveis tradicionais de origem fóssil, considerando os cenários de veículos movidos a gasolina-C e a diesel, assim como aplicações na geração de eletricidade e calor, e o uso do gás liquefeito de petróleo (GLP) em pequena escala (FERREIRA *et al.*, 2019; PÉREZ-CAMACHO; CURRY; CROMIE, 2019a).

Apesar de o cenário baseado em biometano ser quase sempre considerado a melhor opção do ponto de vista ambiental, seu uso ainda apresenta impactos ambientais, que, em sua maioria, são atribuídos às emissões fugitivas de metano decorrentes do processo de purificação (SHINDE *et al.*, 2021). Em uma tentativa de elucidar as demais peculiaridades que contribuem para os impactos ambientais do uso do biometano em relação a outros combustíveis, como o diesel, o biogás e o gás natural, realizou-se uma análise comparativa das diversas etapas envolvidas na produção do biometano,

incluindo as emissões durante a fase operacional do veículo (KLIUCININKAS; MATULEVICIUS; MARTUZEVICIUS, 2012).

Por meio deste modelo, foi possível demonstrar que os veículos movidos a biometano e os ônibus elétricos ocupam posição de destaque em relação às demais opções de combustíveis, como alternativas eficientes para a modernização do transporte público (KLIUCININKAS; MATULEVICIUS; MARTUZEVICIUS, 2012). Isso também se confirma em cenários onde o biogás substitui o diesel como combustível veicular e como fonte de eletricidade em ônibus elétricos (SHINDE *et al.*, 2021), onde por meio de modelagens de emissões em concordância com a norma EURO 5, foi apontado que o uso do biogás como fonte de eletricidade para o ônibus elétrico como o cenário mais vantajoso, diante do diesel (SHINDE *et al.*, 2021).

Quando o assunto são motores veiculares, o uso de biometano vem sendo abordado na literatura, principalmente no que diz respeito às combinações entre diesel e biometano e com outros combustíveis, como hidrogênio e gás natural, por exemplo, em modos de dois combustíveis (ou *dual-fuel*, em inglês) (KHATRI; KHATRI, 2020; MUTLURI; GOPIDESI; VALETI, 2020). Apesar da proeminência do biogás como combustível alternativo, ele ainda apresenta desafios para sua consolidação nessa função, como, por exemplo, a redução do desempenho do motor e o funcionamento irregular na substituição do diesel por biogás (MUTLURI; GOPIDESI; VALETI, 2020).

A avaliação do desempenho dos motores é realizada por meio da determinação de parâmetros relacionados a eles. Os mais comumente estudados relativos ao desempenho do motor são a eficiência térmica do freio (*Break Thermal Efficiency* - BTE), a potência do freio (*Break Power* - BP), o consumo específico de combustível (*Specific Fuel Consumption* - SFC), o consumo específico de energia do freio (*Brake Specific Energy Consumption* - BSEC) e, ainda, a temperatura dos gases de escape (*Exhaust Gas Temperature* - EGT).

De modo geral, a utilização do biometano no modo dois combustíveis, resultou em baixas emissões de NO<sub>x</sub> e particulados, com um ligeiro aumento de HC e CO, o que demonstra a necessidade de desenvolver estudos que contornem esse aumento (DEHERI *et al.*, 2020). Ou seja, ressalta-se que, embora o biogás apresente um valor calorífico inferior ao observado nos combustíveis fósseis, as pesquisas devem se inclinar

pelo aumento desse valor calorífico para consolidá-lo como combustível compatível com aqueles de origem petrolífera.

Uma alternativa apresentada é a implementação de uma blenda de combustíveis composta por hidrogênio, biogás e diesel, destinada ao uso em um motor de 4 ciclos (KHATRI; KHATRI, 2020). Quanto aos critérios de eficiência térmica, uso de combustível e emissões, o uso dessa blenda se apresenta como uma alternativa vantajosa, demonstrando reduções de 53% nas emissões de CO<sub>2</sub>, de 88% em CO e de 83% em NO<sub>x</sub>. O uso dessa blenda pode superar os problemas de desempenho do motor mencionados anteriormente, permitindo a inclusão do biogás como combustível alternativo.

#### **2.4. Desafios do biogás no Brasil: barreiras tecnológicas, econômicas, logísticas e políticas**

Um dos caminhos para a redução dos impactos ambientais decorrentes do elevado uso de energias não-renováveis no Brasil tem sido o aproveitamento de resíduos para a produção de biocombustíveis, o que, além de trazer benefícios ambientais, também promove o desenvolvimento tecnológico do país. Ainda que a produção de biocombustíveis apresente avanços significativos, como na produção de bioetanol (DE AZEVEDO *et al.*, 2017) e de biodiesel (SOUSA *et al.*, 2017), existem desafios que impedem a inserção do biogás como alternativa energética (LIMA *et al.*, 2020; OLIVEIRA; NEGRO, 2019).

Esses desafios se concentram em seis barreiras integradas: tecnológicas, econômicas, mercadológicas, institucionais, socioculturais e ambientais (NEVZOROVA; KUTCHEROV, 2019), o que contraria as vantagens que a produção e o uso do biogás podem trazer (BORGES, COSME P. *et al.*, 2021). Isso evidencia a necessidade de desenvolver tecnologias com enfoque na identificação e solução desses entraves para viabilizar o aumento da competitividade do biogás no território brasileiro.

A produção de biogás vem se destacando principalmente no setor agrícola, que, por meio do aproveitamento e uso dos subprodutos gerados, busca reduzir perdas no sistema, o que, diretamente, minimiza os impactos ambientais do setor (PORTO *et al.*, 2021). Quando o assunto é incentivos governamentais, o produtor agrícola brasileiro é impulsionado por diversas políticas públicas, como a Política Nacional de

Biocombustíveis - RenovaBio (BRASIL, 2018), que criou um mercado de créditos de descarbonização (CBIOS), além do sistema de compensação de energias renováveis, já consolidado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em 2012, para produtores de agroenergia.

Recentemente, foi instituída a Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024, conhecida como a Lei do Combustível do Futuro, na qual são estabelecidas diversas diretrizes, conceitos e políticas importantes para o setor de biogás, como o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e o Incentivo ao Biometano (BRASIL, 2024). Além deste, outros programas são propostos com foco no incentivo ao desenvolvimento da mobilidade de baixo carbono no país, seja por meio do biogás, do bioquerosene de aviação, do diesel verde, ou das tecnologias de captura e estocagem geológica de CO<sub>2</sub>.

Esse marco regulatório tem como principais diretrizes a definição da metodologia de avaliação de ciclo de vida como a forma mais precisa de estimar as emissões de CO<sub>2</sub>. E, com isso, pretende garantir o alinhamento às metas de redução de emissões de GEE propostas pelo Acordo de Paris e pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, posicionando-se como uma diretriz importante para a promoção da mobilidade sustentável no país.

É nesse ponto que as barreiras institucionais e ambientais se conectam, onde a implementação de sistemas de produção e uso de biogás e biometano se posiciona como uma forma de reduzir tanto as emissões de GEE quanto a quantidade de resíduos orgânicos dispostos indevidamente (YANG *et al.*, 2014). Porém, as diferentes tecnologias a serem implementadas para o funcionamento e o uso do sistema ainda constituem barreiras que impedem sua popularização (OLIVEIRA; NEGRO, 2019).

Ao analisar as vantagens econômicas da produção de biogás, a elevada disponibilidade de matéria-prima, proveniente do aproveitamento de resíduos, destaca-se como vantagem para a implementação de tecnologias (YANG *et al.*, 2014). Ou seja, uma vez que os resíduos orgânicos se tornam subprodutos com valor econômico agregado, a visibilidade do investimento em tecnologias tende a atrair o interesse do produtor.

Além disso, a eficiência energética do uso do biogás para geração de energia elétrica reduz os gastos com eletricidade ao substituir o uso de energia elétrica da rede,

o que se mostra uma das vantagens desse tipo de modelo tecnológico. Atualmente, esse é o caminho mais utilizado para o aproveitamento energético do biogás no Brasil.

Ao pontuar as desvantagens e desafios existentes, é válido ressaltar que outros aspectos dificultam a implementação desse tipo de sistema produtivo, como, por exemplo, os preços internacionais da energia, a localização e o transporte da matéria-prima, bem como a falta de mão de obra especializada (OLIVEIRA; NEGRO, 2019). As diversas condições locais atreladas à localização das plantas de biogás, bem como aos locais de aproveitamento do biogás gerado, ainda representam grandes dificuldades.

Condicionar a produção de biogás como um processo encadeado, localizado próximo ao local de produção dos resíduos, é uma prática comum (PORTO *et al.*, 2021). Porém, quando se fala em produções agrícolas, o aproveitamento do biogás ainda se restringe ao gerar eletricidade (CHERUBINI *et al.*, 2015), o que, dada a vantagem econômica incentivada no país, torna difícil a abordagem de alternativas, como o biogás para biometano, por exemplo.

Dado o potencial do biogás como alternativa, uma solução para os problemas de logística enfrentados seria o uso de gasodutos para o transporte de biogás, como já é feito com o gás natural, aproveitando a infraestrutura já existente. A Figura 5 apresenta um mapa de calor que mostra a distribuição espacial das plantas de biogás no território brasileiro.

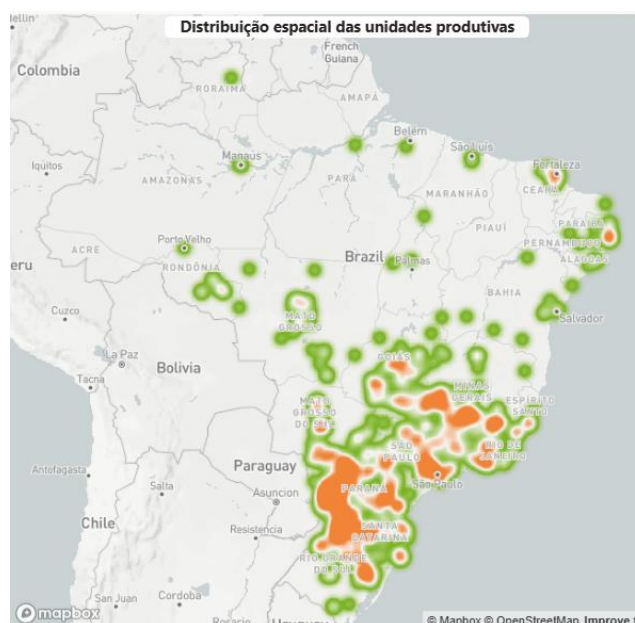


Figura 5 – Distribuição espacial das plantas de biogás existentes no Brasil. Fonte: Adaptado de CIBIOGAS, 2023a.

O Brasil possui 110 gasodutos para transporte de gás natural, totalizando 11.700 km de malha dutoviária, 187 pontos de entrega, 33 estações de compressão e 14 plantas de processamento de gás natural, com capacidade de 96 milhões de m<sup>3</sup>/dia (ANP, 2023; CBIE, 2023). A disposição desses gasodutos no território brasileiro é ilustrada na Figura 6.

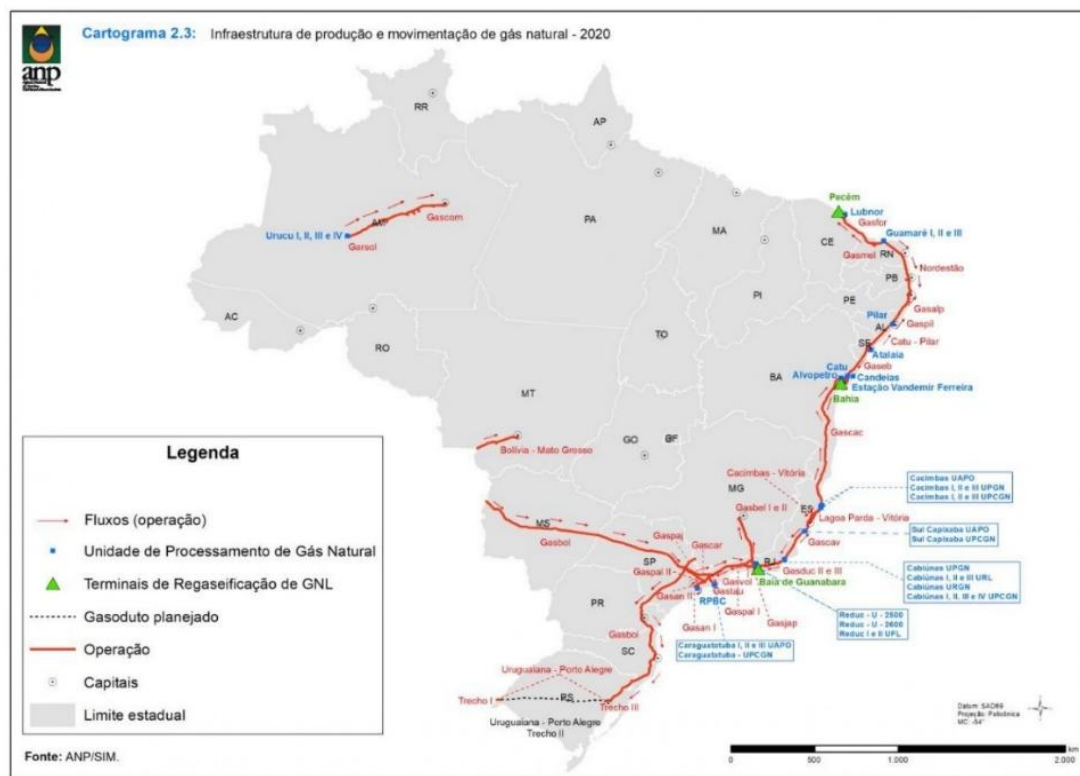


Figura 6 - Mapa dos gasodutos existentes no Brasil para o transporte e a distribuição de gás natural. Fonte: (ANP, 2023).

Com isso, ressalta-se a possibilidade de incorporação do biogás/biometano às vias de gás natural, bem como a expansão dessas vias para trazer avanços significativos a esses biocombustíveis no Brasil. Essa seria uma maneira de incorporar o uso do biogás com maior facilidade, tendo em vista os problemas de logística principalmente nas regiões centrais do país, que não são atendidas pela malha dutoviária mencionada.

Outra solução proposta para os problemas logísticos na implementação do biogás é a adoção de sistemas de produção centralizados, com construções estrategicamente localizadas próximas aos centros de distribuição, incluindo tecnologias voltadas ao aproveitamento do biogás, conforme relatado em uma pesquisa recente (FENG *et al.*, 2023; PORTO *et al.*, 2021). Dessa maneira, tanto o acesso à

matéria-prima quanto a distribuição e o uso do biogás na cadeia de processos se tornariam viáveis.

Dentre tantas barreiras e soluções, cabe ressaltar que o desenvolvimento das políticas públicas desempenha papel-chave nesse contexto, o que concretizaria o biogás como combustível alternativo na matriz energética brasileira. Para que isso aconteça, a proposição de estratégias voltadas a soluções integradas às barreiras ao desenvolvimento do biogás no Brasil deve ser encarada como prioridade para que haja avanços significativos no uso desse biocombustível.

## **2.5. Logística de distribuição do biogás, biometano e gás natural no Brasil**

Embora o desenvolvimento do biometano tenha avançado significativamente nos últimos anos, o Brasil ainda enfrenta diversos desafios, especialmente no que se refere à sua aplicação prática e competitividade comercial. Por ser produzido em locais descentralizados, como fazendas, aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto, o transporte de biometano até os centros de consumo, que muitas vezes estão distantes das áreas de produção, ainda constitui uma dificuldade significativa no processo.

Nesse sentido, uma das estratégias já estudadas é o uso de corredores azuis, rotas especialmente delineadas para veículos de carga a gás natural, nas quais a prioridade é o abastecimento desses veículos ao longo da rota (JÚNIOR *et al.*, 2022). Os corredores azuis propõem-se como alternativa para o abastecimento de veículos a gás, o que poderia reduzir o uso de diesel em veículos de carga no transporte rodoviário.

Foram propostas opções de corredores azuis na cidade de São Paulo (MOUETTE *et al.*, 2019), considerando as principais rotas, a disposição dos gasodutos na região, os limites regionais e, ainda, as matrizes de origem-destino. Nesse caso, o objetivo do estudo foi avaliar, de forma econômica e ambiental, os impactos do uso do Gás Natural Liquefeito (GNL) como alternativa ao diesel em veículos de carga, por meio de diferentes cenários que incluem corredores azuis.

Nesse sentido, o estudo propõe dois cenários, da seguinte maneira:

- a) Cenário não restrito: Considera o transporte do biogás produzido até as plantas de liquefação localizadas nas rodovias estaduais, para que, após ser liquefeito, o biogás possa ser transportado até os postos de abastecimento.
- b) Cenário restrito: Considera que o biogás produzido é transportado por caminhões até o ponto de injeção mais próximo, localizado entre os

gasodutos e as rodovias estaduais. Nesse caminho, são propostos postos de abastecimento, dispostos ao longo das rodovias, que se misturam ao gás natural do gasoduto.

No entanto, a união entre essas modalidades ainda enfrenta desafios que abrangem tanto a sua cadeia produtiva quanto a proximidade com os pontos de consumo existentes. Cabe ressaltar que, por mais que haja linhas de gasoduto de transporte de gás natural em funcionamento no país, ainda há uma desconexão dessas linhas com as principais regiões onde se concentra a produção de biogás (Ó CÉILEACHAIR *et al.*, 2024).

Para solucionar a problemática, uma das variáveis a serem exploradas é o layout de distribuição dos gasodutos pelo país, que está atrelado a discussões complexas envolvendo diversos fatores (Ó CÉILEACHAIR *et al.*, 2024). A proposta de metodologias de projeto que visam aproximar as principais plantas de biogás aos consumidores finais por meio de layouts inovadores tem sido explorada no meio acadêmico.

Isso inclui o desenho de cenários logísticos (JÚNIOR *et al.*, 2022; MOUETTE *et al.*, 2019), considerando fatores como capacidade de produção de biogás local, a estimativa de pontos estratégicos de localização (Ó CÉILEACHAIR *et al.*, 2023), bem como a adoção de centrais tecnológicas (hubs) que incluem o transporte do biogás e o upgrade para biometano (Ó CÉILEACHAIR *et al.*, 2023).

Para o projeto do layout dos gasodutos, podem ser utilizadas ferramentas de georreferenciamento, como o Sistema de Informações Geográficas (GIS), unindo-se técnicas de otimização, por exemplo (Ó CÉILEACHAIR *et al.*, 2024). Assim, permite-se a identificação de rotas otimizadas e o cálculo dos comprimentos mínimos, essenciais para a viabilidade técnica e econômica da construção de novos gasodutos capazes de atender às demandas de transporte de biometano, bem como aos fluxos de biogás produzidos. Por meio do GIS, é possível integrar variáveis geográficas, ambientais e logísticas, facilitando a escolha de trajetórias que minimizam os custos de instalação e operação, ao mesmo tempo em que consideram restrições geográficas e impactos ambientais (Ó CÉILEACHAIR *et al.*, 2024).

Soluções que consideram a infraestrutura já existente no Brasil foram propostas, focadas, por exemplo, na liquefação do gás natural e do biometano, como o transporte

de biogás em caminhões, com destino às centrais de liquefação de gás, para uso no abastecimento dos postos existentes. Uma outra possibilidade seria transportar o biogás por caminhões até os pontos de injeção da rede de gasodutos existentes, de modo que seja misturado ao gás natural e, ao ser extraído e liquefeito, possa ser utilizado nos postos de abastecimento (JÚNIOR *et al.*, 2022).

Essa alternativa vem ganhando espaço no mercado de gás natural, com o uso do gás natural liquefeito (GNL) em pequena escala (*small scale LNG* - SSLNG, em inglês). Essa opção surge como uma solução para regiões onde a demanda não justifica os elevados investimentos necessários à construção de gasodutos. Nesses casos, o gás natural passa por um processo de liquefação, no qual é resfriado a temperaturas criogênicas de -162 °C, reduzindo seu volume em até 600 vezes em comparação às condições normais de temperatura e pressão (CNTP) (EPE, 2022).

Essa expressiva redução volumétrica torna viável o transporte por diferentes modais, como o rodoviário, o ferroviário e o hidroviário. Para isso, utilizam-se tanques criogênicos no transporte terrestre ou barcas específicas para o transporte aquaviário de GNL (EPE, 2022). Na cadeia de processos envolvidos, pode-se enumerar a unidade de tratamento, a liquefação, o transporte e as estações de regaseificação no local de consumo.

Além dessas opções, a inserção de uma unidade virtual de upgrade do biogás para biometano foi proposta (Ó CÉILEACHAIR *et al.*, 2023), como uma opção para aliviar o custo de instalar diretamente a unidade de purificação nas plantas de biogás. Essa unidade móvel de upgrade desloca-se até as plantas de biogás da região, para que, no local, se realizem o upgrade e a compressão e, por fim, o transporte até o ponto de consumo.

No entanto, essa opção apresentou maior gasto de eletricidade e emissões de GEE, em comparação às opções de plantas que detêm unidades de purificação diretamente em suas plantas, entregando biometano para o transporte via caminhões a diesel ao consumidor final. Mas em casos de plantas maiores e de aumento da demanda local, a opção de upgrade móvel se torna desfavorável, uma vez que implicaria ajustar as condições logísticas de armazenamento, as horas de transporte, o número de rotas e as horas trabalhadas (Ó CÉILEACHAIR *et al.*, 2023).

Diante disso e dos demais estudos apresentados, percebe-se que as estratégias abordadas representam alternativas valiosas para a distribuição e a logística de biogás e de biometano. Do ponto de vista dos impactos da adoção dessas estratégias, pode-se pensar nessas soluções por meio da proposição de cenários de ciclo de vida, a fim de possibilitar a visualização e o conhecimento dos impactos ambientais dos processos e insumos necessários em cada alternativa. Esses cenários serviriam como guias para identificar as melhores rotas e formas de distribuir o biogás e o biometano, considerando a infraestrutura brasileira atual.

Com base nas estratégias e alternativas identificadas na literatura, este trabalho adotará uma abordagem fundamentada na construção e na comparação de cenários de ciclo de vida, visando avaliar os impactos ambientais das diferentes opções de purificação do biogás em biometano, bem como da distribuição e da logística do biogás e do biometano. Dessa forma, o estudo pretende não apenas compreender as implicações de cada solução, mas também fornecer subsídios para a definição de rotas e modelos mais eficientes. Dessa forma, a discussão dos cenários será central para orientar recomendações práticas e para contribuir para o avanço da cadeia de valor do biometano no Brasil.

### **3. Metodologia**

Esse estudo foi conduzido segundo a metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) atribucional de acordo com as normas ISO 14040 (ABNT, 2009a) e 14044 (ABNT, 2009d). O planejamento do modelo de ciclo de vida considera suas recomendações quanto a princípios, definições e estrutura, abrangendo as quatro etapas principais de uma ACV completa: definição de objetivo e escopo, análise de inventário, avaliação de impacto e interpretação. Além disso, serão apresentados detalhes relevantes do modelo tecnológico, incluindo fluxogramas e informações importantes, como os planos de modelagem inseridos no software *LCA for Experts*.

Com essa ferramenta, o estudo se divide em duas partes: a análise dos cenários de purificação do biogás em biometano, explorando suas diversas vias de aplicação prática, e a análise de cenários de distribuição, em que são avaliados os impactos de ciclo de vida de três possibilidades logísticas para o biogás e para o biometano. Optou-se por esse formato de divisão do estudo para permitir a análise individual desses dois aspectos, considerando que desempenham funções distintas no sistema de produto analisado.

#### **3.1. Análise de Ciclo de Vida dos Cenários de Purificação do Biogás para Biometano**

##### **3.1.1. Definição do objetivo e escopo**

O objetivo do presente estudo é analisar os impactos ambientais dos processos constituintes, sob diferentes possibilidades de aplicação prática, do biogás produzido em uma fazenda brasileira, a partir de esterco bovino como matéria-prima. Para isso, foram desenvolvidos cenários alternativos que exploram diferentes formas de aproveitamento energético do biogás.

Sendo assim, as emissões desses processos, que compõem os cenários alternativos, foram contabilizadas em inventários de ciclo de vida para avaliação dos impactos ambientais, por meio da metodologia ACV. Os cenários exploram tanto seu uso para gerar eletricidade quanto a inclusão de tecnologias de upgrade para biometano, que viabilizam o uso do biogás como combustível veicular.

Nas seções seguintes, a descrição do sistema, as fronteiras, a unidade funcional e outros detalhes desses cenários são apresentados de forma detalhada, de modo a evidenciar os processos e as variáveis considerados na elaboração do ICV.

### 3.1.2. Definição do escopo

Nas seções seguintes serão descritos os cenários, a unidade funcional, as principais premissas e hipóteses que compõem a fronteira do sistema dessa fase do estudo, que definem o escopo do estudo.

#### 3.1.2.1. Descrição do sistema

O sistema em questão abrange todos os processos envolvidos em uma planta de produção de biogás de médio porte, cujo modelo foi uma planta localizada na região rural de Luziânia, no estado de Goiás, Brasil, que utiliza esterco de bovino-leiteiro como matéria-prima para a produção de biogás. A planta é considerada de médio porte, uma vez que sua atividade principal é a produção de leite e conta com 93 cabeças de gado. Esse quantitativo de cabeças de gado produz 3160 kg de esterco por dia, o que equivale a 186 Nm<sup>3</sup> de biogás, utilizado para gerar energia elétrica em uma unidade de cogeração (*Combined Heat and Power* - CHP). Essa eletricidade é utilizada em algumas unidades da fazenda em horários de pico, substituindo a energia proveniente da rede de distribuição (COSTA, BEATRIZ PEREIRA DA *et al.*, 2021).

Apesar da produção de leite ser a principal atividade desenvolvida na fazenda, a produção de biogás vem como uma opção para o aproveitamento dos resíduos, visando reduzir os custos com energia elétrica da atividade principal, ao utilizar o esterco que seria descartado. A produção diária de esterco é de aproximadamente 34 kg por animal, que, após passar por processos de homogeneização e separação sólido-líquido, é encaminhado para um biodigestor do tipo lagoa anaeróbia com agitação, cuja capacidade é de 1576 m<sup>3</sup> de líquido e 771,1 m<sup>3</sup> de biogás.

A partir disso, realizam-se a dessulfurização e a secagem do biogás, que é encaminhado para a unidade de cogeração, onde os 186 Nm<sup>3</sup> são utilizados como combustível para gerar energia elétrica equivalente a 1146,94 kWh. Essa energia é utilizada para atender às necessidades internas da fazenda e, em conjunto com a companhia de distribuição, gera créditos de abatimento do consumo, o que representa uma economia financeira significativa para o produtor. Essa configuração foi aqui

definida como o cenário de referência, por se tratar de um modelo de planta comum no Brasil.

Partindo desse ponto, foram delineados cenários alternativos que abrangem as diferentes possibilidades de aplicação do biogás, incluindo os processos auxiliares que podem ser empregados para a adaptação do modelo tecnológico.

A Figura 7 apresenta a configuração dos modelos tecnológicos propostos (cenários) para descrever a planta, bem como as fronteiras do sistema, que serão detalhadas na seção seguinte. Além disso, a descrição da elaboração do modelo, bem como do Inventário de Ciclo de Vida, será apresentada na Seção 3.1.3 de forma detalhada.

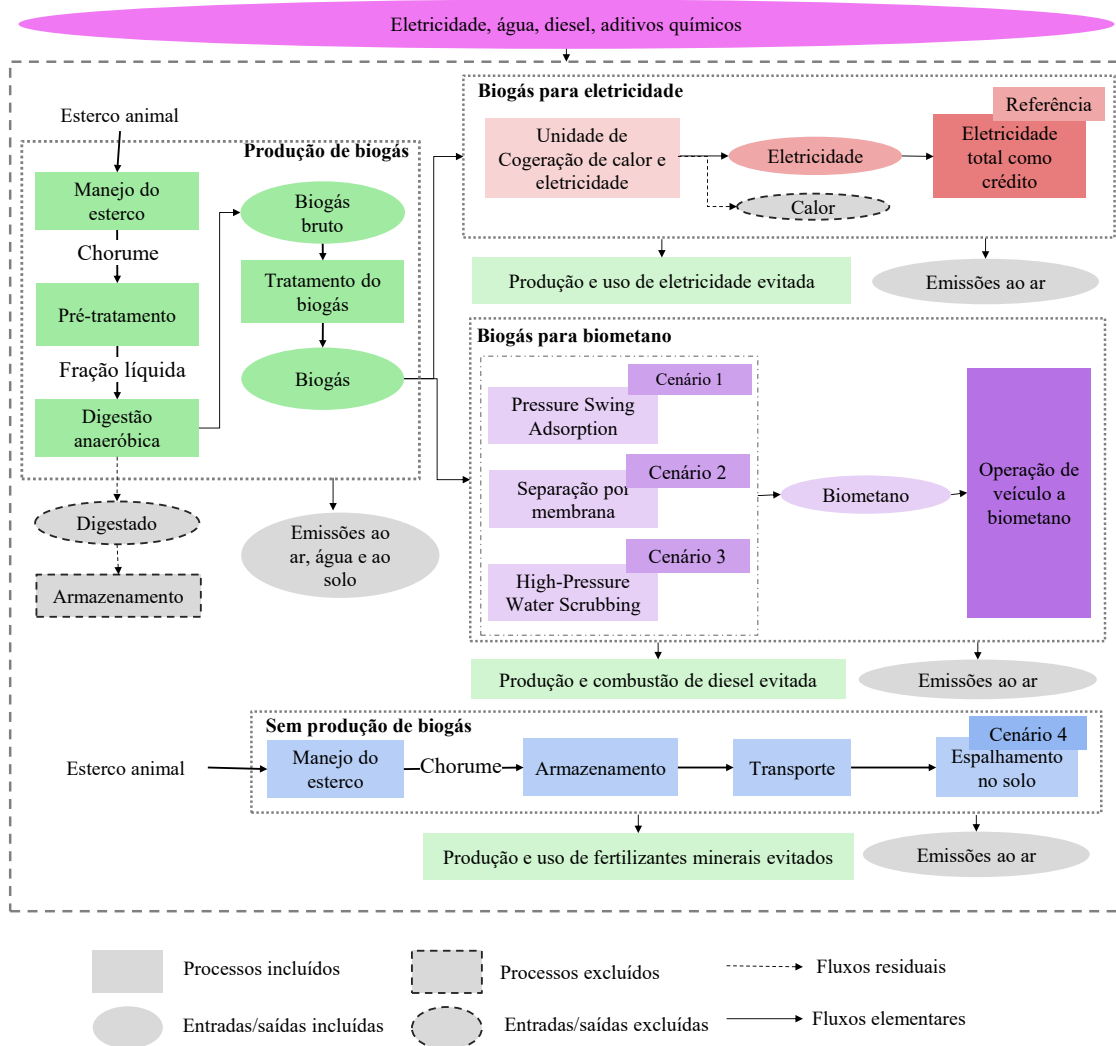


Figura 7 - Fluxograma ilustrativo do sistema em estudo, demonstrando suas fronteiras.

### 3.1.2.2.Fronteiras do Sistema

Os limites do sistema foram estabelecidos com base nos processos necessários para avaliar os impactos ambientais da produção de biogás e seus diferentes cenários. A abordagem adotada segue o modelo "do poço à roda" (*wheel-to-wheel* ou *cradle-to-grave*), abrangendo as etapas do ciclo de vida relacionadas à produção e ao uso do biogás, que vão desde o manejo do esterco até a combustão do biogás em um veículo.

A escolha dessa fronteira do sistema foi motivada pela tentativa de aproximar o modelo de ACV às condições da planta utilizada como fonte de dados primários, incluindo os processos que fazem parte do sistema de estudo e para os quais há dados disponíveis para modelagem (tanto primários quanto secundários).

Dessa forma, o escopo do estudo inclui o manejo e o processamento do esterco bovino, a geração de biogás bruto e os diferentes processos envolvidos nos cenários de uso, como a cogeração de energia e calor e a purificação para biometano. Inclui também os impactos decorrentes dos insumos necessários à operação da planta, como eletricidade, água e diesel, bem como as emissões atmosféricas dos efluentes e dos resíduos gerados. Como parte da análise de cenários, foi proposto um cenário que prevê o aproveitamento do esterco bruto como fertilizante, aplicado diretamente no solo.

A Figura 7 mostra os processos e fases considerados nas fronteiras do sistema em questão, assim como os cenários de uso propostos, dos quais cabe destacar que, na fase de produção, foram incluídos todos os processos que constam da configuração da planta de biogás utilizada como fonte de dados primários.

Impactos referentes aos processos de construção da planta e aos resultantes do pré-tratamento, do armazenamento da cama animal e do digestado, bem como aos processos de transporte no interior da planta, por se tratar de uma distância considerada curta (inferior a 1 km), não foram considerados nas fronteiras do sistema em estudo. No entanto, nos cenários que envolvem o uso do biogás para produção de biometano e na logística, as emissões dos processos de transporte foram consideradas.

Os impactos do fornecimento de insumos básicos (água, eletricidade, diesel, entre outros) foram contabilizados com o auxílio da base de dados do software *LCA for Experts* e, quando faltantes, foram utilizados dados da literatura afim. A estimativa dos fatores de emissão utilizados para contabilizar as emissões resultantes de cada processo foi realizada de acordo com as regulamentações brasileiras e europeias, conforme detalhado no Inventário de Ciclo de Vida (ICV).

A fronteira geográfica da ACV, estabelecida neste estudo, abrange a produção de biogás a partir de esterco bovino em uma planta localizada em Luziânia, Goiás, Brasil. Essa planta é considerada de pequeno porte, uma vez que a produção de biogás é uma atividade secundária, enquanto a de leite é a principal.

#### 3.1.2.3.Unidade Funcional

A unidade funcional (UF) foi escolhida para facilitar a comparação da eficiência energética do biogás, de acordo com a finalidade, considerando suas diferentes composições e variações de poder calorífico. Por isso, adotou-se como referência 1 MJ de biogás após a pré-filtração, quanto aos teores de água e de H<sub>2</sub>S.

#### 3.1.2.4.Alocação

No presente trabalho, buscou-se adotar, como alternativa aos processos de alocação, a expansão do sistema para verificar como o biogás pode gerar impactos evitados. Por isso, os produtos utilizados foram eletricidade da rede, diesel e gás natural, ou seja, de modo a corresponder ao cenário de aplicação prática proposto para o biogás.

#### 3.1.2.5.Descrição dos cenários

Os cenários alternativos visam propor configurações que facilitem a viabilidade do biogás e do biometano diante dos potenciais tipos de aproveitamento energético que estes apresentam. Dessa forma, pretende-se avaliar, por meio dos cenários de ciclo de vida, os diferentes impactos ambientais que essas alternativas podem gerar, bem como propor melhorias aos sistemas existentes de produção de biogás.

Sendo assim, tudo se inicia na fase de produção de biogás, em que o esterco é produzido pelo gado, seguida de sua coleta, do manejo e dos processos envolvidos na operação da planta de biogás, culminando na entrega de 1 MJ de biogás pré-filtrado no portão da planta. Essa fase é comum em todos os cenários e, devido à contribuição significativa dos processos aqui incluídos, optou-se por descrever detalhadamente os dados inventariados nos processos considerados nessa fase. A Figura 8 ilustra, de forma simplificada, os processos contabilizados nessa fase do estudo.



Figura 8 - Fronteiras do sistema de fase de produção para 1 MJ de biogás bruto.

As alternativas propostas foram formuladas com base na infraestrutura atualmente disponível na planta modelo, localizada em Luziânia, Goiás, Brasil. A seguir, são descritos e apresentados, de forma esquemática, os cenários propostos, as hipóteses consideradas e os processos envolvidos.

**Referência (Atual):** Representa o tipo de aproveitamento energético realizado na planta-modelo, utilizada como fonte de dados primários. Nesse caso, 1 MJ de biogás é enviado para uma unidade de cogeração de energia e calor (Unidade CHP, em inglês, *Combined Heat and Power unit*) para gerar eletricidade como produto principal. Sendo assim, a eletricidade gerada é concedida como crédito à companhia elétrica, considerando que essa eletricidade é reutilizada para abastecer energia em horários de pico nas dependências da fazenda, como pode ser visualizado no esquema apresentado na Figura 9.

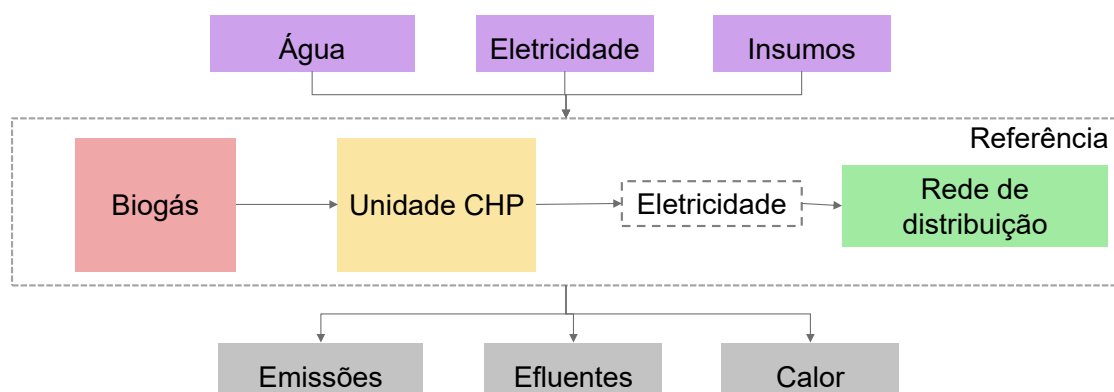


Figura 9 - Limites do sistema adotados no cenário de referência.

Um dos produtos desse processo é o calor, que poderia ser reutilizado em outros processos da planta, mas, neste caso, foi considerado um resíduo da produção, e as necessidades da planta foram atendidas por meio de eletricidade para gerar calor. O plano de modelagem do cenário Referência no software *LCA for Experts* é demonstrado no Apêndice B, pela Figura B. 1.

**Cenário 1 - Purificação de biogás por *Pressure Swing Adsorption* (PSA):** Nesse primeiro cenário, o uso do biogás para produção de biometano é o tipo de aproveitamento energético adotado, por meio da técnica de purificação denominada PSA. Após a purificação, o biometano gerado é comprimido e encaminhado para ser utilizado por um veículo como combustível, como é demonstrado resumidamente na Figura 10. O plano de modelagem do Cenário 1 no software *LCA for Experts* é demonstrado no Apêndice B, pela Figura B. 2.

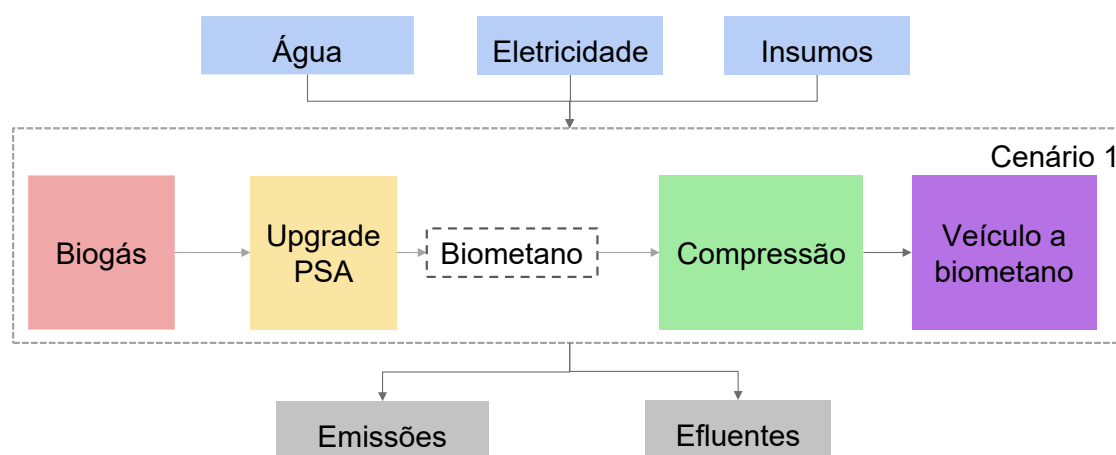


Figura 10 – Limites do sistema adotados no Cenário 1 - Purificação de biogás por *Pressure Swing Adsorption* (PSA).

**Cenário 2: Purificação do biogás por Separação por Membranas (SM):** Semelhante ao cenário 1, o Cenário 2 também explora o aproveitamento energético do biogás para ser utilizado como combustível veicular após o upgrade para biometano, mas nesse caso é utilizada a tecnologia do tipo Separação por membranas, que emprega membranas poliméricas para filtração e aumento do conteúdo de metano no gás. A Figura 11 apresenta, de forma resumida, os processos envolvidos nesse cenário.

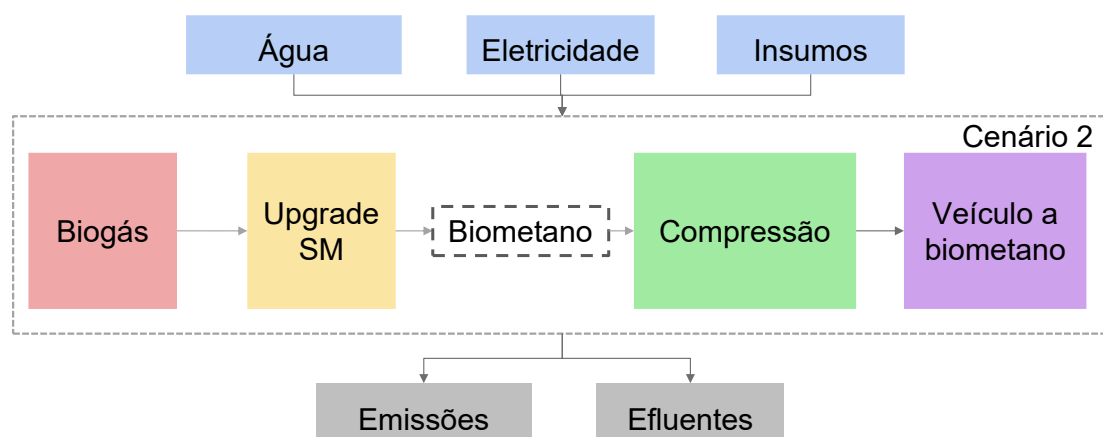


Figura 11 – Limites do sistema adotados no Cenário 2 - Purificação do biogás por Separação por Membranas (SM).

Como a técnica de upgrade empregada é diferente, também foram consideradas propriedades distintas do biometano decorrentes da técnica adotada. Essas propriedades incluem o poder calorífico, a concentração de metano e outras que serão detalhadas na Seção 3.2.5. O plano de modelagem do Cenário 2 no software LCA for Experts é demonstrado no Apêndice B, pela Figura B. 3.

**Cenário 3 - Purificação de biogás por *High-Pressure Water Scrubbing* (HPWS):** Semelhante aos cenários 1 e 2, o cenário 3 aborda o uso do biogás como combustível veicular, porém, com a técnica de purificação HPWS, como demonstrado no esquema da Figura 12. O plano de modelagem do Cenário 3 no software *LCA for Experts* é demonstrado no Apêndice B, pela Figura B. 4.

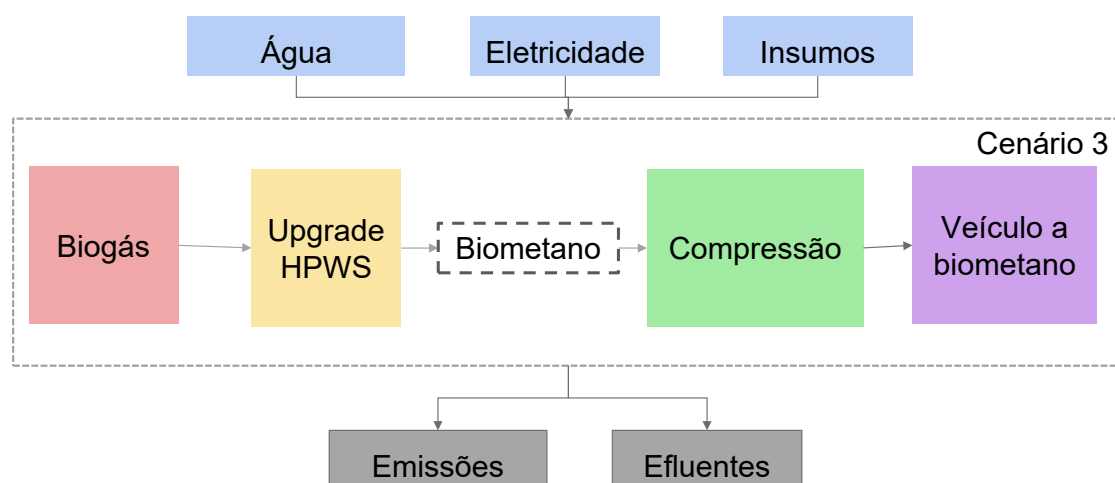


Figura 12 – Limites do sistema adotados no Cenário 3 - Purificação de biogás por *High-Pressure Water Scrubbing* (HPWS).

Outro ponto em comum entre esses cenários é o processo de compressão, assim como o do veículo a biometano, ambos modelados conforme a literatura. No entanto, as peculiaridades da distribuição não foram abordadas nesses cenários, adotando-se como nulos os impactos ambientais do transporte do biometano até a compressão e o uso no veículo.

Com base nisso, são propostos, adicionalmente, cenários de distribuição para o biogás obtido a partir do esterco de gado bovino, que constarão de modelos de transporte a serem adotados para impulsionar a acessibilidade e o uso do biogás no Brasil. A análise de impactos ambientais visa prever, ao longo dos cenários de distribuição, se as emissões de GEE podem ser maiores ou menores do que as atuais.

#### **Cenário 4 – Sem produção de biogás, apenas aplicação do esterco no campo**

No cenário 4, o esterco não passa pelos processos de digestão anaeróbica relatados nos cenários anteriores, ou seja, não é convertido em biogás. Nesse caso, o esterco é coletado do pátio de resíduos, conduzido ao tanque de homogeneização, onde é misturado com água, armazenado temporariamente e, posteriormente, aplicado diretamente ao solo como fertilizante orgânico, como demonstra a Figura 13.

Assim, os impactos ambientais evitados pelo uso de fertilizantes de origem mineral são considerados na análise. Dessa forma, a modelagem abrange as emissões e os insumos associados às fases de coleta e de armazenamento, bem como à aplicação agrícola do esterco. O plano de modelagem do Cenário 4 no software LCA for Experts é demonstrado no Apêndice B, pela Figura B. 5.

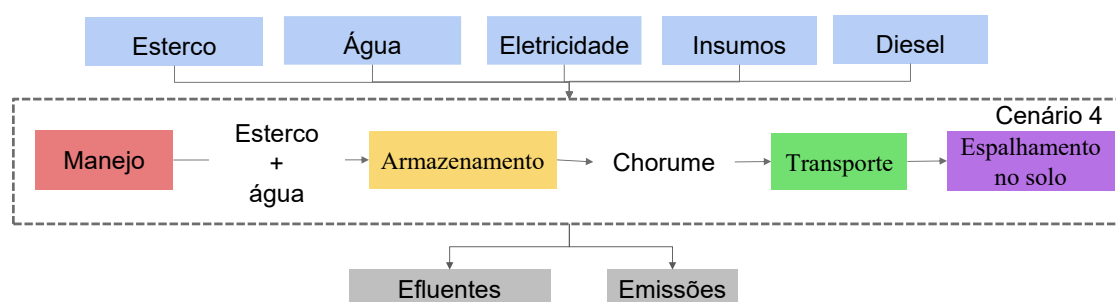


Figura 13 - Limites do sistema adotados no Cenário 4 - Sem produção de biogás, apenas aplicação do esterco no campo.

### 3.1.3. Levantamento e Análise do Inventário de Ciclo de Vida

A elaboração do Inventário de Ciclo de Vida (ICV) ocorreu em fases, sendo a primeira a coleta de dados primários (*foreground*) de primeiro plano, por meio de visita *in loco* à planta de biogás localizada em Luziânia, Goiás, Brasil. Essa coleta de dados se deu por meio de questionários aplicados, nos quais foram contabilizados os principais insumos, as matérias-primas e as características dos principais processos envolvidos na produção de biogás.

No entanto, cabe ressaltar que nem todos os dados da planta estavam disponíveis para coleta, o que tornou necessária uma segunda fase de elaboração do ICV para conferir completude e precisão ao modelo proposto. Por isso, foram combinados dados secundários (*background*) de sistemas de produção semelhantes descritos na literatura, considerando o escopo temporal e geográfico o mais próximo do contexto da planta e, adicionalmente, utilizaram-se dados constantes na base de dados do *LCA for Experts* e da Ecoinvent.

Para a elaboração do ICV da fase de produção, foram considerados os quatro processos principais realizados na fazenda: manejo do esterco, pré-tratamento da matéria-prima (separação sólido-líquido), digestão anaeróbica e, por fim, o tratamento do biogás. Sendo assim, com exceção deste último, os dados relacionados a esses processos são primários.

No cenário de referência e nos demais cenários de uso, os dados foram baseados em dados secundários, com ajustes para as capacidades reais da planta. Para uma melhor compreensão de como os cenários foram modelados, as próximas seções descreverão cada cenário individualmente. Em um trabalho anterior do presente grupo de pesquisa, foi divulgada e discutida a Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida (LCIA) detalhada dessa fase do ciclo de vida do biogás aqui estudado (BORGES; COSTA; LUZ, 2022).

Portanto, para a fase de produção de biogás, o ICV foi elaborado com base em visitas à fazenda produtora de biogás a partir do esterco de gado, nas quais as informações foram coletadas por meio da troca com o produtor e de questionários dinâmicos, considerando todas as quantidades e características dos processos mapeados. Em seguida, o ICV foi incluído no software *LCA for Experts*, de forma a complementar as informações coletadas com as disponíveis no software, em formato de processos e fluxos mássicos, considerando os balanços mássicos e energéticos do modelo tecnológico aqui desenvolvido.

Assim, na Tabela 2, é demonstrado o ICV da produção de 1 MJ de biogás bruto, construído a partir da combinação de dados primários e secundários, tanto nas entradas quanto nas saídas dos processos envolvidos, bem como das emissões consideradas.

Tabela 2 - Inventário do ciclo de vida da fase de produção do biogás, considerando 1 MJ como unidade funcional.

| Fluxos                   | Unidade         | Quantidade            | Fonte                                          |  |
|--------------------------|-----------------|-----------------------|------------------------------------------------|--|
| Manejo                   |                 |                       |                                                |  |
| Entradas                 |                 |                       |                                                |  |
| Esterco                  | kg              | 1,13                  | Dado primário                                  |  |
| Eletricidade             | kWh             | $1,72 \times 10^{-2}$ |                                                |  |
| Diesel                   | L               | $2,98 \times 10^{-3}$ |                                                |  |
| Água                     | L               | 2,86                  |                                                |  |
| Saídas                   |                 |                       |                                                |  |
| Chorume                  | kg              | 3,99                  | Dado primário                                  |  |
| Emissões ao ar           |                 |                       |                                                |  |
| CH <sub>4</sub> , escape | kg              | $1,90 \times 10^{-3}$ | (WESNÆS, M.,<br>WENZEL, H.,<br>PETERSEN, 2009) |  |
| CO <sub>2</sub>          | kg              | $4,76 \times 10^{-3}$ |                                                |  |
| N <sub>2</sub> O         | kg              | $4,03 \times 10^{-5}$ |                                                |  |
| N <sub>2</sub>           | kg              | $1,13 \times 10^{-4}$ |                                                |  |
| NH <sub>3</sub>          | kg              | $1,47 \times 10^{-4}$ |                                                |  |
| NO <sub>x</sub>          | kg              | $3,85 \times 10^{-5}$ |                                                |  |
| Separação sólido-líquido |                 |                       |                                                |  |
| Entradas                 |                 |                       |                                                |  |
| Chorume                  | L               | 3,99                  | Dado primário                                  |  |
| Diesel                   | L               | $3,88 \times 10^{-4}$ |                                                |  |
| Eletricidade             | kWh             | $4,79 \times 10^{-3}$ |                                                |  |
| Saídas                   |                 |                       |                                                |  |
| Fase sólida              | kg              | $3,99 \times 10^{-1}$ | Dado primário                                  |  |
| Fase líquida             | L               | 3,59                  |                                                |  |
| Digestão anaeróbica      |                 |                       |                                                |  |
| Entradas                 |                 |                       |                                                |  |
| Fase líquida             | L               | 3,59                  | Dado primário                                  |  |
| Eletricidade             | kWh             | $1,92 \times 10^{-2}$ |                                                |  |
| Saídas                   |                 |                       |                                                |  |
| Biogás bruto             | Nm <sup>3</sup> | $6,65 \times 10^{-2}$ | Dado primário                                  |  |
| Digestado                | kg              | 3,51                  |                                                |  |
| Emissões ao ar           |                 |                       |                                                |  |
| CH <sub>4</sub> , escape | kg              | $4,94 \times 10^{-4}$ | (HAMELIN <i>et al.</i> ,<br>2010)              |  |
| CO <sub>2</sub>          | kg              | $7,12 \times 10^{-4}$ |                                                |  |
| Pré-filtração do biogás  |                 |                       |                                                |  |
| Entradas                 |                 |                       |                                                |  |
| Biogás bruto             | MJ              | 1,51                  | Dado primário                                  |  |
| Saídas                   |                 |                       |                                                |  |
| Biogás                   | MJ              | 1                     | Dado primário                                  |  |
| H <sub>2</sub> S         | kg              | $9,04 \times 10^{-5}$ |                                                |  |
| Efluentes                | kg              | $6,49 \times 10^{-2}$ |                                                |  |

O processo de tratamento do biogás, que consiste basicamente na remoção de  $H_2O$  e  $H_2S$ , foi modelado conforme a literatura (ARDOLINO, FILOMENA; PARRILLO; ARENA, 2018), com o objetivo de fornecer um biogás apto a ser destinado às aplicações previstas nos cenários de uso. Por isso, a composição química do biogás obtido nessa fase foi determinada conforme a Tabela 3.

Tabela 3 - Composição química do biogás dessulfurizado e do biometano (ARDOLINO, FILOMENA; PARRILLO; ARENA, 2018).

| <b>Composição</b>          | <b>Biogás (% vol.)</b> | <b>Biometano (% vol.)</b> |
|----------------------------|------------------------|---------------------------|
| Metano, $CH_4$             | 59,6                   | 97,4                      |
| Dióxido de Carbono, $CO_2$ | 36,5                   | 1,72                      |
| Nitrogênio gasoso, $N_2$   | 3                      | 0,8                       |
| Oxigênio gasoso, $O_2$     | 0,5                    | 0,11                      |

Adicionalmente, cumpre esclarecer que os fatores de emissão utilizados para o cálculo de cada emissão contabilizada foram estimados com base nos Capítulos 10 e 11 dos Guias para Inventários Nacionais de Emissões de Efeito Estufa, elaborados pelo Painel Internacional de Mudanças Climáticas (IPCC) (IPCC, 2006b, a), e combinados à literatura para aprimorar o ICV proposto.

A partir desse ponto, inicia-se a modelagem focada no aproveitamento energético do biogás gerado na planta, com início no cenário de Referência. Nesse caso, a planta emprega o biogás para gerar eletricidade, no entanto, ainda que houvesse uma unidade CHP em uso pelos operadores da planta, para modelar o ICV foram utilizados dados do processo de unidade de cogeração, modelados conforme a literatura (HAMELIN *et al.*, 2010; JUNGBLUTH; CHUDACOFF, 2007), considerando uma eficiência de conversão de 40% para energia elétrica e de 46% para calor.

O processo da Unidade CHP foi modelado de acordo com o banco de dados Ecoinvent v2.0 (JUNGBLUTH; CHUDACOFF, 2007), assumindo que o biogás bruto tem um poder calorífico inferior de  $22,2 \text{ Nm}^3/\text{MJ}$ , uma densidade de  $1,158 \text{ kg}/\text{Nm}^3$ , e a eficiência de conversão de cogeração de 46% para energia térmica, 40% para energia elétrica e os restantes 14% são perdas de calor inerentes ao processo.

A Tabela 4 apresenta os dados do ICV utilizados para modelar o processo de operação da CHP.

Tabela 4 - Inventário de Ciclo de Vida (ICV) da Unidade Cogeração de Calor e Energia (*Combined Heat and Power – CHP*), de acordo com a unidade funcional de 1 MJ de biogás.

| Fluxos                      | Unidade | Quantidade            | Fonte                                                      |
|-----------------------------|---------|-----------------------|------------------------------------------------------------|
| <i>Entradas</i>             |         |                       |                                                            |
| Biogás                      | MJ      | 1                     | (HAMELIN <i>et al.</i> , 2010; JUNGBLUTH; CHUDACOFF, 2007) |
| Óleo lubrificante           | kg      | $3,04 \times 10^{-2}$ |                                                            |
| <i>Saídas</i>               |         |                       |                                                            |
| Eletricidade                | MJ      | $4,00 \times 10^{-1}$ | (HAMELIN <i>et al.</i> , 2010; JUNGBLUTH; CHUDACOFF, 2007) |
| Calor                       | MJ      | $4,58 \times 10^{-1}$ |                                                            |
| <i>Emissões ao ar</i>       |         |                       |                                                            |
| CH <sub>4</sub> , biogênico | kg      | $1,68 \times 10^{-4}$ | (HAMELIN <i>et al.</i> , 2010; JUNGBLUTH; CHUDACOFF, 2007) |
| CO                          | kg      | $1,42 \times 10^{-4}$ |                                                            |
| CO <sub>2</sub> , biogênico | kg      | $4,34 \times 10^{-2}$ |                                                            |
| Lubrificante, descarte      | kg      | $3,74 \times 10^{-2}$ |                                                            |
| NMVOC**                     | kg      | $7,27 \times 10^{-6}$ |                                                            |
| NO <sub>x</sub>             | kg      | $2,81 \times 10^{-4}$ |                                                            |
| Particulados, < 10 µm       | kg      | $2,34 \times 10^{-7}$ |                                                            |
| Particulados, < 2,5 µm      | kg      | $1,07 \times 10^{-7}$ |                                                            |
| SO <sub>2</sub>             | kg      | $9,96 \times 10^{-6}$ |                                                            |

Nota: NMVOC: *Non-Methane Volatile Compounds* (Compostos Voláteis Não-Metano).

Conforme relatado anteriormente, pode-se perceber que o uso do biogás para gerar eletricidade por meio de uma unidade de cogeração implica a produção de calor como subproduto, no qual, neste caso, não foram considerados os impactos ambientais relacionados ao seu uso, sendo, portanto, um resíduo da produção. Os fluxos e as emissões inseridos foram obtidos conforme a literatura, considerando a composição do biogás ao sair do processo de pré-filtração (JUNGBLUTH; CHUDACOFF, 2007).

Na modelagem dos três cenários que abordam o uso do biogás para biometano são adotados três processos principais: a técnica de upgrade do biogás para biometano que foram: *Pressure Swing Adsorption – PSA* (cenário 1), Separação por membrana - SM (cenário 2) e *High-Pressure Water Scrubbing – HPWS* (cenário 3), a compressão do biometano, e o veículo de carga utilizando biometano como combustível.

Estes cenários adotam essas três técnicas de purificação, comumente empregadas em processos produtivos de gás natural (WELLINGER; MURPHY;

BAXTER, 2013). Cada uma dessas técnicas foi detalhada na seção 2.2; no entanto, o detalhamento dos fluxos de insumos e das emissões correspondentes a cada técnica empregada nos cenários é descrito nesta seção.

Apesar de serem técnicas que viabilizam a produção de biometano em sistemas produtivos de biogás bastante reportadas na literatura, ainda há dificuldade em encontrar sistemas que empregam essas técnicas em território brasileiro para a coleta de dados de ICV. Por isso, os dados considerados no ICV dos cenários de purificação do biogás foram coletados de literaturas afins, tendo em vista que a planta de biogás utilizada como fonte de dados primários não emprega nenhuma técnica de purificação.

O processo de PSA adotado no cenário 1 foi modelado com base na base de dados Ecoinvent (JUNGBLUTH; CHUDACOFF, 2007), enquanto os processos de upgrade adotados nos cenários 2 e 3 foram modelados com base em dados da literatura (ARDOLINO, F. *et al.*, 2021; ARDOLINO, FILOMENA; PARRILLO; ARENA, 2018; FLORIO *et al.*, 2019).

Em sequência, processo de compressão do biometano foi modelado conforme a literatura (PATTERSON *et al.*, 2011), considerando que o biometano é liberado dos processos de purificação sob pressão de 10 bar e é comprimido a 330 bar para armazenamento em cilindros de combustível instalados em veículos.

Para a modelagem do veículo a biometano, supõe-se que este seja um caminhão pequeno com consumo específico de combustível de 22,2 Nm<sup>3</sup>/100km. A literatura (ARDOLINO, F. *et al.*, 2021; PRUSSI *et al.*, 2020; THOMPSON *et al.*, 2006) apresentou fatores de emissão baseados na distância percorrida pelo veículo. A carga utilizada na modelagem foi determinada com base em modelos de veículos disponíveis na base de dados do software *LCA for Experts* (THINKSTEP, 2022).

Sendo assim, o Inventário de Ciclo de Vida (ICV) completo dos cenários 1, 2 e 3, incorporando esses processos, é apresentado na Tabela 5, calculado para a unidade funcional de 1 MJ de biogás.

Tabela 5 - Inventário do Ciclo de Vida dos cenários de purificação de biogás para biometano, considerando 1 MJ de biometano como unidade funcional.

| Tecnologias de upgrade          |         |                       |                       |                       |                                                                                                      |
|---------------------------------|---------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Fluxos                          | Unidade | PSA                   | SM                    | HPWS                  | Ref,                                                                                                 |
| Entradas                        |         |                       |                       |                       |                                                                                                      |
| Biogás                          | MJ      |                       | 1                     |                       | (ARDOLINO, FILOMENA; PARRILLO; ARENA, 2018; FLORIO <i>et al.</i> , 2019; JUNGBLUTH; CHUDACOFF, 2007) |
| Eletricidade                    | MJ      | $7,93 \times 10^{-2}$ | $4,60 \times 10^{-2}$ | $3,96 \times 10^{-2}$ |                                                                                                      |
|                                 | kg      |                       |                       |                       |                                                                                                      |
| Água                            |         | -                     | -                     | $2,20 \times 10^{-3}$ |                                                                                                      |
| Saídas                          |         |                       |                       |                       |                                                                                                      |
| Biometano                       | MJ      | $7,86 \times 10^{-1}$ | $7,96 \times 10^{-1}$ | $7,90 \times 10^{-1}$ |                                                                                                      |
| Emissões ao                     |         |                       |                       |                       |                                                                                                      |
| CO                              | kg      | -                     | $2,56 \times 10^{-2}$ | $2,56 \times 10^{-1}$ |                                                                                                      |
| CO <sub>2</sub> , biogênico     | kg      | $1,97 \times 10^{-2}$ | $3,43 \times 10^{-4}$ | -                     |                                                                                                      |
| H <sub>2</sub> S                | kg      | $7,84 \times 10^{-8}$ | -                     | -                     |                                                                                                      |
| NH <sub>3</sub>                 | kg      | -                     | $1,63 \times 10^{-5}$ | $1,63 \times 10^{-5}$ |                                                                                                      |
| NMVOC**                         | kg      | -                     | $6,61 \times 10^{-4}$ | $6,61 \times 10^{-4}$ |                                                                                                      |
| Acetaldeídos                    | kg      | -                     | $1,03 \times 10^{-7}$ | $8,81 \times 10^{-8}$ |                                                                                                      |
| SO <sub>2</sub>                 | kg      | $1,86 \times 10^{-5}$ | -                     | -                     |                                                                                                      |
| Calor residual                  | kg      | $5,22 \times 10^{-2}$ | -                     | -                     |                                                                                                      |
| Efluentes                       | kg      | -                     | -                     | $2,20 \times 10^{-3}$ |                                                                                                      |
| CH <sub>4</sub> , escape        | kg      | $3,04 \times 10^{-4}$ | $1,19 \times 10^{-4}$ | $1,83 \times 10^{-4}$ |                                                                                                      |
| Compressão                      |         |                       |                       |                       |                                                                                                      |
| Entradas                        |         |                       |                       |                       |                                                                                                      |
| Biometano                       | MJ      | $7,86 \times 10^{-1}$ | $7,96 \times 10^{-1}$ | $7,90 \times 10^{-1}$ | (SHINDE <i>et al.</i> , 2021)                                                                        |
| Eletricidade                    | MJ      | $1,40 \times 10^{-2}$ | $1,42 \times 10^{-2}$ | $6,53 \times 10^{-3}$ |                                                                                                      |
| Saídas                          |         |                       |                       |                       |                                                                                                      |
| Biometano comprimido            | MJ      |                       | $1,97 \times 10^{-1}$ |                       | (SHINDE <i>et al.</i> , 2021)                                                                        |
| Operação do veículo a biometano |         |                       |                       |                       |                                                                                                      |
| Entradas                        |         |                       |                       |                       |                                                                                                      |
| Biometano comprimido            | MJ      |                       | $1,97 \times 10^{-1}$ |                       | (ARDOLINO, FILOMENA; PARRILLO; ARENA, 2018; RICARDO, 2016)                                           |
| Emissões ao ar                  |         |                       |                       |                       |                                                                                                      |
| CO <sub>2</sub> , biogênico     | kg      |                       | $1,16 \times 10^{-2}$ |                       |                                                                                                      |
| CH <sub>4</sub> , biogênico     | kg      |                       | $3,16 \times 10^{-5}$ |                       |                                                                                                      |
| CO, biogênico                   | kg      |                       | $6,34 \times 10^{-5}$ |                       |                                                                                                      |
| N <sub>2</sub> O                | kg      |                       | $4,60 \times 10^{-7}$ |                       |                                                                                                      |
| Hidrocarbonetos                 | kg      |                       | $2,04 \times 10^{-5}$ |                       |                                                                                                      |
| NO <sub>x</sub>                 | kg      |                       | $1,27 \times 10^{-4}$ |                       |                                                                                                      |
| Particulados < 2.5 mm           | kg      |                       | $1,69 \times 10^{-7}$ |                       |                                                                                                      |

O biometano apresenta propriedades como menor poder calorífico, eficiência de conversão, teor de CH<sub>4</sub> e escape de CH<sub>4</sub>, definidas de acordo com a tecnologia de beneficiamento adotada, conforme a Tabela 6. Entretanto, a densidade do biometano gerado foi de  $2,14 \times 10^{-2}$  kg/MJ (equivalente a  $7,52 \times 10^{-1}$  kg/Nm<sup>3</sup>), permaneceu a mesma para todos e foi adotada de acordo com o banco de dados Ecoinvent (JUNGBLUTH; CHUDACOFF, 2007).

Tabela 6 - Propriedades do biometano de acordo com a tecnologia de upgrade (ARDOLINO, F. *et al.*, 2021).

| Propriedades                         | PSA   | SM    | HPWS  |
|--------------------------------------|-------|-------|-------|
| Poder Calorífico, MJ/Nm <sup>3</sup> | 35    | 34.89 | 35.01 |
| CH <sub>4</sub> , %                  | 98.5  | 98    | 98.5  |
| Escape de CH <sub>4</sub> , %        | 1.8   | 0.69  | 1.5   |
| $\eta^*$ , MJ biometano/MJ biogás    | 0.789 | 0.800 | 0.793 |

\*  $\eta$ : Eficiência de conversão do biogás para biometano

No Cenário 4, assume-se que o esterco animal não é utilizado para geração de biogás, mas sim aplicado diretamente ao solo como fertilizante orgânico. Nesse cenário, como descrito anteriormente na Seção 3.2.5, o esterco é coletado e enviado para um tanque de homogeneização, para, depois, ser transportado ao campo e aplicado diretamente ao solo como fertilizante. Este cenário inclui o armazenamento do esterco, já representado pelo processo "Manejo do esterco", na fase de produção de biogás. Portanto, os dados da Tabela 2 permanecem inalterados na composição do ICV.

Processos adicionais incluem o transporte do esterco para o campo — assumindo uma distância simbólica de 10 km — e a aplicação no solo, para a qual as emissões são contabilizadas. O transporte é realizado por meio de um caminhão a diesel, cujo fluxo, utilizado para representá-lo no modelo *LCA for Experts*, é denominado "*Truck, 26-28 t, EURO IV*", com consumo de combustível calculado a partir da distância e da carga.

Para modelar esse cenário, o esterco é rastreado entre os processos, usando as designações "esterco ex-armazenamento" e "esterco ex-armazenamento no campo", para representar melhor o material que sai do armazenamento, por meio do tanque de homogeneização, e é destinado à aplicação no campo. Os dados para este processo foram obtidos de fontes secundárias, com base na literatura (WESNÆS, M., WENZEL, H., PETERSEN, 2009b) que relata parâmetros de manuseio e aplicação para esterco bovino ou suíno. Esses processos adicionais são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Inventário de Ciclo de Vida (ICV) do processo de aplicação do esterco no solo, conforme o cenário 4, calculado para a unidade funcional de 1 MJ de biogás.

| Fluxos                                     | Unidade | Quantidade            | Fonte                                    |
|--------------------------------------------|---------|-----------------------|------------------------------------------|
| Aplicação no solo                          |         |                       |                                          |
| <i>Entrada</i>                             |         |                       |                                          |
| Diesel                                     | kg      | $1,60 \times 10^{-1}$ | (WESNÆS, M., WENZEL, H., PETERSEN, 2009) |
| Esterco <i>ex-armazenamento</i>            | kg      | 4,17                  |                                          |
| <i>Saídas</i>                              |         |                       |                                          |
| Esterco <i>ex-armazenamento</i><br>no solo | kg      | 4,17                  |                                          |
| <i>Emissões ao ar</i>                      |         |                       |                                          |
| N                                          | kg      | $7,18 \times 10^{-4}$ | (WESNÆS, M., WENZEL, H., PETERSEN, 2009) |
| N <sub>2</sub> O                           | kg      | $2,63 \times 10^{-4}$ |                                          |
| NH <sub>3</sub>                            | kg      | $7,98 \times 10^{-5}$ |                                          |
| NO <sub>x</sub>                            | kg      | $2,39 \times 10^{-5}$ |                                          |
| <i>Emissões ao solo</i>                    |         |                       |                                          |
| Nitrato                                    | kg      | $8,62 \times 10^{-3}$ | (WESNÆS, M., WENZEL, H., PETERSEN, 2009) |
| Fosfato                                    | kg      | $3,91 \times 10^{-4}$ |                                          |
| Zinco                                      | kg      | $8,94 \times 10^{-5}$ |                                          |
| Chumbo                                     | kg      | $4,63 \times 10^{-5}$ |                                          |

### 3.1.4. Avaliação dos Impactos de Ciclo de Vida

A Avaliação dos Impactos de Ciclo de Vida (AICV) foi conduzida utilizando a metodologia de caracterização CML 2001, com base na base de dados do *LCA for Experts*, versão 9.2.1.68 (THINKSTEP, 2022). A escolha dessa metodologia se deu com a finalidade de verificar os efeitos das emissões dos principais gases que contribuem para o aumento do efeito estufa e, ainda, por ser amplamente utilizada. Por isso, foram consideradas as seguintes categorias de impacto: *Global Warming Potential* (GWP - kg CO<sub>2</sub> Eq.), *Acidification Potential* (AP - kg de SO<sub>2</sub> Eq.) e *Eutrophication Potential* (EP - kg PO<sub>4</sub> Eq.).

Como mencionado anteriormente, o estudo pretende verificar os efeitos das emissões dos principais gases que contribuem para o aumento do efeito estufa e, para

promover uma análise focada em determinar os aspectos individuais e facilitar a comparação do estudo, foram escolhidas apenas essas três categorias de impacto para a análise. Dessa forma, no GWP, o objetivo é identificar, no contexto brasileiro, os impactos ambientais decorrentes das emissões de gases como CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> (e de outros gases cujas emissões contribuem para as mudanças climáticas) associadas às atividades de manejo de dejetos e à aplicação de tecnologias de upgrade. Com AP, é possível verificar a influência da queima de combustíveis fósseis na cadeia produtiva, que apresenta alto teor de enxofre, bem como a do maquinário utilizado, do ponto de vista das emissões de gases como SO<sub>x</sub> e de material particulado (SOUSA *et al.*, 2017). Com EP, o objetivo é verificar como as atividades incluídas emitem gases, como nitrogênio e amônia, associados ao uso de fertilizantes nas fases de plantio, os quais podem causar danos aos corpos d'água e ao solo (BEAUSANG; MCDONNELL; MURPHY, 2020).

A análise da *Primary Energy Demand* – PED, em MJ/MJ, também foi incluída para verificar a distribuição de uso e de fonte de energia utilizada na modelagem dos impactos do ciclo de vida do biogás e de seus cenários de uso. A PED, também chamada de Demanda Acumulada de Energia (*Cumulative Energy Demand* - CED), é um importante indicador do uso de energia, (ADELT; WOLF; VOGEL, 2011; CHERUBINI *et al.*, 2015b; VÁSQUEZ *et al.*, 2019) (UBINI *et al.*, 2015b; VÁSQUEZ *et al.*, 2019) para mensurar a PED, de acordo com sua tipologia, seja fóssil ou renovável, ao longo da cadeia de produção. Para calcular a PED, geralmente expressa em MJ/MJ ou kWh/kWh, são adicionadas as quantidades de energia para detalhar o quanto de hidrelétrica, eólica, solar, biomassa, nuclear, geotérmica, ondas, gás natural, carvão e petróleo foi utilizada naquele processo (HEPBURN *et al.*, 2015).

A opção por não incluir outras categorias de impacto como *Land Use*, *Water Use* e *Particulate Matter Formation*, por exemplo, decorre de primeiramente do alinhamento aos objetivos do estudo, que são voltados para as diferentes tecnologias de upgrade, considerando o aproveitamento energético do biogás/biometano, e de sua distribuição, para os quais as categorias climáticas e energéticas são mais diretamente informativas.

Além disso, buscou-se trazer robustez e comparabilidade aos inventários disponíveis para a planta de médio porte e para os cenários de purificação e distribuição, evitando ampliar a incerteza com dados pouco representativos ou de alta variabilidade espacial/temporal, dada a escassez de dados primários para a modelagem das ACVs realizadas.

Além disso, *Land Use* e *Water Use* tendem a ser dominadas pelo estágio de matéria-prima e a serem altamente dependentes do contexto local (substratos, clima, manejo), enquanto *Particulate Matter Formation* se relaciona sobretudo à fase de combustão e ao controle de emissões veiculares, para o qual há escassez de dados primários específicos no caso brasileiro analisado.

### **3.2. Análise do Ciclo de Vida de Cenários de Distribuição de biogás e biometano**

Esta seção detalha a metodologia utilizada para investigar os impactos ambientais de três opções de distribuição de biogás e biometano, por meio da Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) e da análise de cenários.

#### **3.2.1. Definição do objetivo**

O objetivo é analisar os impactos ambientais de três possibilidades de distribuição que poderiam ser adotadas para a infraestrutura de distribuição de biogás e biometano produzidos a partir de resíduos agroindustriais provenientes de plantas brasileiras. Dessa forma, os cenários incluem a produção de biometano centralizada e descentralizada, para que, com essas diferentes configurações, seja possível a utilização de infraestrutura existente ou dedicada.

Essa fase do estudo foca nos impactos ambientais dos seguintes processos: upgrade do biogás para biometano, distribuição por caminhões a diesel e os diferentes gastos energéticos que os processos de compressão requerem para garantir as diferentes pressões ao longo da cadeia produtiva. Nesse sentido, excluem-se da análise os impactos ambientais da fase de produção e de uso do biogás.

Com a definição e caracterização dos cenários de distribuição, a metodologia de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) será utilizada para analisar os impactos ambientais das diferentes configurações propostas. Para isso, o levantamento dos dados para compor o Inventário de Ciclo de Vida (ICV), foi realizado considerando-se alguns dos dados já coletados, que compreendem as capacidades de produção da planta modelo, as entradas e saídas da tecnologia de upgrade do tipo HPWS, e para os demais processos, como transporte e processos de compressão, foram utilizados dados da literatura e base de dados do *LCA for Experts*.

### 3.2.2. Definição do escopo

Nas seções seguintes serão descritos os cenários, a unidade funcional, as principais premissas e hipóteses incluídas na fronteira do sistema dessa fase do estudo, que definem o escopo do estudo.

#### 3.2.2.1. Fronteiras do sistema

Para analisar os impactos ambientais dos processos incluídos nos cenários de distribuição, consideraram-se apenas os apresentados na Figura 14. Assumiu-se que as fronteiras do sistema são "*gate-to-tank*" (porta-ao-tanque) para os cenários em que o biometano é entregue em postos de abastecimento e "*gate-to-pipeline*" (porta-ao-gasoduto) para o cenário em que o biometano é injetado diretamente nos gasodutos. Esta abordagem exclui os impactos ambientais associados à fase de produção do biogás (a montante do "*gate*" inicial) e à fase de uso final do biometano.

Assim como na primeira fase de ACV desenvolvida neste estudo, esse delineamento também buscou responder às lacunas identificadas na revisão da literatura, na qual se observou predominância de estudos focados no aproveitamento energético do biogás, com pouca integração entre os cenários de upgrade e distribuição, além da ausência de dados aplicados ao contexto brasileiro.

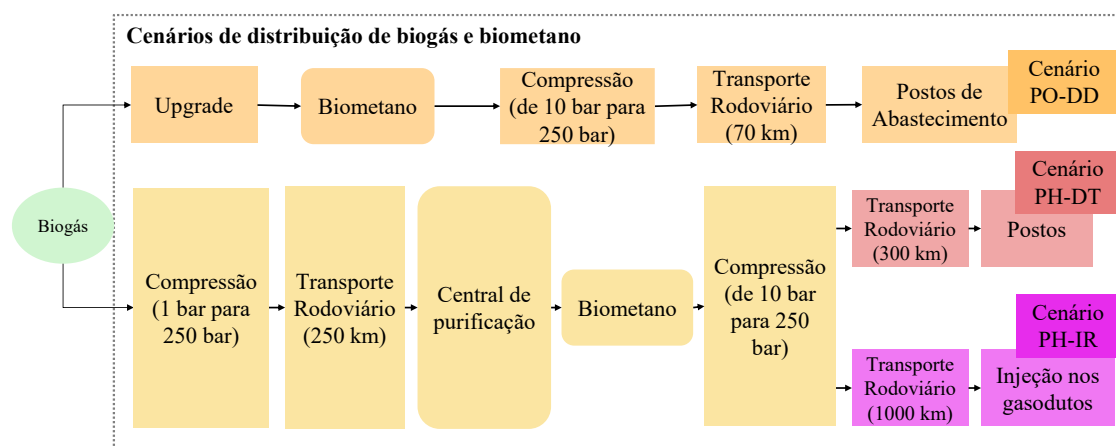


Figura 14 - Fluxograma ilustrativo das fronteiras do sistema em estudo, demonstrando quais processos foram considerados.

Importante ressaltar que a escolha da fronteira *gate-to-tank* prioriza impactos relacionados à purificação, compressão e uso, alinhando-se ao escopo desta fase do

estudo, mas exclui outras etapas, como as relacionadas ao cultivo e à coleta de resíduos, que podem ser relevantes em análises mais amplas. Dessa forma, a fronteira do tipo *gate-to-tank* foi escolhida para mostrar, com mais precisão, como os processos envolvidos influenciam os impactos na distribuição do biogás e do biometano.

#### 3.2.2.2. Unidade Funcional

A unidade funcional adotada é de 1 Nm<sup>3</sup> de biometano saindo diretamente do upgrade HPWS (*High-Pressure Water Scrubbing*), considerando ambas as possibilidades: se o upgrade ocorre na planta de produção de biogás ou em uma central de purificação.

Dessa forma, a escolha dessa unidade funcional se deu por ser uma métrica amplamente utilizada em estudos de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) aplicados a gases combustíveis, permitindo a comparabilidade com a literatura e a padronização dos resultados. Além disso, o uso de uma unidade volumétrica normalizada (Nm<sup>3</sup>, a 0 °C e 1 atm) garante consistência técnica, pois elimina variações de pressão e temperatura que poderiam distorcer os cálculos. Essa abordagem também facilita a conversão para equivalentes energéticos (MJ ou kWh), se necessário, e permite análises comparativas com o gás natural, que utiliza a mesma referência.

#### 3.2.2.3. Alocação

No presente trabalho, buscou-se adotar, como alternativa aos processos de alocação, a expansão do sistema para verificar como o biogás pode gerar impactos evitados. Por isso, os produtos utilizados foram eletricidade da rede, diesel e gás natural, ou seja, de modo a corresponder ao cenário de aplicação prática proposto para o biogás.

#### 3.2.2.4. Descrição dos cenários

Na busca de cobrir um espectro abrangente de possibilidades, os cenários propostos são os seguintes:

**Purificação na Origem e Distribuição Direta (PO-DD):** O biogás é purificado para biometano diretamente na planta, por *High-Pressure Water Scrubbing* (HPWS), e distribuído por caminhões até uma unidade de abastecimento local, a cerca de 70 km. Dessa forma, o PO-DD representa uma opção descentralizada de produção de biometano, com curta distância de transporte, pois parte diretamente da planta até o consumidor. Os processos contabilizados são ilustrados na Figura 15. O plano de

modelagem do Cenário PO-DD no software *LCA for Experts* é demonstrado no Apêndice B, pela Figura B. 6.

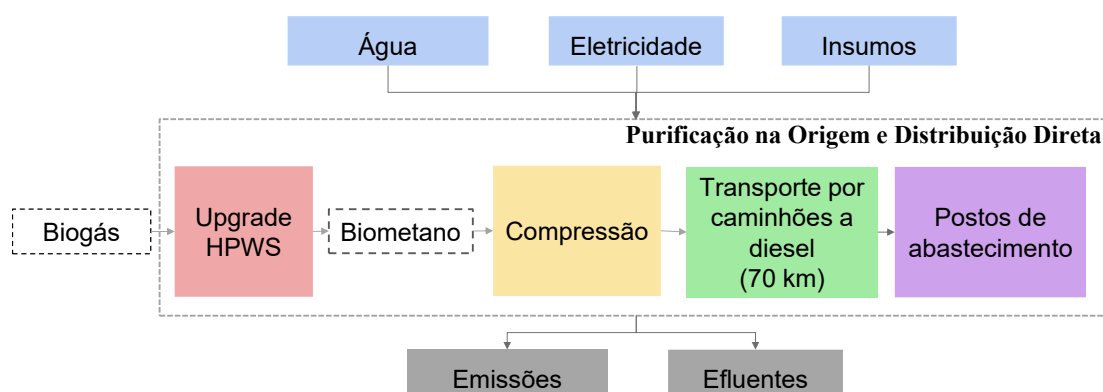


Figura 15 - Limites do sistema e processos adotados no Cenário de Purificação na Origem e Distribuição Direta (PO-DD).

Na modelagem de PO-DD, o ponto de partida considerado para a estimativa da distância média de transporte do biometano gerado foi a localização da planta modelo, e o ponto de chegada seria um posto de abastecimento de GNV situado a aproximadamente 70 km. Essa estimativa foi escolhida com base na localização real da planta piloto e na distância média entre esta e o posto de abastecimento mais próximo. Nesse caso, considerou-se uma distância média entre Luziânia (local da planta-piloto) e Brasília-DF, estimada no Google Earth Pro.

**Purificação em Hub e Distribuição Terrestre (PH-DT):** O biogás é transportado até uma unidade central de purificação, onde é convertido em biometano por meio da técnica *High-Pressure Water Scrubbing* (HPWS). Depois, é transportado por caminhões até os postos de abastecimento locais, cobrindo 300 km a partir da planta modelo.

Essa opção representa uma forma centralizada de concentrar a purificação do biogás em uma unidade que possa receber biogás de outras plantas localizadas nos arredores. A ideia da central de purificação é garantir que as características físico-químicas do biometano atendam às especificações necessárias para ser utilizado como combustível em postos de abastecimento de GNV. Dessa forma, o PH-DD representa uma solução para plantas que não dispõem de tecnologia de purificação, permitindo que o biogás produzido seja transportado para a central, purificado e encaminhado adequadamente aos pontos de consumo, conforme demonstrado no esquema da Figura

16. O plano de modelagem do Cenário PH-DT no software LCA for Experts é demonstrado no Apêndice B, pela Figura B. 7.

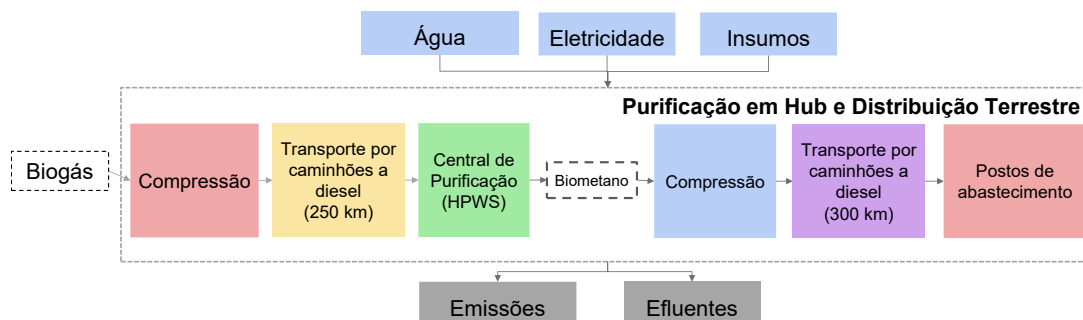


Figura 16 - Limites do sistema adotados no Cenário Purificação em Hub e Distribuição Direta (PH-DT).

O PH-DT contou com duas estimativas de distância para o transporte de biogás, que incluem a distância da planta até o hub, considerando-se uma distância com base nas demais plantas de biogás dos arredores, resultando em uma distância média de 300 km da planta-piloto. Depois de purificado, o biometano é comprimido e transportado até Brasília, de onde se considerou a distância de 250 km entre o hub e a cidade.

**Purificação em Hub e Injeção na Rede (PH-IR):** Assim como no PH-DT, no PH-IR o biogás é transportado para o hub, passa pelo processo de purificação e, em seguida, é transportado de volta ao ponto de entrega da rede de gasodutos. Essa opção representa o aproveitamento da estrutura já existente no país para o transporte de gás natural, que, apesar de ainda não estar distribuído uniformemente ao longo do território brasileiro, foi considerado o transporte por caminhões até o ponto. Por isso, considerou-se uma distância média de 1000 km para que o biometano fosse injetado nos gasodutos de gás natural.

A principal diferença em relação ao Cenário PH-DT é o destino adotado. Neste caso, em vez de ser encaminhado para postos de abastecimento mais próximos, o biometano é transportado para ser injetado diretamente na rede de gasodutos existente no Brasil, misturando-se ao gás natural já em operação. A Figura 17 ilustra os processos envolvidos na modelagem desse cenário, destacando a integração do biometano à infraestrutura de gás natural. O plano de modelagem do Cenário 1 no software LCA for Experts é demonstrado no Apêndice B, pela Figura B. 8.

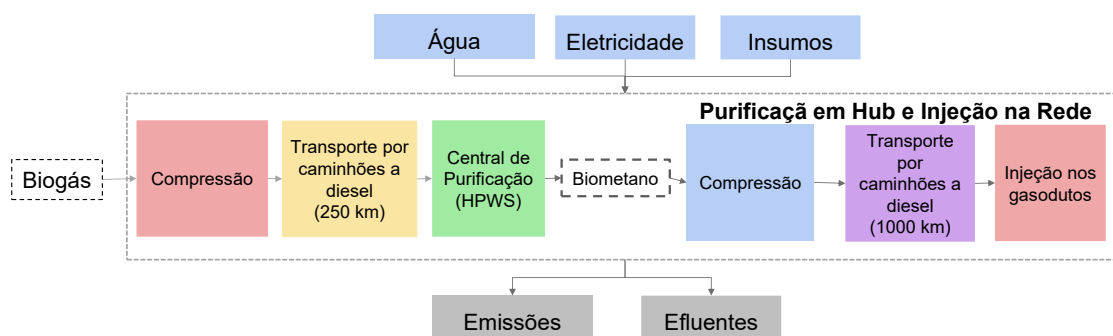


Figura 17 - Limites do sistema e processos adotados no Cenário Purificação em Hub e Injeção na Rede (PH-IR).

Em resumo, os processos incluídos em cada cenário de distribuição (PO-DD, PH-DT, PH-IR) são os seguintes:

- **Upgrade/Purificação de biogás para biometano:** Foi considerada a tecnologia de purificação do tipo HPWS, tanto na planta modelo quanto na central de purificação.
- **Transporte a diesel:** Transporte de biogás bruto e/ou de biometano, incluindo o consumo de combustível e as emissões de gases de efeito estufa (GEE) dos veículos (caminhões a diesel).
- **Compressão:** Ao longo dos cenários, as diferentes pressões necessárias para upgrade, transporte e injeção na rede de gasodutos foram consideradas, assim como o consumo de energia necessário a essas operações.

A seção seguinte descreve a coleta de dados que integram o Inventário de Ciclo de Vida (ICV), como, por exemplo, o consumo de energia nas etapas do transporte do biogás ou do biometano, os fatores de emissão de GEE e de outros poluentes atmosféricos.

### 3.2.3. Levantamento do Inventário de Ciclo de vida

Nessa fase, realiza-se a coleta de dados para compor o Inventário de Ciclo de Vida, com o objetivo de mapear os impactos ambientais de cada processo adotado. Estão compreendidos nesses dados as entradas, as saídas e as emissões de cada processo adotado, bem como a fonte dos dados utilizados.

Para promover um melhor entendimento dos dados aqui utilizados, optou-se por apresentá-los por processos, e o primeiro, comum a todos, é a tecnologia de upgrade

empregada, que foi o HPWS. Dessa forma, apesar de ser a mesma tecnologia de purificação, o processo ocorre em localidades distintas: uma na planta (PO-DD) e as demais no hub de purificação, localizado a 250 km da planta, nos cenários PH-DT e PH-IR. Para viabilizar essa troca de unidades, tornou-se necessário adotar processos de transporte e de compressão, buscando aproximá-los da realidade.

Com os dados do ICV da tecnologia de upgrade utilizados anteriormente na modelagem do cenário 3, recalcularam-se os dados para a unidade funcional de 1 Nm<sup>3</sup> de biometano, apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Inventário do processo de purificação do tipo HPWS, calculado para 1 Nm<sup>3</sup> de biometano como unidade funcional da fase de distribuição.

| Fluxo                      | Unidade         | Quantidade            | Fonte                                                      |
|----------------------------|-----------------|-----------------------|------------------------------------------------------------|
| <i>Entradas</i>            |                 |                       |                                                            |
| Elettricidade              | kWh             | 0,48                  |                                                            |
| Água                       | kg              | $9,77 \times 10^{-2}$ |                                                            |
| <i>Saídas</i>              |                 |                       |                                                            |
| Biometano                  | Nm <sup>3</sup> | 1                     | (ARDOLINO, F. <i>et al.</i> , 2021;                        |
| <i>Emissões ao ar</i>      |                 |                       |                                                            |
| Acetaldeídos               | kg              | $3,91 \times 10^{-6}$ | ARDOLINO, FILOMENA; PARRILLO; ARENA, 2018;                 |
| NH <sub>3</sub>            | kg              | $7,23 \times 10^{-4}$ | ECOINVENT, 2021;                                           |
| CO <sub>2</sub> , removido | kg              | $1,13 \times 10^{-2}$ | FERRARI <i>et al.</i> , 2024; FLORIO <i>et al.</i> , 2019) |
| CO                         | kg              | 1,13                  |                                                            |
| CH <sub>4</sub> , escape   | kg              | $8,09 \times 10^{-3}$ |                                                            |
| NMVOC**                    | kg              | $2,93 \times 10^{-2}$ |                                                            |
| Efluentes                  | kg              | $9,77 \times 10^{-2}$ |                                                            |

No caso do Cenário PO-DD, considera-se que o biogás bruto sai do digestor anaeróbico a 1 bar, mas, para que entre no processo de HPWS, é necessária sua compressão para 10 bar (FERRARI *et al.*, 2024). Em seguida, outro processo de compressão torna-se necessário: a pressão de transporte do biometano como carga no veículo a diesel, de 250 bar. No cenário PH-IR, em que o biometano é injetado na rede de gasodutos, a pressão deve ser de 200 atm. Essas estimativas foram obtidas com base em um estudo similar (FERRARI *et al.*, 2024). Essas diferentes pressões são listadas na Tabela 9, de acordo com os cenários propostos, o que permite compreender as pressões adotadas ao longo dos processos.

Tabela 9 - Dados de pressão utilizados em cada um dos processos de compressão, de acordo com os cenários de distribuição (FERRARI *et al.*, 2024).

| Processo                                 | Pressão (bar) |
|------------------------------------------|---------------|
| Pressão do biogás ao sair do biodigestor | 1             |
| Pressão necessária para upgrade HPWS     | 10            |
| Pressão para transporte                  | 250           |
| Pressão para injeção nos gasodutos       | 200           |

Para garantir essas diferentes pressões de biogás e biometano ao longo da cadeia produtiva, os consumos de energia elétrica foram definidos para cada processo, como demonstra a Tabela 10. Dessa forma, foi possível quantificar o consumo energético necessário a essa fase do ciclo de vida, bem como as emissões de GEE.

Tabela 10 - Inventário dos processos de compressão do biogás ou biometano adotados, calculados para 1 Nm<sup>3</sup> de biometano.

| Fluxo                                    | Unidade         | Quantidade            | Fonte                          |
|------------------------------------------|-----------------|-----------------------|--------------------------------|
| <b>Compressão de 1 bar para 250 bar</b>  |                 |                       |                                |
| <i>Entradas</i>                          |                 |                       |                                |
| Biogás bruto, 1 bar                      | Nm <sup>3</sup> | 1                     | (FERRARI <i>et al.</i> , 2024) |
| Elettricidade                            | MJ              | $1,31 \times 10^{-1}$ |                                |
| <i>Saídas</i>                            |                 |                       |                                |
| Biogás bruto, 250 bar                    | Nm <sup>3</sup> | 1                     |                                |
| <b>Compressão de 10 bar para 250 bar</b> |                 |                       |                                |
| <i>Entradas</i>                          |                 |                       |                                |
| Biometano, 10 bar                        | Nm <sup>3</sup> | 1                     | (FERRARI <i>et al.</i> , 2024) |
| Elettricidade                            | MJ              | $2,86 \times 10^{-2}$ |                                |
| <i>Saídas</i>                            |                 |                       |                                |
| Biometano, 250 bar                       | Nm <sup>3</sup> | 1,76                  |                                |

Em seguida, também houve a coleta de dados referentes aos processos de transporte rodoviário do biogás e do biometano, para os quais foi adotado um caminhão com capacidade de até 16 toneladas, representado pelo fluxo "*Truck, 26-28 t, EURO IV*". A capacidade de carga e a especificação do veículo foram obtidas da literatura, conforme estudos recentes (MOUETTE *et al.*, 2019; Ó CÉILEACHAIR *et al.*, 2023) que abordam as possibilidades de transporte de gás natural liquefeito (GNL) em pequena escala no Brasil, bem como a capacidade de transporte de gás. A partir da estimativa dos deslocamentos a serem realizados pelos caminhões, elaborou-se o inventário dos diferentes processos de transporte adotados nos cenários, de acordo com a distância percorrida e a unidade funcional em estudo, como demonstrado na Tabela 11.

Tabela 11 - Inventário dos processos de transporte, calculado para 1 Nm<sup>3</sup> de biometano como unidade funcional.

| Transporte da planta até os postos de abastecimento (70 km)                  |                         |                       |         |
|------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-----------------------|---------|
| Fluxos                                                                       | Quantidade              | Unidade               |         |
| Entradas                                                                     |                         |                       |         |
| Biometano comprimido, 10 bar                                                 | 1                       | Nm³                   |         |
| Diesel                                                                       | $6,91 \times 10^{-3}$   | kg                    |         |
| Saídas                                                                       |                         |                       |         |
| Biometano comprimido, 10 bar                                                 | 1                       | Nm³                   |         |
| Emissões ao ar                                                               |                         |                       |         |
| NH <sub>3</sub>                                                              | $1,06 \times 10^{-7}$   |                       |         |
| Benzeno                                                                      | $2,19 \times 10^{-7}$   |                       |         |
| CO <sub>2</sub>                                                              | $2,04 \times 10^{-2}$   |                       |         |
| CO <sub>2</sub> (biogênico)                                                  | $1,07 \times 10^{-3}$   |                       |         |
| CO                                                                           | $4,11 \times 10^{-5}$   |                       |         |
| Material Particulado (2,5 µm)                                                | $8,60 \times 10^{-6}$   |                       |         |
| CH <sub>4</sub>                                                              | $3,15 \times 10^{-7}$   | kg                    |         |
| NO <sub>2</sub>                                                              | $1,39 \times 10^{-5}$   |                       |         |
| NO                                                                           | $1,85 \times 10^{-4}$   |                       |         |
| N <sub>2</sub> O                                                             | $1,52 \times 10^{-7}$   |                       |         |
| NMVOC                                                                        | $1,28 \times 10^{-5}$   |                       |         |
| SO <sub>2</sub>                                                              | $1,38 \times 10^{-7}$   |                       |         |
| Transporte da central de purificação até os postos de abastecimento (300 km) |                         |                       |         |
| Entradas                                                                     |                         |                       |         |
| Biogás, 250 bar                                                              | 2,26                    | kg                    |         |
| Diesel                                                                       | $2,0177 \times 10^{-2}$ | kg                    |         |
| Saídas                                                                       |                         |                       |         |
| Biogás, 250 bar                                                              | 2,26                    | kg                    |         |
| Emissões ao ar                                                               |                         |                       |         |
| NH <sub>3</sub>                                                              | $2,07 \times 10^{-7}$   |                       |         |
| Benzeno                                                                      | $6,67 \times 10^{-8}$   |                       |         |
| CO <sub>2</sub>                                                              | $5,96 \times 10^{-2}$   |                       |         |
| CO <sub>2</sub> (biogênico)                                                  | $3,13 \times 10^{-3}$   |                       |         |
| CO                                                                           | $7,19 \times 10^{-5}$   |                       |         |
| Material Particulado (2,5 µm)                                                | $3,08 \times 10^{-6}$   |                       |         |
| CH <sub>4</sub>                                                              | $9,59 \times 10^{-8}$   | kg                    |         |
| NO <sub>2</sub>                                                              | $9,20 \times 10^{-5}$   |                       |         |
| NO                                                                           | $3,46 \times 10^{-4}$   |                       |         |
| N <sub>2</sub> O                                                             | $8,99 \times 10^{-7}$   |                       |         |
| NMVOC                                                                        | $3,90 \times 10^{-6}$   |                       |         |
| SO <sub>2</sub>                                                              | $4,04 \times 10^{-7}$   |                       |         |
| Transporte de biometano a 250 bar                                            |                         |                       |         |
| Entradas                                                                     | 250 km                  | 1000 km               | Unidade |
| Biometano, 250 bar                                                           | 1,76                    | 1,76                  | Nm³     |
| Diesel                                                                       | $9,887 \times 10^{-3}$  | $3,95 \times 10^{-2}$ | kg      |
| Saídas                                                                       |                         |                       |         |
| Biometano, 250 bar                                                           | 1,76                    | 1,76                  | Nm³     |
| Emissões ao ar                                                               |                         |                       |         |
| NH <sub>3</sub>                                                              | $1,01 \times 10^{-7}$   | $4,05 \times 10^{-7}$ |         |
| Benzeno                                                                      | $3,27 \times 10^{-8}$   | $1,31 \times 10^{-7}$ |         |
| CO <sub>2</sub>                                                              | $2,92 \times 10^{-2}$   | $1,17 \times 10^{-1}$ |         |
| CO <sub>2</sub> (biogênico)                                                  | $1,53 \times 10^{-3}$   | $6,15 \times 10^{-3}$ |         |
| CO                                                                           | $3,52 \times 10^{-5}$   | $1,41 \times 10^{-4}$ |         |
| Material Particulado (2,5 µm)                                                | $1,51 \times 10^{-6}$   | $6,03 \times 10^{-6}$ |         |
| CH <sub>4</sub>                                                              | $4,70 \times 10^{-8}$   | $1,88 \times 10^{-7}$ | kg      |
| NO <sub>2</sub>                                                              | $4,51 \times 10^{-5}$   | $1,80 \times 10^{-4}$ |         |
| NO                                                                           | $1,70 \times 10^{-4}$   | $6,78 \times 10^{-4}$ |         |
| N <sub>2</sub> O                                                             | $4,41 \times 10^{-7}$   | $1,76 \times 10^{-6}$ |         |
| NMVOC                                                                        | $1,91 \times 10^{-6}$   | $7,64 \times 10^{-6}$ |         |
| SO <sub>2</sub>                                                              | $1,98 \times 10^{-7}$   | $7,91 \times 10^{-7}$ |         |

As diferentes distâncias foram estipuladas em cada cenário, considerando o ponto de localização original da planta piloto até o posto de GNV mais próximo, a central de upgrade e os gasodutos, conforme mencionado anteriormente. Dessa forma, foi estimada a distância da planta piloto em Luziânia por meio de rotas alternativas que partem da planta e chegam ao ponto de entrega mais próximo, utilizando as principais rodovias nacionais.

Uma vez elaborado o ICV, a próxima etapa do estudo, que será descrita a seguir, é a metodologia utilizada para Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida (ACV). As categorias de impacto utilizadas, bem como a justificativa para sua escolha, serão detalhadas.

#### 3.2.4. Avaliação de Impactos do Ciclo de Vida (AICV)

Na fase de Avaliação dos Impactos do Ciclo de Vida (AICV), o foco será a quantificação dos impactos ambientais de cada cenário, considerando os processos que os compõem, utilizando as categorias de impacto *Global Warming Potential* (GWP), *Acidification Potential* (AP), *Eutrophication Potential* (EP) e *Primary Energy Demand* (PED), com a metodologia CML. A seleção das categorias de impacto foi orientada pela relevância em relação aos objetivos do estudo, priorizando aquelas que melhor representam os efeitos ambientais associados à produção e utilização do biogás. A escolha apenas dessas três categorias permite visualizar com clareza os impactos dos processos que compõem a produção de biogás sobre os gases de efeito estufa, e, dentre as demais categorias de impacto, foi a que possibilitou evidenciar essa influência de maneira mais consistente. Logo, a AICV se concentrou em avaliar especificamente essas três categorias de impacto e, adicionalmente, optou-se por avaliar a PED para compreender como o consumo de energia dos processos se distribuiu e influenciou os resultados da AICV.

## 4. Resultados e Discussão

Considerando a distribuição dos resultados, a demonstração dos impactos foi feita para cada cenário, distribuídos entre os processos que os compõem, para facilitar sua comparação e interpretação. Além disso, essa forma de demonstração permitiu identificar os pontos críticos de impacto ambiental, bem como oportunidades de melhoria.

### 4.1. Análise dos Impactos de Ciclo de Vida (AICV) dos cenários de purificação do biogás para biometano

#### 4.1.1 Global Warming Potential

A Figura 18 ilustra os resultados para a categoria de impacto *Global Warming Potential* (GWP), tanto para o cenário de referência quanto para os cenários de uso, com os impactos distribuídos ao longo dos processos constituintes. De forma geral, o Cenário 1 (Upgrade para biometano com PSA) foi o que apresentou as maiores contribuições, com equivalente a  $1,85 \times 10^{-1}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ. As menores contribuições obtidas nesta categoria foram mostradas nos cenários C3 e C4, com contribuições idênticas de  $1,42 \times 10^{-1}$  kg de CO<sub>2</sub> eq./MJ. Em termos percentuais, C3 e C4 têm contribuições 24% menores do que C1, apesar dos diferentes processos de upgrade contabilizados.

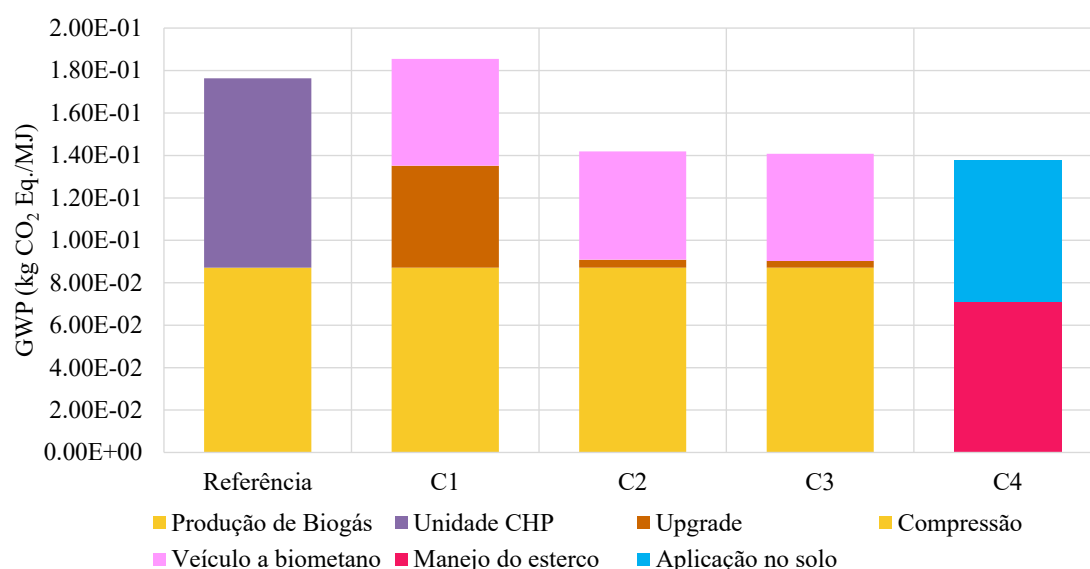


Figura 18 - Resultados dos impactos de GWP por cenário e processo incluído. Referência – Situação real da instalação (biogás para eletricidade e geração de calor);

C1 – Biogás para biometano por PSA; C2 – Biogás para biometano por SM; C3 – Biogás para biometano por HPWS; C4 – Sem produção de biogás.

Em comparação com o cenário de referência, C2 (Biogás para biometano por SM) e C3 (Biogás para biometano por HPWS) apresentaram redução de 20% nos impactos e, em comparação com o C1, o cenário de referência é 5% menor. No cenário de referência, 1 MJ de biogás foi enviado para uma unidade de CHP, cuja eletricidade foi utilizada como crédito junto à distribuidora de energia elétrica. Isso resultou em  $1,76 \times 10^{-1}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ, dos quais 50,6% são atribuídos às emissões do processo da unidade CHP, e a outra parte refere-se à fase de produção de biogás, principalmente relacionada aos processos de manejo do esterco.

Estudos semelhantes (LIN *et al.*, 2021; PÉREZ-CAMACHO; CURRY; CROMIE, 2019a) examinaram a produção de biogás para eletricidade por meio de uma unidade CHP, semelhante ao Cenário de Referência aqui avaliado. No entanto, devido a diferentes aspectos na modelagem de ACV, os impactos ambientais da produção de eletricidade variaram de  $6,02 \times 10^{-2}$  a  $1,13 \times 10^{-1}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ. Isso indica que, apesar dos diferentes aspectos considerados na modelagem dos estudos, em comparação ao estudo aqui demonstrado, como a unidade funcional, o tipo de matéria-prima e as fronteiras do sistema adotadas, o valor encontrado aqui é comparável.

Em relação aos impactos evitados na geração de eletricidade obtidos pelo cenário de referência, verificou-se que 1 MJ de biogás gerou o equivalente a 0,4 MJ de energia elétrica, o que corresponde a  $2,93 \times 10^{-2}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ, considerando apenas a eletricidade proveniente da rede elétrica brasileira. Valores semelhantes foram relatados anteriormente em um estudo (PASCIUCCO *et al.*, 2023) que avalia alternativas para valorização do biogás produzido pela digestão anaeróbia de lodo de esgoto secundário e da fração orgânica de resíduos sólidos urbanos, previamente pré-tratados por cofermentação anaeróbia escura. Semelhante ao aqui analisado, neste estudo foram comparadas quatro configurações, considerando a recuperação de calor, eletricidade e biometano, por meio de análises de ciclo de vida (LCA) e de custos do ciclo de vida (LCC).

É relevante mencionar que a composição da rede elétrica brasileira foi o principal motivo das reduções nas emissões de CO<sub>2</sub>, dado que a matriz elétrica brasileira é composta por fontes renováveis (89%), conforme mencionado anteriormente (MME; EPE, 2024). Essa diferença na abordagem geográfica mostra-se relevante,

principalmente ao se comparar com estudos semelhantes, como o de Perez-Camacho et al. (2019) (PÉREZ-CAMACHO; CURRY; CROMIE, 2019a), que obtiveram economias de  $6,66 \times 10^{-2}$  kg de CO<sub>2</sub> eq./MJ de energia elétrica, utilizando a matriz elétrica da Irlanda do Norte como referência.

Considerando os cenários de biogás para biometano, os impactos das diferentes tecnologias de upgrade foram de  $4,80 \times 10^{-2}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ para a PSA no C1, seguidos por MS (C2) e HPWS (C3), com impactos de  $3,71 \times 10^{-3}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ e  $3,16 \times 10^{-3}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ, respectivamente. No entanto, nos impactos totais, as contribuições do C2 e do C3 são praticamente idênticas, com a fase de produção respondendo pela maior parte dos impactos em ambos os cenários, o que indica que, entre essas duas tecnologias de upgrade, não há diferenças significativas. Isso também é relatado em estudos semelhantes, que comparam tecnologias de upgrade e obtêm resultados similares (MARTÍN-HERNÁNDEZ; GUERRAS; MARTÍN, 2020; SCHOLZ; MELIN; WESSLING, 2013).

Com relação às contribuições percentuais dos processos que compõem o C1, nota-se que a fase de produção de biogás corresponde a 47% dos impactos totais, seguida pelo PSA, com 25,9%, e, finalmente, pela operação de veículos a biometano, com 27,1%. As tecnologias HPWS e MS contribuem com cerca de 2% e 2,6% dos impactos nos cenários 2 e 3, respectivamente, sendo 61% dos impactos na fase de produção de biogás e 36% nas emissões da operação de veículos a biometano. Isso mostra que MS e HPWS são opções viáveis para a implantação de usinas de biogás, ainda que as emissões fugitivas de metano tenham sido de  $8,52 \times 10^{-3}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ em todas as técnicas de upgrade analisadas, o que representa uma contribuição de 4,61% do total de impactos.

Os cenários 1, 2 e 3 utilizaram o uso e a produção do diesel brasileiro como principal parâmetro para o cálculo das emissões evitadas de CO<sub>2</sub>, onde foi obtido o equivalente a  $8,08 \times 10^{-2}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ de uso evitado de diesel, e sobre a produção evitada de diesel, obteve-se um total de  $1,65 \times 10^{-5}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ. Em relação ao C1, isso implica uma economia de 46% de CO<sub>2</sub> evitado; para o C2 e o C3, implica uma economia de 60% de CO<sub>2</sub> eq.

O total de impactos evitados relacionados à produção e uso de diesel equivale a  $8,48 \times 10^{-2}$  kg CO<sub>2</sub> Eq./MJ de diesel, conforme relatado em Ferreira et al. (FERREIRA *et al.*, 2019) que analisa os impactos ambientais do uso de biometano em veículos, e

para a combustão de diesel em um veículo emissões de  $9,57 \times 10^{-2}$  kg de CO<sub>2</sub> eq./MJ, aproximadamente aos valores aqui obtidos.

Comparando-se os dados aqui obtidos com estudos semelhantes (IOANNOU-TTOFA *et al.*, 2021b), constatou-se que as fontes mais significativas de impactos ambientais das usinas de biogás resultam do manejo do esterco, das emissões fugitivas de metano e do transporte dentro da planta, o que também não se observou no presente estudo. Nesse sentido, confirma-se que as estratégias de redução de impactos ambientais são adotadas em processos da cadeia produtiva.

Em termos de impactos evitados da produção e do uso de eletricidade e de diesel, os benefícios da eletricidade são mais significativos. Isso sugere que o aumento da proporção de eletricidade gerada a partir do biogás é vantajoso para reduzir os impactos ambientais, o que se deve principalmente à participação das fontes ((HOLLAS *et al.*, 2022; RAVINA; GENON, 2015) No entanto, a parcela relativamente pequena de emissões evitadas da produção de gás natural sugere que o biogás e o biometano têm impactos ambientais semelhantes, tornando-os alternativas comparáveis (FERREIRA *et al.*, 2019).

#### 4.1.2 Acidification Potential

As contribuições na categoria de *Acidification Potential* (AP) são mostradas na Figura 19, onde se pode perceber que o C4 foi a melhor opção para esta categoria de impacto, com contribuição de  $4,00 \times 10^{-4}$  kg SO<sub>2</sub> eq./MJ. As maiores contribuições foram obtidas no C1 (PSA), com o total de  $5,79 \times 10^{-4}$  kg SO<sub>2</sub> eq./MJ. Em termos percentuais, a contribuição do C4 é 14% menor do que a do C1. Com relação às contribuições do C2 (SM) e do C3 (HPWS), nota-se que elas são praticamente iguais e bem próximas às do C1, com  $5,75 \times 10^{-4}$  kg SO<sub>2</sub> eq./MJ e  $5,69 \times 10^{-4}$  kg SO<sub>2</sub> eq./MJ, respectivamente.

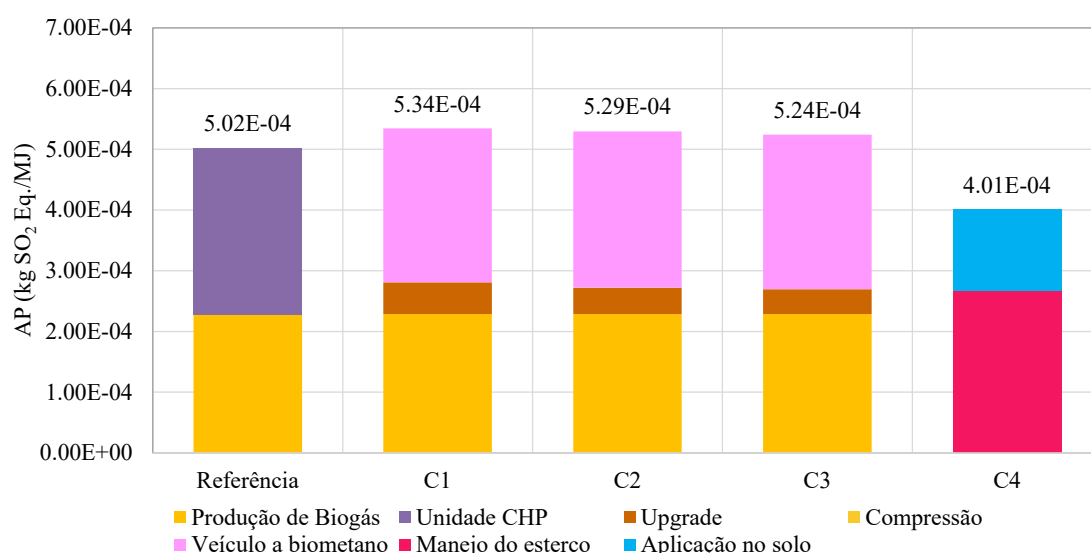


Figura 19 - Resultados dos impactos do AP do processo, incluídos em cada cenário. Cenário de referência – Situação real da instalação (biogás para eletricidade e geração de calor); C1 – Biogás para biometano por PSA; C2 – Biogás para biometano por MS; C3 – Biogás para biometano por HPWS; C4 – Sem produção de biogás.

Em relação ao cenário de referência, do total de  $5,02 \times 10^{-4}$  kg SO<sub>2</sub> eq./MJ, 45% dos impactos decorrem do uso de biogás no processo da usina de cogeração, o que reflete as emissões diretas de NO<sub>x</sub> decorrentes da queima de biogás e de vazamentos de metano. Os outros 55% dos impactos da fase de produção de biogás também apareceram praticamente idênticos em todos os cenários para essa categoria de impactos.

Os cenários de biometano (C1, 2 e 3) apresentaram contribuições praticamente idênticas na AP, com contribuições distintas, principalmente no processo de operação do veículo a biometano, correspondentes a cerca de 45% da contribuição total, que não foi contabilizada no Cenário de referência. Em relação às contribuições da tecnologia de upgrade, as menores contribuições de AP foram observadas para MS (C2), com  $4,33 \times 10^{-5}$  kg SO<sub>2</sub> eq./MJ correspondentes, indicando que essa técnica é a melhor opção nessa categoria de impacto, apesar de sua proximidade aos valores de HPWS (C3).

Ao relacionar os resultados totais de Cenário de referência a 1 kWh de eletricidade gerada, seus impactos são equivalentes a  $2,01 \times 10^{-3}$  kg SO<sub>2</sub> eq./kWh. Em estudos semelhantes (FUSI *et al.*, 2016; PÉREZ-CAMACHO; CURRY; CROMIE, 2019a) a contribuição absoluta de PA geralmente varia de 2,6 a  $5,5 \times 10^{-3}$  kg SO<sub>2</sub> eq./kWh de eletricidade gerada, o que confirma que está próxima dos valores obtidos

aqui. Transformando o valor recebido nos cenários de biometano para a quantidade de esterco de 1 tonelada, para comparar com um estudo brasileiro que utilizou esterco suíno como matéria-prima para produzir biogás para biometano (HOLLAS *et al.*, 2022), obteve-se  $1,45 \times 10^{-1}$  kg de SO<sub>2</sub> eq./tonelada, comparado a  $3,4 \times 10^{-1}$  kg de SO<sub>2</sub> eq./tonelada de esterco no estudo, indicando a comparabilidade dos valores.

Quanto aos impactos evitados para o cenário de referência de  $1,50 \times 10^{-4}$  kg SO<sub>2</sub> eq./MJ foram alcançados usando eletricidade do mix brasileiro estudo semelhante (FLORIO *et al.*, 2019) que encontrou  $2,21 \times 10^{-2}$  kg SO<sub>2</sub> eq./MJ como o valor dos impactos evitados, 99% maior do que o valor encontrado aqui. Apesar das diferenças nas unidades funcionais e no escopo geográfico, essa discrepância evidencia a influência das metodologias e dos contextos adotados em cada estudo.

Além disso, outro estudo (PÉREZ-CAMACHO; CURRY; CROMIE, 2019a) que avaliou os impactos evitados do uso de biogás tanto para geração de energia quanto para produção de biometano relatou  $7,63 \times 10^{-4}$  kg SO<sub>2</sub> eq./MJ, um valor 80,3% maior do que o encontrado aqui. Embora os valores estejam na mesma ordem de grandeza, as diferenças refletem as diferentes capacidades das plantas, os tamanhos e as condições específicas consideradas em cada estudo.

Nos cenários de biometano (C1, 2 e 3), compara-se a quantidade de diesel brasileiro produzida e utilizada evitada, obtendo-se uma economia de  $8,34 \times 10^{-5}$  kg SO<sub>2</sub> eq./MJ e, finalmente, em estudo semelhante, como o de Ferreira et al. (FERREIRA *et al.*, 2019), os impactos evitados foram de  $5,68 \times 10^{-4}$  kg SO<sub>2</sub> eq./MJ, 85,3% maiores do que os aqui observados.

#### 4.1.3 Eutrophication Potential

Para EP, os impactos totais dos cenários propostos são mostrados na Figura 20, e mostra que a pior contribuição é feita pelos cenários de biogás para biometano (C2, 3 e 1, em ordem de maior para menor impacto), com contribuições totais em torno de  $1,47 \times 10^{-4}$  kg PO<sub>4</sub> eq./MJ (C2 e C3) e  $1,42 \times 10^{-4}$  kg PO<sub>4</sub> eq./MJ para C1. Os melhores valores são obtidos para o cenário de referência, no qual o total de  $1,16 \times 10^{-4}$  kg PO<sub>4</sub> eq./MJ significa uma redução de 21% em relação a C2 e C3.

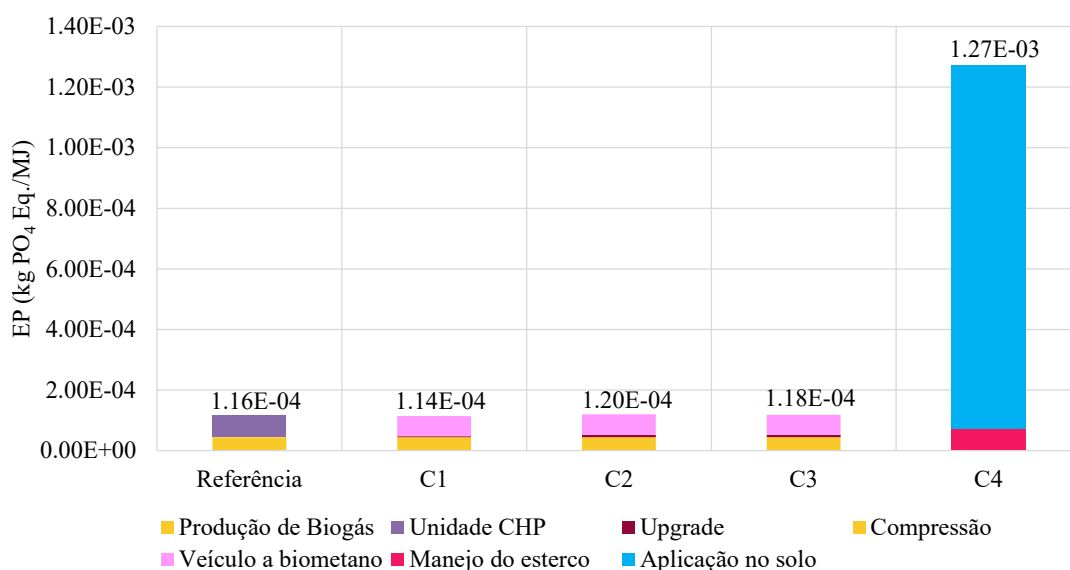


Figura 20 - Resultados dos impactos do EP do processo, incluídos em cada cenário. Cenário de referência – Situação real da instalação (biogás para eletricidade e geração de calor); C1 - Biogás para biometano por PSA; C2 - Biogás para biometano por MS; C3 - Biogás para biometano por HPWS; C4 – Sem produção de biogás.

Notavelmente, a fase de produção de biogás é responsável por 50% dos impactos dos cenários, sendo essas contribuições devidas às atividades agrícolas envolvidas nos processos, conforme verificado por estudos semelhantes (LIN *et al.*, 2021) em que a fase de produção de matéria-prima domina os impactos do EP sobre outros processos. Nesse caso, a técnica de manejo do esterco adotada na usina de biogás tem a maior influência nas emissões de PO<sub>4</sub> eq.

Em termos de redução de emissões, o Cenário de referência apresentou impactos de aproximadamente 20%, inferiores aos obtidos nos cenários 1, 2 e 3, conforme relatado anteriormente. Sobre os processos envolvidos, houve uma contribuição significativa da operação do veículo a biometano, que respondeu por cerca de 46% do total de impactos nos cenários 1, 2 e 3.

Em termos de contribuição da tecnologia de upgrade, o C1 (PSA) teve a menor participação nos impactos totais ( $3,61 \times 10^{-6}$  kg PO<sub>4</sub> eq./MJ), o que corresponde a 2,5%, em comparação com 5% para MS ( $7,80 \times 10^{-6}$  kg PO<sub>4</sub> eq./MJ) e HPWS ( $7,51 \times 10^{-6}$  PO<sub>4</sub> eq./MJ). Isso se deve aos valores de emissões diretas de NH<sub>3</sub>, que foram zero no PSA em relação aos demais. Isso também se reflete nos valores do C3, em que o processo de

upgrade foi responsável por 6,8% do impacto total, seguido pelo processo de transporte, que representou 4,8% do total.

Olhando para os impactos evitados, no caso do cenário de referência, uma economia de  $1,82 \times 10^{-5}$  kg PO<sub>4</sub> eq./MJ considerando a eletricidade do mix elétrico brasileiro. Em relação aos impactos totais do EP para Cenário de referência ( $1,16 \times 10^{-4}$  kg PO<sub>4</sub> eq./MJ), os impactos evitados correspondem a uma redução de 15,7%. Pérez-Camacho et al. (PÉREZ-CAMACHO; CURRY; CROMIE, 2019b) relataram valores de impacto evitados em torno de  $3,05 \times 10^{-5}$  kg PO<sub>4</sub> eq./MJ, o que indica que, neste estudo, os impactos evitados foram menores do que os registrados por aquele trabalho, indicando a sustentabilidade dessa rota de uso do biogás também nessa categoria de impacto.

Sobre o uso e a produção de diesel, houve impactos evitados significativos, com o total de  $4,33 \times 10^{-5}$  kg PO<sub>4</sub> eq./MJ, em que  $2,67 \times 10^{-5}$  kg PO<sub>4</sub> eq./MJ da combustão e  $1,65 \times 10^{-5}$  kg PO<sub>4</sub> eq./MJ da produção de diesel. Em relação aos impactos totais do EP para C2 e C3 ( $1,47 \times 10^{-4}$  kg PO<sub>4</sub> eq./MJ), os impactos evitados representam uma economia de 30%. Valores da mesma magnitude foram relatados em estudos anteriores (FERREIRA *et al.*, 2019) nos quais os impactos evitados foram de  $1,49 \times 10^{-4}$  kg de PO<sub>4</sub> eq./MJ para a fase de uso de biometano como combustível veicular e de  $7,87 \times 10^{-4}$  e  $8,06 \times 10^{-4}$  para a produção de biometano usando as técnicas de MS e HPWS, respectivamente.

#### 4.1.4 Primary Energy Demand

O indicador PED mede a demanda de energia de acordo com a eficiência energética dos processos e com a fonte de energia utilizada ao longo da cadeia de produção. As contribuições do PED para os processos envolvidos nos quatro cenários são apresentadas na Figura 21, que mostra que, no Cenário de referência, os valores são 80% superiores aos do PED dos cenários de biogás para biometano.

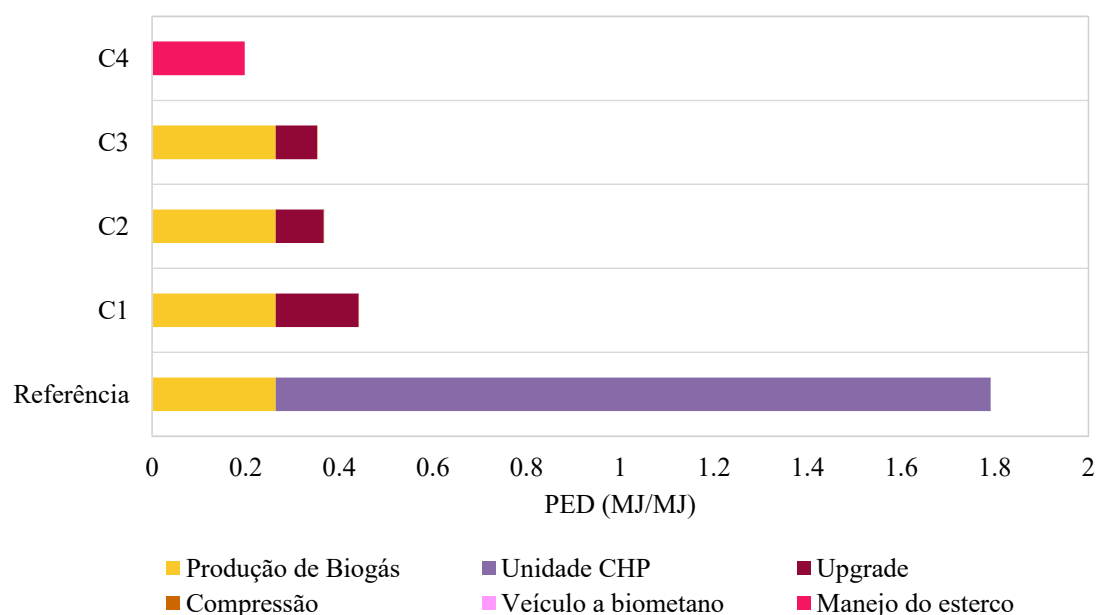


Figura 21 - Resultados dos impactos do PED do processo, incluídos em cada cenário. Cenário de referência – Situação real da instalação (biogás para eletricidade e geração de calor); C1 - Biogás para biometano por PSA; C2 - Biogás para biometano por MS; C3 - Biogás para biometano por HPWS; C4 – Sem produção de biogás.

A contribuição total obtida no Cenário de referência foi de 1,77 MJ/MJ de biogás e representa o maior consumo de PED entre os demais cenários. Em outras palavras, esse resultado indica que, para cada 1 MJ de biogás produzido, demanda-se 1,71 MJ para gerar eletricidade e calor, dos quais 85% desse valor corresponde ao consumo de energia da unidade CHP e os demais 15% correspondem à fase de pré-filtração do biogás. Embora esse valor tenha sido apresentado aqui como uma proporção significativa, é importante ressaltar que a empresa de energia compensa financeiramente a distribuidora pelo consumo. Esse sistema de compensação ocorre devido à origem renovável da energia produzida e é uma prática comum, conforme relatado por estudos semelhantes (CHERUBINI *et al.*, 2015; LIN *et al.*, 2021; PÉREZ-CAMACHO; CURRY; CROMIE, 2019a)

Os valores de PED foram semelhantes entre os cenários de biogás e de biometano e, de modo geral, essa aplicação prática se mostrou a melhor opção desse ponto de vista da análise. Dentre as tecnologias de atualização, cujas contribuições somam aproximadamente 40%, a C3 apresentou a melhor contribuição total absoluta,

com 0,36 MJ/MJ, 0,38 para a C2 e 0,45 para a C1. Ou seja, dentre as tecnologias de upgrade, a do tipo HPWS foi a que apresentou o menor consumo de energia, aproximando-se de MS.

Na Figura 22, a contribuição relativa ao tipo de energia contabilizado em PED foi relacionada aos cenários, a fim de fornecer mais detalhes sobre o consumo de fontes de energia e a contribuição de cada um. Aqui, a energia não renovável foi subdividida em energia fóssil e energia nuclear para fornecer mais detalhes. "Não-renovável, fóssil" inclui petróleo bruto, carvão duro, linhito, gás natural e turfa, e "Renovável, água" inclui energia hídrica e das ondas.

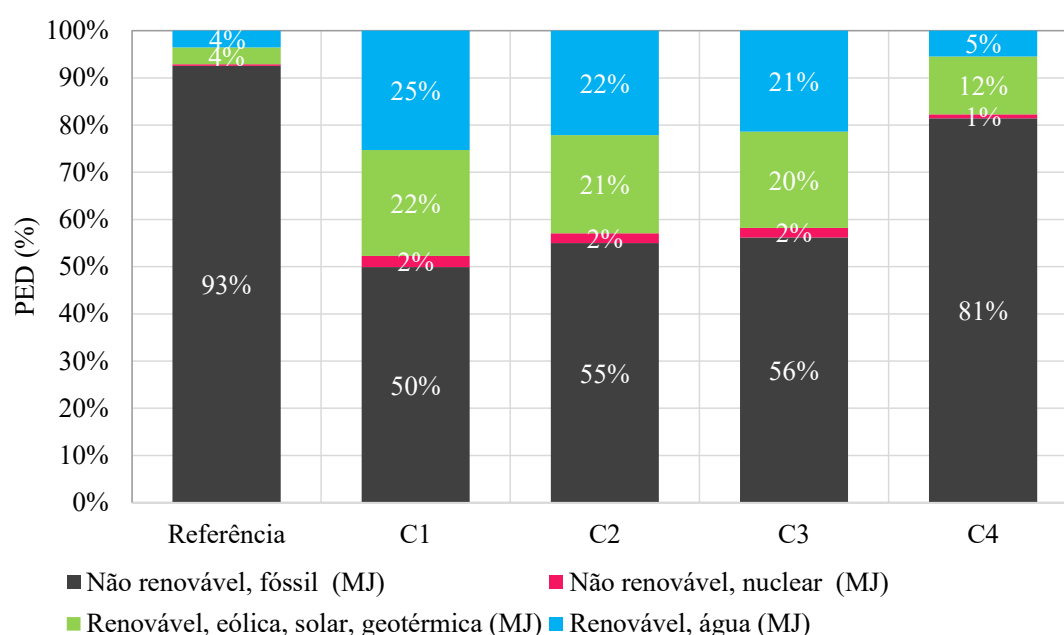


Figura 22 – Contribuições relativas em PED, de acordo com o tipo de energia em cada cenário. Cenário de referência – Situação real da instalação (biogás para eletricidade e geração de calor); C1 - Biogás para biometano por PSA; C2 - Biogás para biometano por MS; C3 - Biogás para biometano por HPWS; C4 – Sem produção de biogás.

Analisando os resultados, é possível verificar que, nesse caso, a participação de energia não renovável foi maior no Cenário de referência, em torno de 93% do total, seguida pelo C4, com 80% do total. Isso demonstra que, apesar das reduções de impacto observadas anteriormente, ainda há uma demanda significativa por energia não renovável para o biogás destinado à produção de eletricidade e de calor, sem aproveitamento. As fontes de energia renováveis apresentam uma contribuição relativa

significativa do PED em cenários de biogás para biometano (C1, 2 e 3), com 40-47% do total, na qual a maior parte da eletricidade utilizada é proveniente de energia hidrelétrica, o que confirma a alta participação dessa fonte na matriz elétrica brasileira (ADELT; WOLF; VOGEL, 2011; CHERUBINI *et al.*, 2015)

A elevada participação de fontes não renováveis aqui registrada é um reflexo do uso de diesel, que consta tanto no cenário de referência quanto no C4, insumo necessário para abastecer o maquinário utilizado nos processos de manejo do esterco. Ainda que esses insumos se contabilizem nos demais cenários, os demais processos que utilizam energia, como o upgrade e a compressão, contribuem para que a participação de energias renováveis seja predominante.

Contudo, o uso de energias não renováveis ainda representa uma forma comum de energia no país; são processos que, apesar de fazerem parte do cotidiano, passam por adaptações à medida que o mundo evolui. Ainda assim, cabe destacar que o aumento da participação de fontes renováveis ao longo do tempo pode ser maior, uma vez que a própria produção de biogás para energia elétrica se mostra uma alternativa inovadora e pode contribuir para isso.

Nesse sentido, a próxima seção apresenta as perspectivas sobre como o Brasil está passando pelo processo de transição energética e como a produção de biogás e biometano pode contribuir para esse processo.

#### 4.1.5 Perspectivas para o biogás e o biometano potencializarem sua contribuição na matriz energética brasileira

A eficiência energética do uso do biogás para geração de energia elétrica, ao reduzir os custos com energia elétrica ao substituir o uso da rede, é uma das vantagens desse tipo de modelo tecnológico, o que justifica sua ampla implantação no Brasil. Embora existam desvantagens e desafios, vale destacar que outros aspectos dificultam a implementação desse tipo de sistema de produção, como os preços internacionais da energia, a localização e o transporte de matérias-primas, bem como a falta de mão de obra qualificada (OLIVEIRA; NEGRO, 2019). As várias condições locais, ligadas à localização da usina de biogás e ao usuário final, ainda representam grandes dificuldades.

É prática comum condicionar a produção de biogás a um processo em cadeia, localizado próximo ao local de produção da matéria-prima (PORTO *et al.*, 2021). No entanto, quando os resíduos agrícolas são a matéria-prima, o uso do biogás ainda se restringe à geração de energia elétrica (CHERUBINI *et al.*, 2015) o que, dada a vantagem econômica incentivada no país, dificulta a adoção de alternativas, como o biogás para biometano, por exemplo.

Os impactos ambientais da escolha dessas rotas foram comparados em trabalhos recentes do grupo, listados no Apêndice A deste trabalho. Esses estudos demonstram como os diferentes aspectos da produção de biogás a partir de resíduos agrossilvipastoris podem influenciar os impactos ambientais, discutindo-se fatores como o fornecimento de eletricidade e o tipo de prática adotada para o manejo do esterco, por exemplo (BORGES, MARIA DOS REIS SANTOS; LUZ, 2023b). Também é possível verificar os diferentes impactos ambientais entre as vias de aproveitamento energético do biogás, seja para eletricidade ou para biometano, esclarecendo quais práticas podem reduzir os impactos totais do sistema de produto, de acordo com as duas vias analisadas (BORGES, MARIA DOS REIS SANTOS; LUZ, 2023a).

Adicionalmente, entre outras fontes relevantes para a produção de biogás no Brasil, destaca-se a vinhaça, subproduto da produção de etanol em larga escala. No sector sucroalcooleiro, a transformação da vinhaça em biogás revelou-se econômica e ambientalmente vantajosa (PARSAEE; KIANI DEH KIANI; KARIMI, 2019). Em comparação com o esterco animal e os resíduos industriais, a vinhaça pode ser combinada a essas outras fontes, aumentando a disponibilidade de matérias-primas para a produção de biogás. Além disso, estudos que investigam a produção de biometano a partir de uma mistura de vinhaça e resíduos orgânicos urbanos (JÚNIOR *et al.*, 2022) sugerem essa abordagem como alternativa à substituição do GNL, ao integrar os chamados corredores azuis. É importante notar que a rede de gasodutos de transporte de gás natural existente no país foi incorporada à estratégia do corredor azul.

A solução passa pela utilização de infraestruturas de gasodutos para o transporte de biogás e biometano, aproveitando a estrutura existente destinada ao gás natural. O Brasil possui 110 gasodutos para transporte de gás natural, totalizando 11.700 km de rede, 187 pontos de entrega, 33 estações de compressão e 14 plantas de processamento de gás natural, com capacidade de 96 milhões de m<sup>3</sup>/dia (ANP, 2023).

Além disso, a integração do biometano à rede de gás natural contribui para uma matriz energética mais sustentável, sem a necessidade de investimentos maciços em novas infraestruturas de transporte (MOUETTE *et al.*, 2019). É nesse sentido que a combinação desses dois combustíveis pode ser essencial para impulsionar a transição energética no Brasil, dadas as reduções de emissões que seu uso pode proporcionar, em comparação com o uso de combustíveis fósseis.

Essa iniciativa é fortalecida pelo marco regulatório sancionado pela Lei nº 14.993, "Lei do Combustível do Futuro" (BRASIL, 2024) que envolve a integração da produção de biogás e biometano no país, bem como o uso da infraestrutura de gás natural existente. Por meio do Renovabio (BRASIL, 2017) que cria créditos de descarbonização (CBios) para o uso de biocombustíveis no país, e, como ferramenta de investimentos, a Lei nº 15.103 de 22 de janeiro de 2025, que instituiu o PATEN (Programa de Aceleração da Transição Energética) (BRASIL, 2025). O país pretende continuar a fazer progressos significativos no contexto dos investimentos em biocombustíveis e na produção de energia de baixo carbono.

Outra solução proposta para os problemas logísticos da implantação do biogás é a adoção de sistemas de produção centralizados, com prédios estrategicamente localizados próximos aos centros de distribuição, incluindo tecnologias voltadas ao uso do biogás, conforme relatado em estudo recente (FENG *et al.*, 2023; PORTO *et al.*, 2021) Dessa forma, tanto o acesso às matérias-primas quanto a distribuição e o uso do biogás na cadeia de processos se tornariam viáveis.

É nesse sentido que os resultados aqui apresentados visam colaborar com essa série de possibilidades que o biogás pode oferecer como insumo energético, ao demonstrar uma comparação entre as modalidades de inovação tecnológica que podem ser adotadas como estratégias pelos produtores. Assim, uma pequena usina que já produz biogás para eletricidade pode ser ampliada para produzir biometano, como forma de modernizar a infraestrutura.

Com essa linha de raciocínio, identificou-se a necessidade de propor cenários de distribuição que ainda apresentam diversos desafios a serem superados. Os impactos ambientais de três cenários de distribuição distintos são analisados a seguir, de forma semelhante, mas independentemente dos impactos observados nesta seção.

## 4.2. Análise dos Impactos de Ciclo de Vida (AICV) dos cenários de distribuição do biogás e biometano

Como mencionado anteriormente na Seção 3.2.4, a fase de Avaliação dos Impactos de Ciclo de Vida (AICV) foi realizada para 4 categorias de impacto, das quais, primeiramente, será demonstrada a *Global Warming Potential*, que representa as emissões de efeito estufa de todos os processos contabilizados e é a que se espera maior influência dos processos de distribuição. Em seguida, apresenta-se a AICV para as categorias de *Acidification Potential* e *Eutrophication Potential* e, por fim, a *Primary Energy Demand*.

Os dados da AICV aqui demonstrada se basearam no método CML 2001, atualizado em 2016, respectivamente para *Global Warming Potential* (GWP 100 years), [kg de CO<sub>2</sub> eq.], *Acidification Potential* [kg SO<sub>2</sub> Equiv.], *Eutrophication Potential* [kg PO<sub>4</sub> Equiv.] e *Primary Energy Demand* [MJ].

### 4.2.1. Global Warming Potential

Na Figura 23, é possível visualizar os impactos totais obtidos entre os cenários de distribuição da categoria de GWP, distribuídos pelos processos constituintes desses cenários.

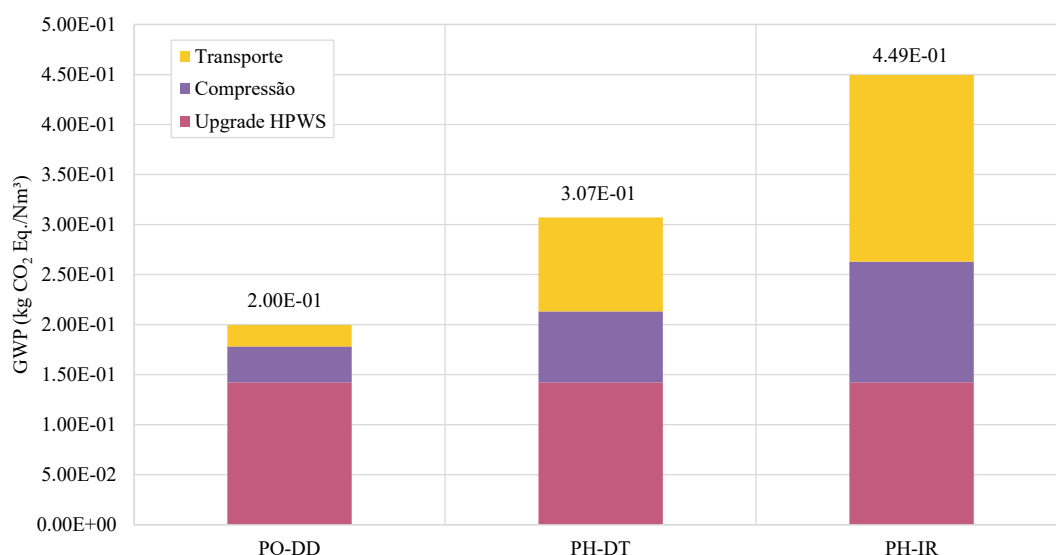


Figura 23 - Resultados dos impactos de GWP para os cenários PO-DD (Purificação na Origem e Distribuição Direta); PH-DT (Purificação em Hub e Distribuição Terrestre); PH-IR (Purificação em Hub e Injeção na Rede), por processos envolvidos.

As diferenças encontradas refletem as diferentes modalidades de distribuição que podem ser adotadas, com a opção descentralizada (Cenário PO-DD) apresentando os menores impactos ambientais, o que era esperado, dada a menor quantidade de processos envolvidos. É perceptível e previsível que as opções centralizadas (cenários PH-DT e PH-IR) tiveram maior impacto, diante do aumento da distância a percorrer para transportar o biometano ou o biogás. No entanto, vale considerar que, ao serem transportados até o ponto de injeção de gasodutos, poderiam ser acrescentados outros pontos de consumo ao longo do trajeto, o que também poderia ser benéfico em termos de acessibilidade ao biogás/biometano.

O cenário com maior contribuição para o GWP foi o PH-IR, o que se deve à maior distância percorrida pelo veículo de transporte até o ponto de injeção na rede de gasodutos, de 1000 km. O consumo adicional de diesel nesse cenário resulta em um aumento significativo das emissões relativas ao processo de transporte, que responde por 41,5% dos impactos totais de PH-IR.

Outro ponto notável é que o processo de upgrade teve a mesma contribuição absoluta em todos os cenários, equivalente a  $1,42 \times 10^{-1}$  kg de CO<sub>2</sub> eq./Nm<sup>3</sup> de biometano. No entanto, a contribuição percentual do upgrade variou entre os cenários. Por exemplo, no PO-DD, o upgrade representa 71,3% dos impactos totais, enquanto, no PH-IR, esse percentual se reduz para 31,7%, evidenciando a influência do transporte quando longas distâncias são consideradas, o que resulta no principal fator de influência nos impactos totais.

Essa contribuição significativa do HPWS para os impactos totais de PO-DD justifica-se pelo consumo de energia elétrica necessário à operação da compressão, do armazenamento e do bombeamento envolvidos. Para a operação da purificação por HPWS, o consumo de eletricidade foi de 0,48 kWh/Nm<sup>3</sup>, que resultou em  $1,42 \times 10^{-1}$  kg de CO<sub>2</sub> eq./Nm<sup>3</sup>. Esse resultado se assemelha ao relatado em estudos anteriores, em que, apesar da diferente escala de produção, o consumo de eletricidade foi de 0,43 kWh/Nm<sup>3</sup> e resultou em  $1,61 \times 10^{-2}$  kg de CO<sub>2</sub> eq./Nm<sup>3</sup> de biometano reportados anteriormente (FERRARI *et al.*, 2024; Ó CÉILEACHAIR *et al.*, 2023), confirmando a consistência dos resultados obtidos.

Outras variações relevantes podem ser constatadas, em função das diferentes pressões impostas ao longo da cadeia de distribuição, consideradas para trazer os cenários mais próximos da realidade possível. No caso do PO-DD, a contribuição

absoluta do processo de compressão foi de  $3,57 \times 10^{-2}$  kg CO<sub>2</sub> eq./Nm<sup>3</sup>, o que representa 17,9% dos impactos totais, causados apenas pelo consumo de energia elétrica, de  $4,50 \times 10^{-1}$  MJ/Nm<sup>3</sup>. Esse resultado mostra que a compressão, embora não seja a etapa mais significativa, tem peso crescente quando associada ao transporte, uma vez que ambos os processos estão diretamente ligados à purificação do biometano (FERRARI *et al.*, 2024).

Nos cenários PH-IR e PH-DT, o processo de compressão apresentou contribuições absolutas maiores de  $7,08 \times 10^{-2}$  kg CO<sub>2</sub> eq./Nm<sup>3</sup> e  $1,20 \times 10^{-1}$  kg CO<sub>2</sub> eq./Nm<sup>3</sup>, o que indica aumentos de 50% e 70% em relação ao valor absoluto de PO-DD. Nesses casos, registra-se que o processo de compressão consumiu mais energia, uma vez que as opções centralizadas exigem um maior número de processos de compressão ao longo da cadeia. Esses processos são relacionados à compressão para transporte e para injeção na rede de gasodutos, por exemplo.

Sobre as contribuições do transporte, no PO-DD, que considerou um percurso de 70 km até o ponto de entrega, a contribuição foi de  $2,15 \times 10^{-2}$  kg CO<sub>2</sub> eq./Nm<sup>3</sup>, que, como relatado anteriormente, representa 10,8% dos impactos totais de GWP desse cenário. Para PH-DT, a contribuição absoluta do transporte foi de  $9,39 \times 10^{-2}$  kg CO<sub>2</sub> eq./Nm<sup>3</sup>, correspondente a uma distância total de 550 km, o que, em termos percentuais, representa 30,6% dos impactos totais de GWP. Já em PH-IR, cuja distância percorrida foi de 1550 km, os impactos totais foram de  $1,87 \times 10^{-1}$  kg CO<sub>2</sub> eq./Nm<sup>3</sup>, o que corresponde a 41,5%. Ainda que em todos os caminhões o consumo de diesel tenha sido o mesmo (de  $9,87 \times 10^{-5}$  kg/km) as diferentes quilometragens mostraram-se como o principal fator de interferência.

Além das diferentes configurações propostas, a contribuição de PH-IR destaca a relevância da localização dos pontos de injeção de gás natural, que ainda estão distantes do ponto considerado como a planta. No entanto, estudos indicam (FERRARI *et al.*, 2024) que, quando é possível injetar o biometano diretamente na rede, sem considerar o transporte, essa opção é ambientalmente vantajosa, ficando apenas o processo de upgrade como responsável pela maior contribuição de impactos.

De maneira geral, comparando-se os cenários, verifica-se que o PO-DD apresenta o menor impacto total de GWP, em função da menor distância de transporte e, conseqüentemente, da ausência de emissões adicionais de diesel. Já o PH-IR representa a situação menos favorável, devido ao acréscimo expressivo das emissões

associadas ao transporte em longas distâncias. O PH-IR posiciona-se como um cenário intermediário, pois, ao manter valores entre os dois extremos, reflete um equilíbrio entre a contribuição estável do upgrade e a intensificação gradual dos impactos de compressão e de transporte.

#### 4.2.2. Acidification Potential

A Figura 24 apresenta os resultados dos cenários de distribuição para a categoria de impacto AP, em kg de SO<sub>2</sub> eq./Nm<sup>3</sup> de biometano.

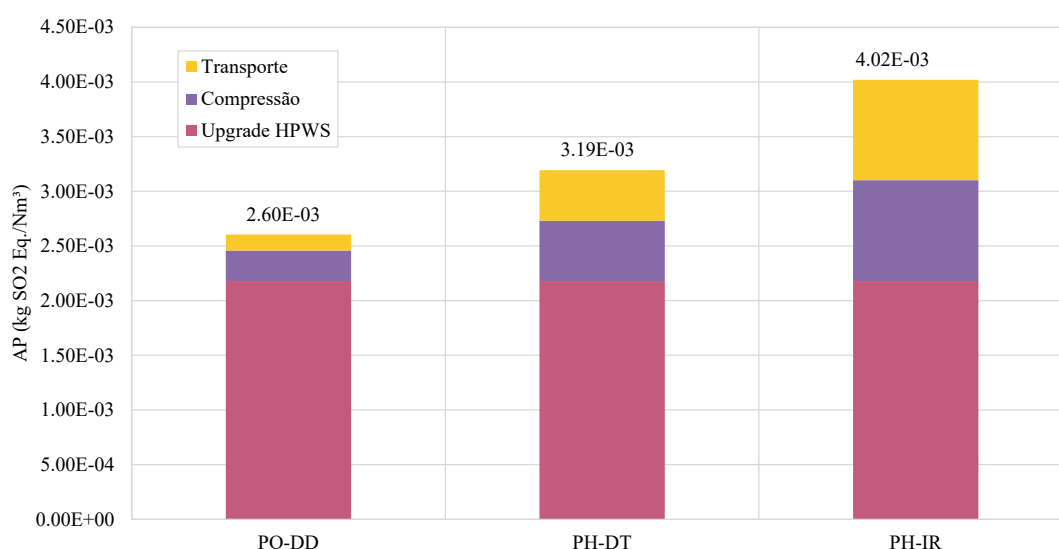


Figura 24 - Resultados dos impactos de AP para os cenários PO-DD (Purificação na Origem e Distribuição Direta); PH-DT (Purificação em Hub e Distribuição Terrestre); PH-IR (Purificação em Hub e Injeção na Rede), por processos envolvidos.

Assim como na categoria de impacto anterior, percebe-se a manutenção do perfil geral das emissões resultantes de cada cenário em AP, com o valor total maior para o PH-IR, de  $4,02 \times 10^{-3}$  kg de SO<sub>2</sub> Eq./Nm<sup>3</sup>, e menor para o PO-DD, de  $2,60 \times 10^{-3}$  kg de SO<sub>2</sub> Eq./Nm<sup>3</sup>, indicando reduções de 35% nos impactos totais.

De maneira geral, percebe-se a predominância dos impactos do processo de upgrade HPWS nos três cenários, correspondente a 83,6%, 68,2% e 54,2% das emissões totais em PO-DD, PH-DT e PH-IR, respectivamente. Essa contribuição reflete as emissões de compostos acidificantes associadas aos processos de uso de energia e de água envolvidos no HPWS, necessários à conversão do biogás em biometano.

Novamente, diferentes contribuições foram identificadas entre os processos de compressão utilizados nos cenários, sendo a opção centralizada (cenário PO-DD) a que

apresenta as menores contribuições desse processo, com equivalente a  $2,78 \times 10^{-4}$  kg de  $\text{SO}_2$  Eq./Nm<sup>3</sup>, o que representa 10,7% dos impactos totais de PO-DD em AP. No caso do PH-DT, as contribuições dos impactos do processo de compressão no total foram maiores, equivalentes a  $5,53 \times 10^{-4}$  kg de  $\text{SO}_2$  Eq./Nm<sup>3</sup>, o que corresponde a 17,3% dos impactos totais. E por fim, no PH-IR, as contribuições absolutas do processo de compressão foram de  $9,23 \times 10^{-4}$  kg de  $\text{SO}_2$  Eq./Nm<sup>3</sup>, correspondentes a 23% dos impactos totais de PH-IR em AP. Isso mostra que, nessa categoria de impacto, ainda que os processos de compressão aumentem entre as propostas centralizadas e descentralizadas, a influência do processo de compressão nos impactos totais permanece em faixa média.

Da mesma forma demonstram-se os impactos dos processos de transporte, dos quais obteve-se em PO-DD o equivalente a  $1,48 \times 10^{-4}$  kg de  $\text{SO}_2$  Eq./Nm<sup>3</sup> que representa 5,7% do total, em PH-DT o equivalente a  $4,62 \times 10^{-4}$  kg de  $\text{SO}_2$  Eq./Nm<sup>3</sup> 14,5% dos impactos totais e para PH-IR o equivalente a  $9,17 \times 10^{-4}$  kg de  $\text{SO}_2$  Eq./Nm<sup>3</sup> (22,8%). Nesse caso, a contribuição do transporte em PH-IR foi 17,2% maior do que a de PO-DD e 8,4% maior do que a de PH-DT.

Em termos percentuais, comparando-se PH-IR ao PO-DD, nota-se que o PO-DD apresenta impactos 35% menores do que PH-IR sendo o processo de transporte a principal influência dessa diferença. Já comparando-se PH-IR ao PH-DT, nota-se que o PH-DT apresenta impactos 20,5% menores (em valores absolutos, equivalentes a  $3,19 \times 10^{-3}$  kg de  $\text{SO}_2$  Eq./Nm<sup>3</sup>), o que também se deu pelo aumento da distância de transporte percorrida, resultando em aumentos de emissões de compostos acidificantes.

Dessa forma, ainda que o transporte apresente contribuições significativas entre os cenários, cabe ressaltar que os processos de compressão também representam parcelas relevantes dos impactos totais. Dessa forma, cabe entender a necessidade de adaptar o consumo de energia às etapas necessárias para viabilizar o transporte do biogás e do biometano ao longo da cadeia produtiva desse valioso biocombustível.

#### 4.2.3. Eutrophication Potential

As contribuições para a categoria EP, expressas em kg de  $\text{PO}_4$  Eq./Nm<sup>3</sup>, de acordo com os processos envolvidos em cada cenário, são apresentadas na Figura 25. Novamente, o cenário PH-IR apresentou as maiores contribuições para os impactos totais, com  $6,68 \times 10^{-4}$  kg de  $\text{PO}_4$  Eq./Nm<sup>3</sup>, e as menores contribuições para PO-DD,

com  $4,07 \times 10^{-4}$  kg de  $\text{PO}_4$  Eq./ $\text{Nm}^3$ , sendo as emissões 39% menores do que o obtido em PH-IR. Essa elevada contribuição em PH-IR é um reflexo da influência do aumento da distância percorrida pelo transporte de biometano a diesel nos impactos totais dos processos de distribuição contabilizados.

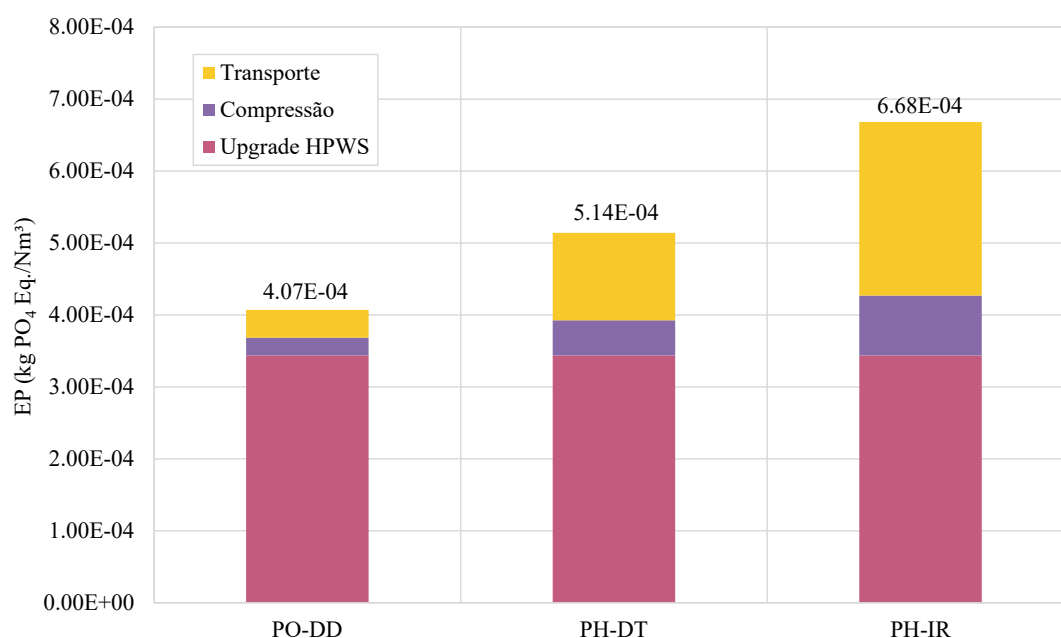


Figura 25 - Resultados dos impactos de EP para os cenários PO-DD (Purificação na Origem e Distribuição Direta); PH-DT (Purificação em Hub e Distribuição Terrestre); PH-IR (Purificação em Hub e Injeção na Rede), por processos envolvidos.

Com relação às contribuições percentuais dos processos de PO-DD, obteve-se, para o processo de upgrade, uma contribuição de  $3,44 \times 10^{-4}$  kg de  $\text{PO}_4$  Eq./ $\text{Nm}^3$ , que representa 84,4% das contribuições totais; em seguida, o processo de compressão, com  $2,47 \times 10^{-5}$  kg de  $\text{PO}_4$  Eq./ $\text{Nm}^3$ , que equivale a 6,1% dos impactos totais. E, por fim, o transporte, com 9,5% das contribuições totais, com contribuições absolutas de  $9,5 \times 10^{-5}$  kg de  $\text{PO}_4$  Eq./ $\text{Nm}^3$ . É importante notar a menor influência dos processos de compressão e transporte nos impactos totais de EP de PO-DD, dada a manutenção da escala de análise para o transporte e consumo de energia do processo de compressão.

Em termos absolutos, a contribuição do processo de upgrade HPWS de  $3,44 \times 10^{-4}$  kg de  $\text{PO}_4$  Eq./ $\text{Nm}^3$  foi a mesma nos três cenários, variando apenas na contribuição percentual dos impactos totais. No caso do PH-DT, a contribuição percentual do upgrade HPWS foi equivalente a 66,8%, o que se deve à maior participação do processo de transporte, cuja contribuição absoluta foi de  $1,21 \times 10^{-4}$  kg de  $\text{PO}_4$  Eq./ $\text{Nm}^3$ , o que

equivale a 23,6% para o transporte, considerando que a distância percorrida foi de 550 km. E por último, no processo de compressão, obteve-se uma contribuição absoluta de  $4,91 \times 10^{-5}$  kg de  $\text{PO}_4 \text{ Eq./Nm}^3$  que representou 9,5% dos impactos totais.

Do total de emissões totais de PH-IR em EP, obteve-se que 51,4% se devem ao processo de upgrade, 36,1% ao processo de transporte do biometano até os gasodutos, que equivale a contribuição absoluta de  $2,41 \times 10^{-4}$  kg de  $\text{PO}_4 \text{ Eq./Nm}^3$ , e os demais 12,5% correspondem aos processos de compressão envolvidos, cuja contribuição absoluta foi de  $8,34 \times 10^{-5}$  kg de  $\text{PO}_4 \text{ Eq./Nm}^3$ .

Comparando-se os cenários entre si, nota-se que o PH-IR, frente ao PO-DD e ao PH-IR, apresentou aumentos de 39% e 23% nos impactos totais, respectivamente. Novamente, esses valores indicam a influência do aumento da distância percorrida pela fase de transporte do biometano até os gasodutos de gás natural, gerando maiores impactos também para EP.

#### 4.2.4. Primary Energy Demand

A Figura 26 apresenta a contribuição absoluta da PED dos cenários em análise, distribuída entre os processos constituintes.

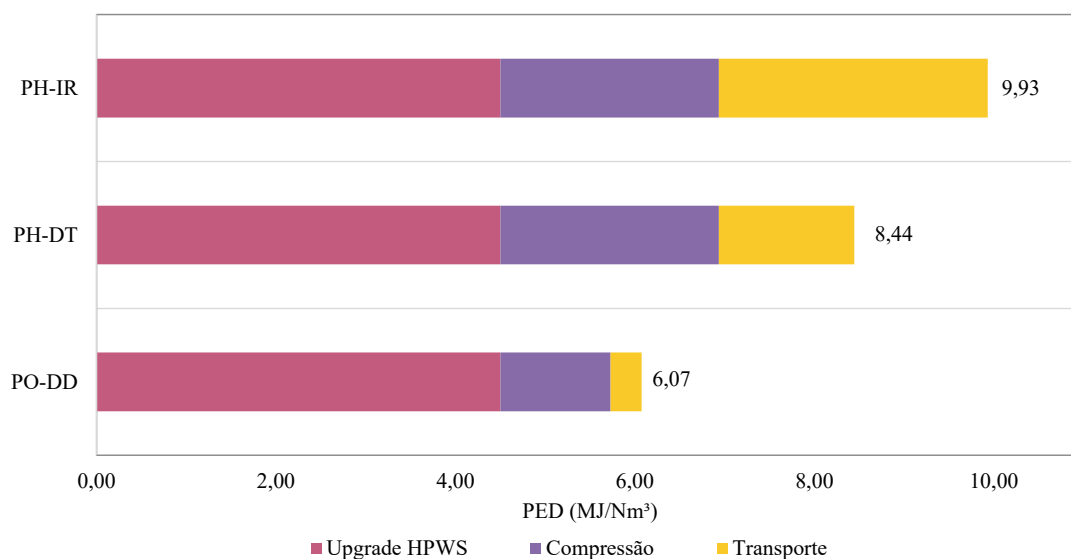


Figura 26 - Resultados de PED para os cenários PO-DD (Purificação na Origem e Distribuição Direta); PH-DT (Purificação em Hub e Distribuição Terrestre); PH-IR (Purificação em Hub e Injeção na Rede), por processos envolvidos.

Como relatado nas análises das categorias de impacto anteriores, para que a distribuição se torne viável, alguns processos demandam consumo adicional de energia elétrica, como a compressão, e de combustível. Nesse sentido, torna-se interessante entender como o consumo de energia primária se distribui ao longo dos processos de cada um dos três cenários propostos.

De maneira geral, confirma-se que a contribuição do processo de upgrade do tipo HPWS corresponde ao maior consumo de energia. Em termos percentuais, no cenário PO-DD, o HPWS representa 74,1% do PED total, correspondente a 4,5 MJ/Nm<sup>3</sup>, em termos absolutos. O processo de compressão foi o segundo com maior contribuição, com 20,2% de participação, equivalente a 1,23 MJ/Nm<sup>3</sup>, e, por último, o transporte, com 5,7% de contribuição relativa, correspondente a apenas 0,35 MJ/Nm<sup>3</sup> do total de PED obtido.

A contribuição do HPWS, em termos absolutos, foi a mesma nos três cenários, pois não houve mudanças na escala nem no volume de biometano produzido. Mas, em termos relativos, a contribuição variou entre os cenários. Em PH-DT, a contribuição do upgrade foi de 53,3%, considerando que essa proporção foi menor devido ao acréscimo de energia dos processos de compressão adicionados. A compressão representa 28,8% (equivalente a 2,43 MJ/Nm<sup>3</sup>) do consumo de energia primária de PH-DT, o que é 8% maior do que o observado para PO-DD. Já a contribuição do processo de transporte foi de 17,9%, com o equivalente a 1,51 MJ/Nm<sup>3</sup>, 12% maior do que o encontrado em PO-DD, o que já se esperava com o aumento da rota adotada em PH-DT.

No PH-IR, a contribuição absoluta do processo de compressão foi igual à do PH-DT, mas, em termos percentuais, foi de 24,5% do consumo de energia total do PH-IR sendo apenas 4% maior do que a contribuição de compressão do PH-DT. Como os cenários são semelhantes nesses dois processos, essa pequena diferença já era esperada. Ainda que a contribuição percentual da compressão seja maior no PH-IR, a contribuição do upgrade prevalece, correspondendo a 45,3% dos impactos totais. O restante se atribui ao processo de transporte, equivalente a 30,2% das emissões totais, com contribuição absoluta de 3,0 MJ/Nm<sup>3</sup>.

Naturalmente, esperava-se a influência significativa do consumo de energia necessária aos processos de upgrade e compressão ao longo da cadeia de distribuição, já indicada como fonte de impactos nas análises anteriores das outras categorias de impacto. Ao se adotarem os cenários PH-DT e PH-IR, foi necessário adicionar mais um

processo de compressão ao sistema de produção, diferente do que ocorre em PO-DD. Esse acréscimo gerou um aumento no consumo de energia em ambos os cenários, levando a entender que esse aumento pode contribuir para o aumento das emissões de GEE, a depender da fonte de energia a ser utilizada.

Ainda que no modelo de ACV aqui desenvolvido se utilizou a matriz brasileira como fonte de energia, torna-se interessante verificar o perfil das fontes de energia utilizadas para tal. Por isso, a Figura 27 apresenta a contribuição relativa obtida de acordo com o tipo de energia, contabilizada em cada cenário de distribuição proposto. Dessa forma, é possível evidenciar o consumo energético e a participação de fontes renováveis e não renováveis entre os cenários.

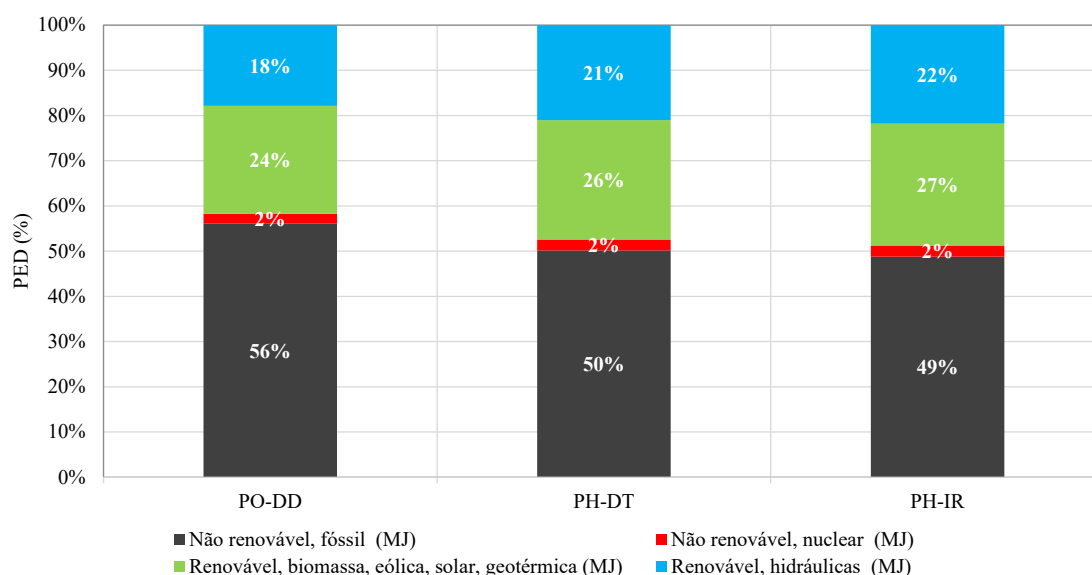


Figura 27 - Contribuições relativas em PED, de acordo com o tipo de energia em cada cenário: PO-DD (Purificação na Origem e Distribuição Direta); PH-DT (Purificação em Hub e Distribuição Terrestre); PH-IR (Purificação em Hub e Injeção na Rede).

De maneira geral, observa-se uma participação significativa de fontes não renováveis nos três cenários, correspondente a 56% no PO-DD, reduzindo-se para 50% e 49% em PH-DT e PH-IR, o que indica uma tendência de transição progressiva no uso de fontes energéticas. Observa-se que, no PO-DD, a participação de fontes não renováveis, representadas pelo grupo “Fóssil”, corresponde a 56% do total, enquanto as fontes renováveis somam 42% (das quais 24% de outros renováveis e 18% de hidráulica). Já no PH-DT, nota-se uma redução dos fósseis para 50%, acompanhada de um aumento da participação de fontes renováveis, que atinge 47%. No PH-IR, esse

movimento torna-se ainda mais evidente, com os fósseis recuando para 49% e as renováveis atingindo 49%, praticamente em equilíbrio.

Demonstra-se que as fontes renováveis apresentam crescimento significativo ao longo dos cenários, ou seja, a parcela de biomassa sólida, biogás, eólica, solar e outras renováveis (agrupadas em “Outros renováveis”) aumenta de 24% para 27% de PO-DD até PH-IR. Além disso, a contribuição da energia hidráulica passa de 18% para 22%, reforçando a relevância dessa fonte, tradicionalmente predominante na matriz elétrica brasileira. Essa dinâmica evidencia uma tendência positiva no fortalecimento das fontes renováveis, que passam de 42% no primeiro cenário para 49% no último, praticamente se equiparando às fontes fósseis.

Do ponto de vista estratégico que considera o processo de transição energética, o PH-IR se mostra o mais alinhado, pois evidencia o maior crescimento relativo das fontes renováveis (hidráulica: 22% e outros renováveis: 27%), ao mesmo tempo em que apresenta a menor participação de combustíveis fósseis (49%). Embora essa redução ainda não elimine a dependência de fontes não renováveis, o movimento progressivo indica um caminho sólido para ampliar a descarbonização do setor energético.

#### 4.2.5. Influência dos cenários de distribuição do biogás para descarbonização do setor de transportes no Brasil

A análise dos cenários de distribuição trouxe alguns insights valiosos que podem ajudar a identificar pontos de atenção para superar as dificuldades logísticas enfrentadas pelo biogás e biometano no Brasil. Do ponto de vista dos objetivos de descarbonização do setor de transportes brasileiro, o principal resultado da análise mostrou que as emissões de GEE são influenciadas pelo consumo de eletricidade no processo de purificação e pelo consumo de diesel.

Os resultados demonstram que modelos descentralizados (representados pelo cenário Produção na Origem e Distribuição Direta – PO-DD) apresentam menor impacto na categoria *Global Warming Potential* (GWP), devido às menores distâncias percorridas e à consequente redução do consumo de diesel no transporte rodoviário. Por outro lado, cenários centralizados, a exemplo do cenário Produção no Hub e Injeção na Rede – PH-IR, destacam-se pelo incremento expressivo das emissões associadas ao transporte, o que os torna os principais responsáveis pelo aumento dos impactos totais.

Do ponto de vista do consumo de eletricidade, o tipo de energia elétrica utilizada (fontes renováveis ou não renováveis) pode contribuir para a redução desses impactos, como mostrou a análise dos impactos de *Primary Energy Demand* (PED). Outra forma seria considerar a escala de produção das formas descentralizadas, uma vez que a purificação e a compressão ocorrem em locais distintos da cadeia produtiva. Esse fator pode indicar que os impactos do consumo de eletricidade na purificação podem ser mínimos, dada a capacidade de produção de biometano que pode ser obtida caso aumente a escala de produção.

No caso das emissões de GEE decorrentes do consumo de diesel, diversas opções são consideradas na literatura, como a adoção de rotas sustentáveis com veículos a biometano (MOUETTE *et al.*, 2019). Como, na presente análise, se considerou utilizar apenas caminhões a diesel, seria interessante avaliar a redução de impactos caso os veículos de carga utilizassem biometano como combustível.

No entanto, essa opção ainda é de escala reduzida no país, sendo necessário o aumento da demanda para justificar o investimento nesse tipo de frota. É inegável que a adoção do biometano como combustível veicular em frotas pesadas, especialmente em trajetos de longa distância, poderia não apenas mitigar as emissões identificadas nos cenários mais críticos, mas também contribuir para a diversificação da matriz de transportes em direção a vetores de baixo carbono.

Nesse sentido, considerando a configuração atual da malha de gasodutos e a localização das plantas de biogás e biometano, considera-se que a solução mais prática seria a criação de corredores verdes e azuis, semelhantes ao proposto no cenário PH-IR. Dessa forma, os investimentos estratégicos em frotas de veículos movidos a biometano e o estudo de rotas tecnológicas otimizadas poderiam contribuir tanto para a melhoria da viabilidade do biometano para o consumidor quanto para a redução das emissões de GEE.

## 5. Conclusões

O presente estudo foi realizado para quantificar e comparar os impactos ambientais da produção de biogás em diferentes vias de uso e distribuição, por meio de cenários do ciclo de vida completo que abrangem desde a geração de eletricidade e calor, bem como a purificação em biometano, até sua distribuição. São descritos cenários com diferentes aspectos, como a cogeração de eletricidade e de calor, tecnologias de purificação, a operação de veículos a biometano e cenários de distribuição.

As comparações entre os cenários analisados apresentam limitações decorrentes das funções distintas que cada etapa desempenha no sistema de produto. Enquanto os processos de purificação têm como objetivo garantir a qualidade e a viabilidade técnica do biometano, as alternativas de distribuição estão voltadas à logística e à inserção do combustível na cadeia de suprimento. Essa diferença implica que os impactos ambientais e econômicos não são diretamente equivalentes, pois respondem a requisitos e contextos específicos. Portanto, as análises devem ser interpretadas como complementares, e não como comparações absolutas, evitando-se conclusões que desconsiderem a natureza singular de cada componente do sistema.

Em resumo, os impactos do uso de biogás para eletricidade se subdividiram entre o processo de cogeração de CHP e o restante, atribuído à fase de produção de biogás, que apresentou participação significativa nos impactos totais em todos os cenários. A produção de biogás para biometano como combustível veicular mostrou-se uma das opções mais sustentáveis, com impactos significativos evitados na produção e no uso de combustíveis fósseis.

Os impactos evitados da eletricidade refletem a renovabilidade da matriz elétrica brasileira, mostrando que a produção de eletricidade apenas a partir do biogás ainda não compensa a baixa intensidade de carbono associada às outras fontes que a compõem. Os impactos evitados do diesel revelam que o uso de biometano reduziu significativamente as emissões de CO<sub>2</sub>, sendo o Cenário 1 - Purificação de biogás por *Pressure Swing Adsorption* (PSA) o que apresentou a maior economia de CO<sub>2</sub> em relação ao diesel.

Entre as tecnologias de purificação analisadas, os resultados revelam que, entre as tecnologias de upgrade avaliadas, os cenários que empregam Separação por Membranas e *High-Pressure Water Scrubbing* apresentaram o melhor desempenho ambiental, ambos registrando as menores contribuições para o Global Warming

Potential ( $1,42 \times 10^{-1}$  kg CO<sub>2</sub> eq./MJ), o que representa uma redução de aproximadamente 24% em relação ao cenário que utiliza a técnica de PSA. A equivalência de desempenho entre MS e HPWS indica que ambas as rotas são mais favoráveis para sistemas de médio porte em comparação ao PSA.

Quanto ao *Acidification Potential* (AP) e ao *Eutrophication Potential* (EP), o uso do biometano como combustível veicular demonstra vantagens em relação às vias convencionais, especialmente com as tecnologias SM e HPWS, que apresentam impactos menores do que o PSA. Para minimizar AP e EP, o uso de tecnologias avançadas de purificação do biometano e de veículos é uma opção preferida.

A contribuição significativa das fontes de energia não renováveis, conforme indicado pela análise da *Primary Energy Demand* (PED) que destaca a importância de reduzir o uso de combustíveis fósseis. Os esforços devem se concentrar na otimização do fornecimento de eletricidade, do uso de máquinas e das emissões de transporte para reduzir o consumo de energia e seu impacto ambiental associado.

A análise dos cenários de distribuição revela não apenas mudanças quantitativas na participação relativa de fontes fósseis e renováveis, mas também fornece subsídios para compreender a influência desses resultados no contexto da descarbonização do setor de transportes no Brasil. Esses resultados auxiliam tanto a tomada de decisões em políticas públicas quanto o desenho do planejamento energético dessas vias de aproveitamento do biogás.

O cenário PO-DD, caracterizado pela produção de biometano na origem e sua distribuição direta ao consumidor, apresentou o menor impacto relativo do transporte e a maior eficiência energética global, especialmente devido à menor dependência de etapas mais intensivas, como compressão e transporte em longas distâncias. Apesar de a purificação manter contribuição absoluta semelhante em todos os cenários ( $1,42 \times 10^{-1}$  kg CO<sub>2</sub> eq./Nm<sup>3</sup>), sua participação relativa foi significativamente menor nos cenários centralizados (PH-DT e PH-IR), mas esses cenários apresentaram aumentos substanciais nos impactos associados ao transporte e à compressão, o que compromete seu desempenho geral. Assim, o PO-DD se consolidou como a alternativa mais eficiente entre as rotas logísticas avaliadas.

É importante destacar que as tecnologias de upgrade apresentam desempenho muito diferente em pequena escala, sendo um fator a ser considerado no projeto das plantas. Em geral, as perdas de metano e o consumo energético crescem, o que pode

alterar significativamente o ICV e os resultados de ACV. Sendo interessante discutir a representatividade da escala dos dados utilizados, tanto em plantas industriais quanto em plantas de menor porte.

No entanto, com relação aos impactos do modo de produção centralizado, ao propor a central de purificação, percebe-se que as adaptações do sistema, que incluem as distâncias percorridas e os processos de compressão necessários para viabilizar o transporte, são os principais fatores que aumentam as emissões de GEE. Nesse sentido, torna-se interessante a proposição do cenário que aborda a injeção do biometano diretamente na rede de gás natural, pois combina três dimensões essenciais: (i) aumento expressivo da participação de fontes renováveis, como demonstrado no PED, (ii) a redução gradual do uso de combustíveis fósseis com a incorporação do biometano e (iii) a possibilidade de aproveitamento da infraestrutura de gás natural existente no país.

Dentre os pontos a serem observados como estratégias no desenho de projetos, pode-se mencionar a expansão da rede de gasodutos como fator que exerce influência direta sobre a viabilidade econômica e logística do biometano, pois amplia as possibilidades de integração do combustível renovável à infraestrutura existente de gás natural. Essa conectividade pode reduzir os custos de transporte e favorecer a criação de mercados regionais, especialmente em áreas com alta produção de biogás, como analisado neste estudo. Além disso, a disponibilidade de gasodutos pode estimular investimentos em plantas de purificação, ao garantir escoamento contínuo e seguro do produto. Contudo, essa expansão também demanda planejamento estratégico e políticas públicas que assegurem a inclusão de fontes renováveis na malha, evitando que a infraestrutura seja direcionada exclusivamente ao gás fóssil.

Fatores como o crescimento do número de plantas de produção de biometano, já observado nos últimos anos, estão diretamente relacionados ao avanço do marco regulatório nacional, que proporcionou maior segurança jurídica e sinalizações de mercado favoráveis à expansão desse setor. Dessa forma, a produção e distribuição centralizadas de biometano podem ampliar a produção de diferentes produtos, como o bioquerosene de aviação, hidrogênio de baixo carbono e outros insumos energéticos associados, que também devem ser considerados no desenho de políticas públicas voltadas ao seu desenvolvimento.

Cumprе ressaltar que, embora os cenários de distribuição tenham sido modelados com base em hipóteses como a escala de produção da planta, o único tipo de

veículo considerado e o combustível utilizado (diesel), bem como as rotas adotadas. Ainda que a utilização de uma planta de médio porte para a coleta de dados primários possa conferir alta validade interna aos resultados, introduzem-se limites de representatividade quando extrapolados para outros contextos.

Elementos como a composição do biogás (dependente do resíduo e da sazonalidade), a configuração dos sistemas de upgrade (membranas, PSA, lavagem química), a eficiência de compressão e armazenamento, e o perfil de operação (fatores de capacidade, manutenção, purga, queima de segurança) influenciam diretamente os indicadores de impacto e desempenho. Em termos de escalabilidade, pode-se inferir que os parâmetros de processo intensivos (por exemplo, consumo específico de energia por  $\text{Nm}^3$  purificado, eficiência de remoção de  $\text{CO}_2/\text{CH}_4$ , emissões fugitivas proporcionalmente controladas por boas práticas) tendem a escalar de forma quase linear quando a tecnologia e o regime operacional são mantidos.

Já os parâmetros extensivos (CAPEX, uso de área, complexidade de licenciamento) e os efeitos de borda (perdas por arranque, degrau de eficiência em compressores maiores, redundância de equipamentos) não escalam linearmente e podem gerar ganhos ou perdas. Para lidar com isso, os resultados devem ser interpretados como valores de referência para plantas médias sob tecnologia similar, enquanto a robustez é fortalecida por meio de análises de sensibilidade (variando a composição, o fator de carga e a eficiência) e por normalização dos impactos por unidade funcional ( $\text{Nm}^3$  de biometano entregue). Em plantas maiores, espera-se maior eficiência energética e redução relativa das perdas, mas também maior complexidade operacional e dependência de gasodutos, o que altera o perfil de impactos.

### **5.1. Sugestões para pesquisas futuras**

Pesquisas futuras devem explorar estratégias para aumentar a produção de biometano e sua integração à infraestrutura de gás natural existente no Brasil. A utilização de gasodutos existentes, considerando os incentivos regulatórios recentemente adotados, com foco na transição energética e no uso do gás natural como estratégia, pode acelerar esses processos, tornando o biometano uma alternativa viável para a substituição de combustíveis fósseis.

Além disso, embora este estudo tenha se concentrado na avaliação ambiental, é importante reconhecer que fatores econômicos, como o custo de investimento, o custo do upgrade e o preço de venda do biometano, exercem influência decisiva na viabilidade

e na escolha tecnológica. Cenários com maior eficiência ambiental podem não ser necessariamente os mais economicamente atrativos, especialmente quando os custos de purificação e compressão são elevados ou quando o preço do biometano no mercado é instável. Assim, análises futuras devem integrar modelos econômicos e de sensibilidade para avaliar *trade-offs* entre impactos ambientais e custos, fornecendo uma base mais robusta para decisões estratégicas.

Outro ponto relevante diz respeito ao inventário de infraestrutura (CAPEX), que não foi incluído no escopo deste estudo. Em plantas de pequena escala, as emissões associadas à fabricação de equipamentos, como skids de purificação, bombas e instrumentação, tendem a ter maior peso relativo, pois são “diluídas” em um volume menor de gás ao longo da vida útil. Essa diferença pode alterar significativamente os resultados comparativos entre plantas pequenas e grandes, tornando a inclusão da infraestrutura um aspecto crucial para análises futuras. Portanto, recomenda-se que estudos subsequentes incorporem esses elementos para garantir maior representatividade e precisão nas conclusões.

## 5. Referências

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NBR ISO 14040: Gestão ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Princípio e estrutura*. . [S.l: s.n.], 2009a

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NBR ISO 14044 - Gestão ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Requisitos e orientações*. . [S.l: s.n.], 2009b

ADELT, Marius; WOLF, Dieter; VOGEL, Alexander. LCA of biomethane. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 3, n. 5, p. 646–650, 2011.

AMATO, Alessia *et al.* Life Cycle Assessment of Biomethane vs. Fossil Methane Production and Supply. *Energies*, v. 16, n. 12, p. 4555, 6 jun. 2023.

ANP, Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. *Gasodutos de Transporte - Instalações*. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/gasodutos-de-transporte/gasodutos-de-transporte-instalacoes>>. Acesso em: 1 maio 2023.

ANP, Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. *Resolução ANP no 886, de 29 de setembro de 2022*. . [S.l: s.n.], 2022. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-886-2022-estabelece-a-especificacao-e-as-regras-para-aprovacao-do-controle-da-qualidade-do-biometano-oriundo-de-aterros-sanitarios-e-de-estacoes-de-tratamento-de-esgoto-destinado-ao-uso-veicular-e-as-instalacoes-residenciais-industriais-e-comerciais>>

a-ser-comercializado-no-territorio-nacional?origin=instituicao>. Acesso em: 3 ago. 2025.

ARDOLINO, F. *et al.* Biogas-to-biomethane upgrading: A comparative review and assessment in a life cycle perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 139, p. 110588, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110588>>.

ARDOLINO, Filomena; PARRILLO, Francesco; ARENA, Umberto. Biowaste-to-biomethane or biowaste-to-energy? An LCA study on anaerobic digestion of organic waste. *Journal of Cleaner Production*, v. 174, p. 462–476, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.10.320>>.

ATELGE, Muhamed Rasit *et al.* A critical overview of the state-of-the-art methods for biogas purification and utilization processes. *Sustainability (Switzerland)*, v. 13, n. 20, 2021a.

ATELGE, Muhamed Rasit *et al.* A critical overview of the state-of-the-art methods for biogas purification and utilization processes. *Sustainability (Switzerland)*, v. 13, n. 20, 2021b.

BAUER, Fredric *et al.* Biogas upgrading - technology overview, comparison and perspectives for the future. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, v. 7, n. 5, p. 499–511, set. 2013. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/bbb.1423>>.

BEAUSANG, Ciara; MCDONNELL, Kevin; MURPHY, Fionnuala. Anaerobic digestion of poultry litter – A consequential life cycle assessment. *Science of the Total Environment*, v. 735, p. 139494, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.139494>>.

BERGLUND, Maria; BÖRJESSON, Pål. Assessment of energy performance in the life-cycle of biogas production. *Biomass and Bioenergy*, v. 30, n. 3, p. 254–266, 2006.

BORGES, Cosme P. *et al.* A systems modeling approach to estimate biogas potential from biomass sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 138, n. November 2020, 2021.

BORGES, Maria dos Reis Santos; LUZ, Sandra Maria Da. COMPARATIVE LIFE CYCLE ASSESSMENT OF BIOGAS FROM A BRAZILIAN FARM IN ELECTRICITY GENERATION AND AS A HEAVY-DUTY VEHICLE FUEL USES. 2023a, São Paulo, SP: [s.n.], 2023.

BORGES, Maria dos Reis Santos; LUZ, Sandra Maria Da. LIFE CYCLE IMPACT ASSESSMENT OF DIFFERENT SCENARIOS FOR BIOGAS USE IN INTERNAL COMBUSTION ENGINES. 2023b, Florianópolis, SC: ABCM - Associação Brasileira de Ciências Mecânicas, 2023.

BRAGANÇA, Idalina *et al.* Impurities in biogas: Analytical strategies, occurrence, effects and removal technologies. *Biomass and Bioenergy*, v. 143, n. October, 2020.

BRASIL. *Lei no 13.576, 26 de dezembro de 2017 - Estabelece a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e outras medidas.* . [S.l: s.n.]. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2017/lei/L13576.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/lei/L13576.htm)>. Acesso em: 23 abr. 2023. , 26 dez. 2017

BRASIL. *Lei no 13.755, 10 dezembro de 2018 - Estabelece requisitos obrigatórios para a comercialização de veículos no Brasil; instui o Programa*

*Rota 2030 - Mobilidade e Logística.* . [S.l: s.n.], 10 dez. 2018. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2018/Lei/L13755.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Lei/L13755.htm)>. Acesso em: 23 abr. 2023.

BRASIL. *Lei no 14.993, 8 de outubro de 2024 - Lei do Combustível do Futuro - Prevê a promoção da mobilidade sustentável com baixas emissões de carbono e a captura e o armazenamento geológico de dióxido de carbono.* Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2023-2026/2024/lei/L14993.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/L14993.htm)>. Acesso em: 24 fev. 2025.

BRASIL. *Lei no 15.103 - Estabelece o Programa de Aceleração da Transição Energética (Paten).* Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2023-2026/2025/lei/L15103.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/L15103.htm)>. Acesso em: 24 fev. 2025.

CBIE. *Como é transportado o gás natural no Brasil?* Disponível em: <<https://cbie.com.br/como-e-transportado-o-gas-natural-no-brasil/#:~:text=O Brasil possui 110 gasodutos%2C com extensão de,diz respeito ao transporte interno de gás natural.>>>. Acesso em: 1 maio 2023.

CHERUBINI, Edivan *et al.* Life cycle assessment of swine production in Brazil: A comparison of four manure management systems. *Journal of Cleaner Production*, v. 87, n. C, p. 68–77, 2015.

CIBIOGAS, Centro Internacional de Energias Renováveis - CIBiogás. *Biogasmap.* . Foz do Iguaçu, Paraná: [s.n.]. Disponível em: <<https://cibiogas.org/>>. Acesso em: 4 jan. 2023a. , 2023

CIBIOGAS, Centro Internacional de Energias Renováveis - CIBiogás. *Panorama do Biogás no Brasil 2022.* . Acesso em: 26 dez. 2024b.

CIBIOGAS, Centro Internacional de Energias Renováveis - CIBiogás. *Panorama do Biogás no Brasil 2023 - Relatório Técnico no 001/2024*. Disponível em: <<https://materiais.cibioogas.org/panorama-do-biogas-2023>>.

CIBIOGAS, Centro Internacional de Energias Renováveis - CIBiogás. *Panorama do Biogás no Brasil 2024*. . [S.l: s.n.], 2024b.

CIDADES, Ministério Das. *Biometano como combustível veicular/Probiogás*. 1a Edição ed. Brasília, DF: [s.n.], 2016.

CONAMA, Conselho Nacional do Meio Ambiente. *Resolução No 492 - Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores - Proconve L7 e L8*. . [S.l: s.n.], , 2018

COSTA, Beatriz Pereira Da *et al.* Inventário do ciclo de vida de biogás para geração de energia elétrica: estudo de caso em uma fazenda leiteira / Life Cycle Inventory of biogas for electricity generation: a case study in a dairy farm. *Brazilian Journal of Development*, v. 7, n. 12, p. 114359–114370, 2021.

DA COSTA, Roberto Berlim Rodrigues *et al.* Experimental investigation on the potential of biogas/ethanol dual-fuel spark-ignition engine for power generation: Combustion, performance and pollutant emission analysis. *Applied Energy*, v. 261, n. December 2019, p. 114438, 2020.

DAS, Jewel; NOLAN, Stephen; LENS, Piet N.L. Simultaneous removal of H<sub>2</sub>S and NH<sub>3</sub> from raw biogas in hollow fibre membrane bioreactors. *Environmental Technology and Innovation*, v. 28, n. June, p. 102777, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.eti.2022.102777>>.

DE AZEVEDO, Amaro *et al.* Life cycle assessment of bioethanol production from cattle manure. *Journal of Cleaner Production*, v. 162, p. 1021–1030, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.06.141>>.

DEHERI, Chinmay *et al.* A review on performance of biogas and hydrogen on diesel engine in dual fuel mode. *Fuel*, v. 260, n. September 2019, p. 116337, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116337>>.

ECOINVENT. *Database version 3.8*. Disponível em: <<https://v38.ecoquery.ecoinvent.org/Home/Index>>. Acesso em: 2 maio 2023.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. GNL de Pequena Escala: Estudo de caso no Brasil. Nota Técnica. *Empresa de Pesquisa Energética / Ministério de Minas e Energia*, 2022.

ESTEVES, Elisa Maria Mano *et al.* Life cycle assessment of manure biogas production: A review. *Journal of Cleaner Production*, v. 219, 2019.

FAGERSTRÖM, Anton *et al.* The Role of Anaerobic Digestion and Biogas in the Circular Economy. *IEA Bioenergy Task 37*, v. 37, n. 8, p. 1–24, 2018.

FENG, Lu *et al.* Developing a biogas centralised circular bioeconomy using agricultural residues - Challenges and opportunities. *Science of the Total Environment*, v. 868, n. November 2022, p. 161656, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2023.161656>>.

FERRARI, Giovanni *et al.* From biogas to biomethane: Comparison of sustainable scenarios for upgrading plant location based on greenhouse gas emissions and cost assessments. *Journal of Cleaner Production*, v. 478, n. October, p. 143936, 2024. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.143936>>.

FERREIRA, Samuel Fontenelle *et al.* Environmental impact assessment of end-uses of biomethane. *Journal of Cleaner Production*, v. 230, p. 613–621, 2019.

FLORIO, Ciro *et al.* A life cycle assessment of biomethane production from waste feedstock through different upgrading technologies. *Energies*, v. 12, n. 4, p. 1–12, 2019.

FRANCINI, G. *et al.* Environmental and Cost Life Cycle Analysis of Different Recovery Processes of Organic Fraction of Municipal Solid Waste and Sewage Sludge. *Waste and Biomass Valorization*, v. 10, n. 12, p. 3613–3634, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s12649-019-00687-w>>.

FUSI, Alessandra *et al.* Life cycle environmental impacts of electricity from biogas produced by anaerobic digestion. *Frontiers in Bioengineering and Biotechnology*, v. 4, n. MAR, 2016.

GARFÍ, Marianna *et al.* Evaluating environmental benefits of low-cost biogas digesters in small-scale farms in Colombia: A life cycle assessment. *Bioresource Technology*, v. 274, n. December 2018, p. 541–548, 2019.

GUPTA, Priyank; KURIEN, Caneon; MITTAL, Mayank. Biogas (a promising bioenergy source): A critical review on the potential of biogas as a sustainable energy source for gaseous fuelled spark ignition engines. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 48, n. 21, p. 7747–7769, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.195>>.

GUPTA, Rohit *et al.* Economic and environmental assessment of organic waste to biomethane conversion. *Bioresource Technology*, v. 345, n. December 2021, p. 126500, 2022.

HAMELIN, L. *et al.* *Life cycle assessment of biogas from separated slurry. Environmental project no. 1329.* . [S.l.]: Danish Ministry of the Environment, Environmental Protection Agency. , 2010

HEPBURN, C. A. *et al.* Development of on-line FTIR spectroscopy for siloxane detection in biogas to enhance carbon contactor management. *Talanta*, v. 141, p. 128–136, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.talanta.2015.03.063>>.

HOLLAS, Camila Ester *et al.* Life cycle assessment of waste management from the Brazilian pig chain residues in two perspectives: Electricity and biomethane production. *Journal of Cleaner Production*, v. 354, n. March, p. 131654, 2022.

IOANNOU-TTOFA, Lida *et al.* Life cycle assessment of household biogas production in Egypt: Influence of digester volume, biogas leakages, and digestate valorization as biofertilizer. *Journal of Cleaner Production*, v. 286, p. 125468, 2021a.

IOANNOU-TTOFA, Lida *et al.* Life cycle assessment of household biogas production in Egypt: Influence of digester volume, biogas leakages, and digestate valorization as biofertilizer. *Journal of Cleaner Production*, v. 286, p. 125468, 2021b. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125468>>.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. *Guidelines for National Greenhouse Gas inventories - Chapter 10: Emissions from livestock and manure management.* . [S.l: s.n.], 2006a.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. *Guidelines for National Greenhouse Gas inventories - Chapter 11: N<sub>2</sub>O emissions from managed soils, and CO<sub>2</sub> emissions from lime and urea application. Agriculture Forestry and Other Land Use*. [S.l: s.n.], 2006b.

IRENA, INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Renewable capacity statistics 2021*. . Abu Dhabi: ISBN : 978-92-9260-342-7. , 2021a

IRENA, INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Renewable capacity statistics 2021*. . Abu Dhabi: ISBN : 978-92-9260-342-7, 2021b. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021>>. Acesso em: 29 maio 2023.

JUNGBLUTH, N; CHUDACOFF, Mike. Life cycle inventories of bioenergy - ecoinvent Report No. 17. *ecoinvent Centre*, n. 17, p. pp143-157, 2007. Disponível em: <[http://www.researchgate.net/publication/230725648\\_Life\\_Cycle\\_Inventories\\_of\\_Bioenergy\\_ecoinvent\\_report\\_No.\\_17/file/9c96051b76e2fb8dce.pdf](http://www.researchgate.net/publication/230725648_Life_Cycle_Inventories_of_Bioenergy_ecoinvent_report_No._17/file/9c96051b76e2fb8dce.pdf)>.

JÚNIOR, Antonio Djalma Nunes Ferraz *et al*. Liquefied biomethane from sugarcane vinasse and municipal solid waste: Sustainable fuel for a green-gas heavy duty road freight transport corridor in Sao Paulo state. *Journal of Cleaner Production*, v. 335, n. December 2021, p. 130281, fev. 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.130281>>.

KEOGH, Niamh *et al*. The gas grid as a vector for regional decarbonisation - a techno economic case study for biomethane injection and natural gas heavy

goods vehicles. *Applied Energy*, v. 323, n. January, p. 119590, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119590>>.

KHANDELWAL, Harshit *et al.* Life cycle assessment of municipal solid waste management options for India. *Bioresource Technology*, v. 288, n. May, p. 121515, 2019.

KHATRI, Narendra; KHATRI, Kamal Kishore. Hydrogen enrichment on diesel engine with biogas in dual fuel mode. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, n. 11, p. 7128–7140, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.167>>.

KLIUCININKAS, L.; MATULEVICIUS, J.; MARTUZEVICIUS, D. The life cycle assessment of alternative fuel chains for urban buses and trolleybuses. *Journal of Environmental Management*, v. 99, p. 98–103, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jenvman.2012.01.012>>.

KOHLHEB, Norbert *et al.* Environmental-Economic Assessment of the Pressure Swing Adsorption Biogas Upgrading Technology. *Bioenergy Research*, v. 14, n. 3, p. 901–909, 2021.

KOUGIAS, Panagiotis G.; ANGELIDAKI, Irini. Biogas and its opportunities—A review. *Frontiers of Environmental Science and Engineering*, v. 12, n. 3, 2018.

KUMAR, Sunil. *Biogas - Edited by Sunil Kumar*. [S.l.]: InTech, 2012.

LIMA, M. A. *et al.* Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil. *Environmental*

*Development*, v. 33, n. September 2016, p. 100504, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.envdev.2020.100504>>.

LIN, Haodong *et al.* Life cycle assessment of a biogas system for cassava processing in Brazil to close the loop in the water-waste-energy-food nexus. *Journal of Cleaner Production*, v. 299, p. 126861, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126861>>.

LOMBARDI, Lidia; FRANCINI, Giovanni. Techno-economic and environmental assessment of the main biogas upgrading technologies. *Renewable Energy*, v. 156, p. 440–458, 2020.

MARTÍN-HERNÁNDEZ, Edgar; GUERRAS, Lidia S.; MARTÍN, Mariano. Optimal technology selection for the biogas upgrading to biomethane. *Journal of Cleaner Production*, v. 267, 2020.

MCID, Ministério das Cidades; GIZ, Deutsche Gesellschaft GmbH für Internationale Zusammenarbeit. *PROBIOGAS - Biometano como combustível veicular*. Disponível em: <[https://www.giz.de/en/downloads/giz\\_biogas\\_como\\_combustivel\\_digital\\_simples.pdf](https://www.giz.de/en/downloads/giz_biogas_como_combustivel_digital_simples.pdf)>. Acesso em: 25 dez. 2024.

MDA, Ministério do Desenvolvimento Agrário e Agricultura Familiar. *Brasil entrega à ONU nova NDC alinhada ao Acordo de Paris*. Disponível em: <<https://www.gov.br/mda/pt-br/noticias/2024/10/brasil-entrega-a-onu-nova-ndc-alinhada-ao-acordo-de-paris#:~:text=Entre%20agosto%20de%202023%20e,NDC%20entregue%20est%C3%A1%20dispon%C3%ADvel%20aqui.>>. Acesso em: 23 nov. 2025.

MME, Ministério de Minas e Energia. *Resolução CNPE no 07/2021 - Combustível do Futuro*. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-320067170>>. Acesso em: 23 abr. 2023.

MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2024*. . [S.l: s.n.]. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN\\_Síntese\\_2024\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_Síntese_2024_PT.pdf)>. Acesso em: 20 fev. 2025. , 2024

MOUETTE, Dominique *et al.* Costs and emissions assessment of a Blue Corridor in a Brazilian reality: The use of liquefied natural gas in the transport sector. *Science of the Total Environment*, v. 668, p. 1104–1116, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.02.255>>.

MURATÇOBANOĞLU, Hamdi *et al.* Simultaneous synergistic effects of graphite addition and co-digestion of food waste and cow manure: Biogas production and microbial community. *Bioresource Technology*, v. 309, n. February, 2020.

MUTLURI, Avinash; GOPIDESI, Radha Krishna; VALETI, Srinivas Viswanath. A research on the performance, emission and combustion parameters of the hydrogen and biogas dual fuel engine. *INCAS Bulletin*, v. 12, n. 3, p. 129–136, 2020.

NADALETI, Willian César *et al.* A pioneering study of biomethane and hydrogen production from the wine industry in Brazil: Pollutant emissions, electricity generation and urban bus fleet supply. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 46, n. 36, p. 19180–19201, maio 2021.

NEVZOROVA, Tatiana; KUTCHEROV, Vladimir. Barriers to the wider implementation of biogas as a source of energy: A state-of-the-art review. *Energy Strategy Reviews*, v. 26, p. 100414, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100414>>.

Ó CÉILEACHAIR, Dónal *et al.* A methodology for designing biogas pipelines. *Fuel*, v. 361, n. December 2023, 2024.

Ó CÉILEACHAIR, Dónal *et al.* Logistical considerations and challenges in deploying virtual biomethane pipelines to serve on-farm biogas plants. *Journal of Cleaner Production*, v. 407, n. January, 2023.

OEVER, Anne E.M. Van den *et al.* Life cycle environmental impacts of compressed biogas production through anaerobic digestion of manure and municipal organic waste. *Journal of Cleaner Production*, v. 306, p. 127156, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127156>>.

OLIVEIRA, Luiz Gustavo Silva De; NEGRO, Simona O. Contextual structures and interaction dynamics in the Brazilian Biogas Innovation System. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 107, n. December 2017, p. 462–481, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.02.030>>.

OLIVER, André de Paula Moniz *et al.* Manual de Treinamento em Biodigestão. *Instituto Winrock – Brasil*, 2008.

OSMAN, Ahmed I. *et al.* *Conversion of biomass to biofuels and life cycle assessment: a review*. [S.l.]: Springer International Publishing, 2021. v. 19. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s10311-021-01273-0>>.

PAPONG, Seksan *et al.* Life cycle energy and environmental assessment of bio-CNG utilization from cassava starch wastewater treatment plants in Thailand. *Renewable Energy*, v. 65, p. 64–69, 2014.

PARSAEE, Mostafa; KIANI DEH KIANI, Mostafa; KARIMI, Keikhosro. A review of biogas production from sugarcane vinasse. *Biomass and Bioenergy*, v. 122, n. May 2018, p. 117–125, 2019.

PASCIUCCO, Francesco *et al.* Valorization of biogas from the anaerobic co-treatment of sewage sludge and organic waste: Life cycle assessment and life cycle costing of different recovery strategies. *Journal of Cleaner Production*, v. 401, n. March, p. 136762, 2023.

PATTERSON, Tim *et al.* Life cycle assessment of biogas infrastructure options on a regional scale. *Bioresource Technology*, v. 102, n. 15, p. 7313–7323, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.biortech.2011.04.063>>.

PATTERSON, Tim *et al.* Life cycle assessment of biohydrogen and biomethane production and utilisation as a vehicle fuel. *Bioresource Technology*, v. 131, p. 235–245, 2013a.

PATTERSON, Tim *et al.* Life cycle assessment of biohydrogen and biomethane production and utilisation as a vehicle fuel. *Bioresource Technology*, v. 131, p. 235–245, 2013b. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.biortech.2012.12.109>>.

PÉREZ-CAMACHO, María Natividad; CURRY, Robin; CROMIE, Thomas. Life cycle environmental impacts of biogas production and utilisation substituting for grid electricity, natural gas grid and transport fuels. *Waste Management*, v. 95, p. 90–101, 2019a.

PÉREZ-CAMACHO, María Natividad; CURRY, Robin; CROMIE, Thomas. Life cycle environmental impacts of biogas production and utilisation substituting for grid electricity, natural gas grid and transport fuels. *Waste Management*, v. 95, p. 90–101, 2019b.

POESCHL, Martina; WARD, Shane; OWENDE, Philip. Environmental impacts of biogas deployment - Part I: Life Cycle Inventory for evaluation of production process emissions to air. *Journal of Cleaner Production*, v. 24, p. 168–183, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2011.10.039>>.

PORTO, Bruno Henrique Crespo *et al.* Socioenvironmental impacts of biogas production in a cooperative agroenergy condominium. *Biomass and Bioenergy*, v. 151, n. June, 2021.

PRUSSI, Matteo *et al.* *JEC Well-to-Tank report v5*. [S.l.: s.n.], 2020. Disponível em: <<https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/jec-well-tank-report-v5>>.

RAVINA, Marco; GENON, Giuseppe. Global and local emissions of a biogas plant considering the production of biomethane as an alternative end-use solution. *Journal of Cleaner Production*, v. 102, n. 2015, p. 115–126, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.04.056>>.

RICARDO, Energy and Environment. *The role of natural gas and biomethane in the transport sector*. Disponível em: <[https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)>. Acesso em: 26 dez. 2024.

ROHSTOFFE, FACHAGENTUR NACHWACHSENDE. *Guia Prático do Biogás - Geração e Utilização*. [S.l.]: Ministério da Nutrição, Agricultura e Defesa do Consumidor da Alemanha, 2010. v. 5. Disponível em: <biogasportal.info>.

ROSATO, Mario Alejandro. *Managing Biogas Plants - A practical guide*. [S.l.]: CRC Press, 2017.

SCHOLZ, Marco; MELIN, Thomas; WESSLING, Matthias. Transforming biogas into biomethane using membrane technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 17, p. 199–212, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.08.009>>.

SESHAN, K. Pressure swing adsorption. *Applied Catalysis*, v. 46, n. 1, p. 180, 1989.

SHINDE, Amar Mohan *et al.* Life cycle assessment of bio-methane and biogas-based electricity production from organic waste for utilization as a vehicle fuel. *Clean Technologies and Environmental Policy*, n. 0123456789, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s10098-021-02054-7>>.

SILVA, Haroldo Wilson. PRODUÇÃO DE BIOGÁS UTILIZANDO DEJETOS DE VACAS LEITEIRAS – UMA ALTERNATIVA VIÁVEL PARA REDUÇÃO DE. *Revista Técnico-Científica do CREA-PR*, p. 1–16, 2018.

SOUSA, Vitor M.Z. *et al.* Life cycle assessment of biodiesel production from beef tallow in Brazil. *International Journal of Life Cycle Assessment*, v. 22, n. 11, p. 1837–1850, 2017.

STARR, Katherine *et al.* Life cycle assessment of biogas upgrading technologies. *Waste Management*, v. 32, n. 5, p. 991–999, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.wasman.2011.12.016>>.

SURRA, Elena; ESTEVES, Isabel A.A.C.; LAPA, Nuno. Life cycle analysis of a biorefinery for activated carbon and biomethane production. *Biomass and Bioenergy*, v. 149, n. October 2020, p. 106080, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2021.106080>>.

THINKSTEP. *GaBi software: system and database for life cycle engineering (DB Version 9.2.1.68)*. . [S.l: s.n.], 2022

THOMPSON, N *et al.* *Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context WELL-TO-TANK Report Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context WELL-TO-TANK Report Acknowledgments CONCAWE task force EUCAR task force Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context WELL-TO-TANK Report*. . [S.l: s.n.], 2006. Disponível em: <<http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>>.

TIAN, Hailin *et al.* Life cycle assessment of food waste to energy and resources: Centralized and decentralized anaerobic digestion with different downstream biogas utilization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 150, n. December 2020, p. 111489, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111489>>.

VAN DER VELDEN, René *et al.* Closed-loop organic waste management systems for family farmers in Brazil. *Environmental Technology (United Kingdom)*, v. 43, n. 15, p. 2252–2269, 2022.

VARLING, Anna S.; CHRISTENSEN, Thomas H.; BISINELLA, Valentina. Life cycle assessment of alternative biogas utilisations, including carbon capture and storage or utilisation. *Waste Management*, v. 157, n. October 2022, p. 168–179, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.wasman.2022.12.005>>.

VÁSQUEZ, Maria Cecilia *et al.* Holistic approach for sustainability enhancing of hydrotreated aviation biofuels, through life cycle assessment: A Brazilian case study. *Journal of Cleaner Production*, v. 237, n. 2019, 2019.

WB, The World Bank. *Hidrogênio verde e corredores elétricos: Estratégia de descarbonização do transporte de cargas e roteiro para implantação da infraestrutura de abastecimento de corredores verdes necessária. ENTREGÁVEL 1: Diagnóstico inicial do setor logístico no Brasil.* . [S.l: s.n.], 2024.

WELLINGER, Arthur; MURPHY, Jerry; BAXTER, David. *The Biogas Handbook: Science, Production and Applications*. [S.l: s.n.], 2013.

WESNÆS, M., WENZEL, H., PETERSEN, Bjorn Molt. *Life Cycle Assessment of Slurry Management Technologies. Environmental project no. 1298.* . [S.l.]: Danish Ministry of the Environment, Environmental Protection Agency. , 2009

XU, Yajing *et al.* Biogas upgrading technologies: Energetic analysis and environmental impact assessment. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, v. 23, n. 1, p. 247–254, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.cjche.2014.09.048>>.

YANG, Liangcheng *et al.* Progress and perspectives in converting biogas to transportation fuels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 40, p. 1133–1152, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.008>>.

YOON, Seung Hyun; LEE, Chang Sik. Effect of biofuels combustion on the nanoparticle and emission characteristics of a common-rail di diesel engine. *Fuel*, v. 90, n. 10, p. 3071–3077, 2011.

## Apêndice A – Trabalhos Publicados

Costa, B. P.; Borges, M. R. S; Teixeira, L, A; Luz, S, M, (2021) “Inventário Do Ciclo De Vida De Biogás Para Geração De Energia Elétrica: Estudo De Caso Em Uma Fazenda Leiteira”, BRAZILIAN JOURNAL OF DEVELOPMENT, v, 7, p, 114359-114370. [Link de acesso](#).

Borges, M. R. S; Costa, B. P.; Luz, S. M. (2022). Life cycle assessment of biogas production from dairy cow manure on a brazilian farm. In ABCM (Ed.), 19th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering. [Link de acesso](#).

Borges, M. R. S; Luz, S. M. (2023). Comparative life cycle assessment of biogas from a brazilian farm in electricity generation and as a heavy-duty vehicle fuel uses. 8º Congresso Brasileiro Sobre Gestão Do Ciclo de Vida (GCV). [Link de acesso](#).

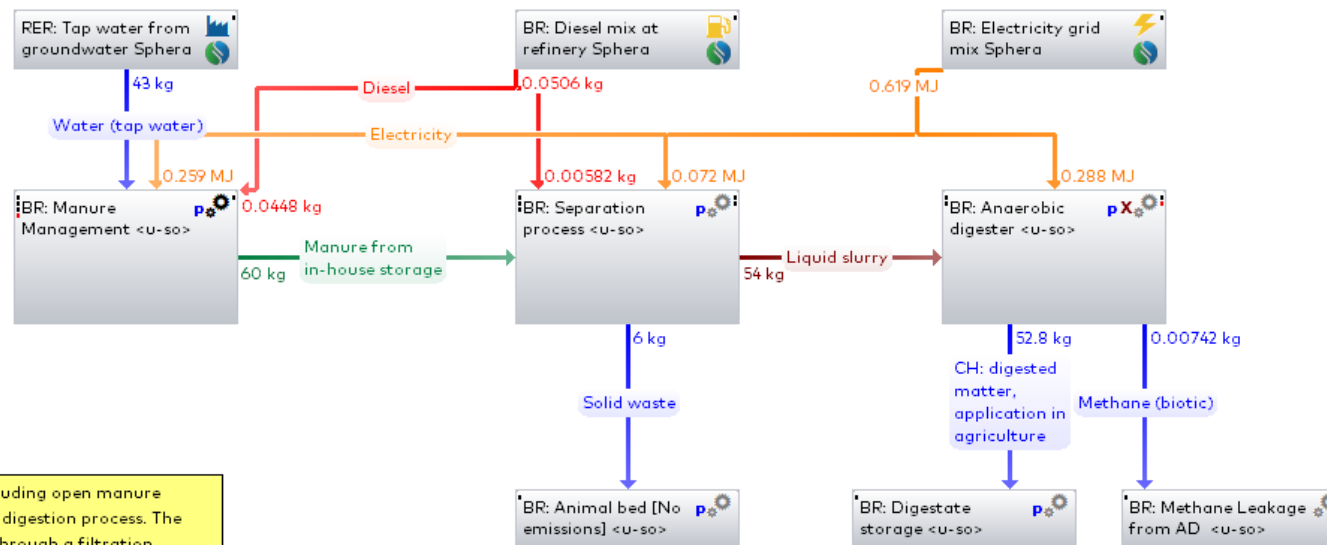
Borges, M. R. S; Luz, S. M. (2023). Life cycle impact assessment of different scenarios for biogas use in internal combustion engines. 27th International Congress of Mechanical Engineering. [Link de acesso](#).

Borges, M. R. S; Luz, S. M. (2025). Life Cycle Assessment of Biogas: Evaluating Scenarios for Electricity Generation and Upgrading to Biomethane. Bioenergy Research, 18(1). [Link de acesso](#).

## Apêndice B – Planos de modelagem realizadas no software LCA for Experts

### LCA of Biogas - Production [UnB]

Process plan/Reference quantities  
The names of the basic processes are shown.

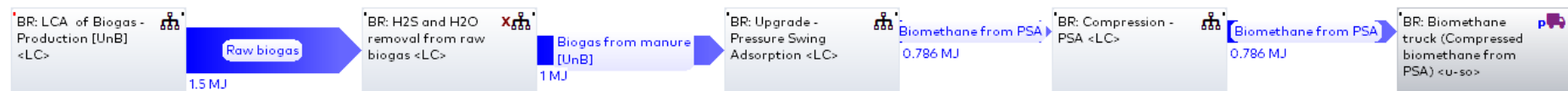


LCA of 1 MJ of raw biogas production including open manure management, separation, and anaerobic digestion process. The biogas generated is delivery before pass through a filtration process to removal the h2s content. The animal bed and digestate storage was not considered in the system boundeaires, but we mantain to preserve the mass balances

Figura B. 1 - Plano do *LCA for Experts* da modelagem da fase de produção de biogás.

### Cenário 1 - Biogás para uso de biometano - PSA

Process plan: Energy (net calorific value) [MJ]  
The names of the basic processes are shown.



ACV do Cenário 1 - Biogás para biometano utilizando a tecnologia de Pressure Swing Adsorption (PSA). Os limites do sistema são definidos como "do poço à roda", e a unidade funcional é 1 MJ de biogás proveniente da digestão anaeróbica de esterco bovino.

Figura B. 2 – Plano do *LCA for Experts* da modelagem do Cenário 1 - Purificação de biogás por *Pressure Swing Adsorption* (PSA).

## Cenário 2 - Biogás para uso de biometano em veículo pesado (atualização - MSU)

Process plant: Energy (net calorific value) [MJ]  
The names of the basic processes are shown.

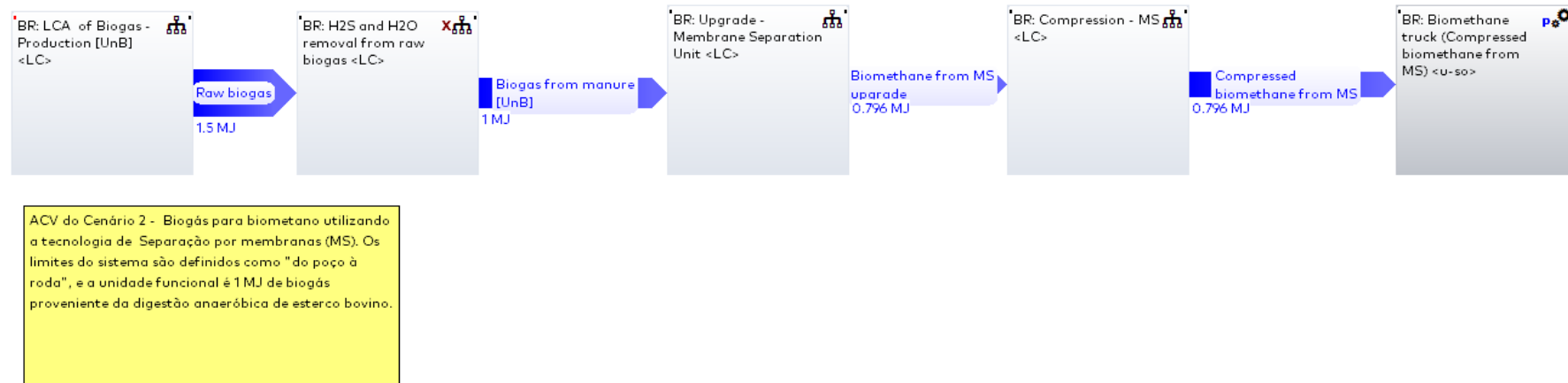
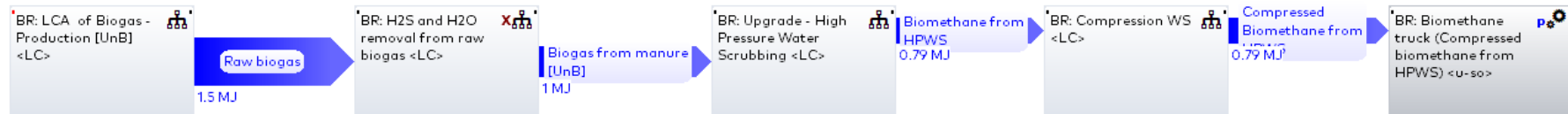


Figura B. 3 - Plano do *LCA for Experts* da modelagem do Cenário 2 - Purificação de biogás por Separação por Membranas (SM).

### Cenário 3 - Biogás para uso de biometano em veículo pesado (atualização - HPWS)

Process plan: Energy (net calorific value) [MJ]  
The names of the basic processes are shown.

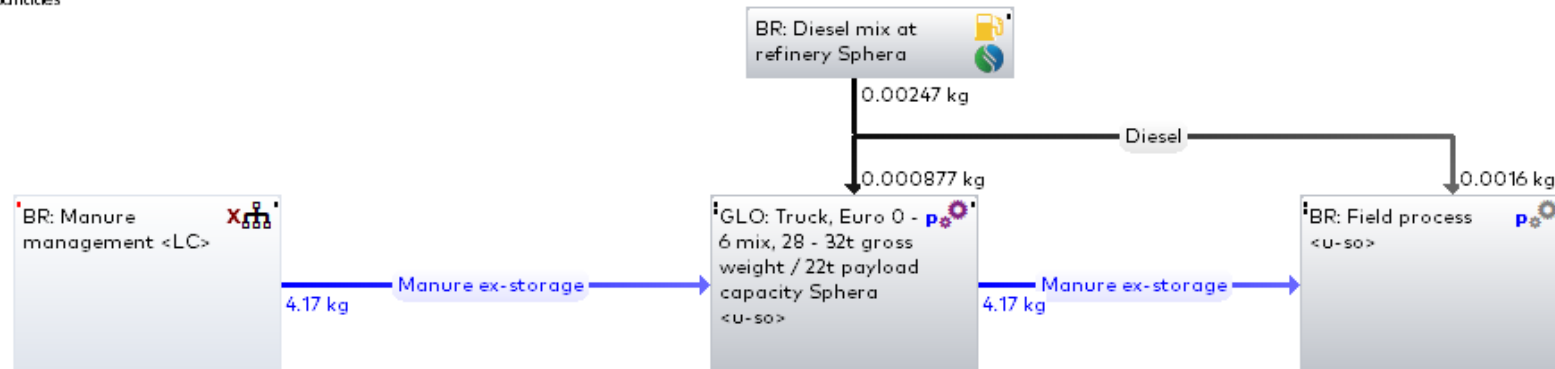


ACV do Cenário 3 - Biogás para biometano utilizando a tecnologia de High-pressure water scrubbing (HPWS). Os limites do sistema são definidos como "do poço à roda", e a unidade funcional é 1 MJ de biogás proveniente da digestão anaeróbica de esterco bovino.

Figura B. 4 - Plano do *LCA for Experts* da modelagem do Cenário 3 - Purificação de biogás por *High-Pressure Water Scrubbing* (HPWS).

# Cenário 4 - Sem produção de biogás, apenas a aplicação do esterco no campo.

Process plan: Reference quantities



Manure -> in-house storage slurry -> storage -> transport to field -> field process -> avoid production and application of mineral fertilizers

Figura B. 5 - Plano do *LCA for Experts* da modelagem do Cenário 4 – Sem produção de biogás, apenas a aplicação do esterco no campo.

## Cenário - Purificação na origem e distribuição direta (PO-DD)

Process plantReference quantities  
The names of the basic processes are shown.

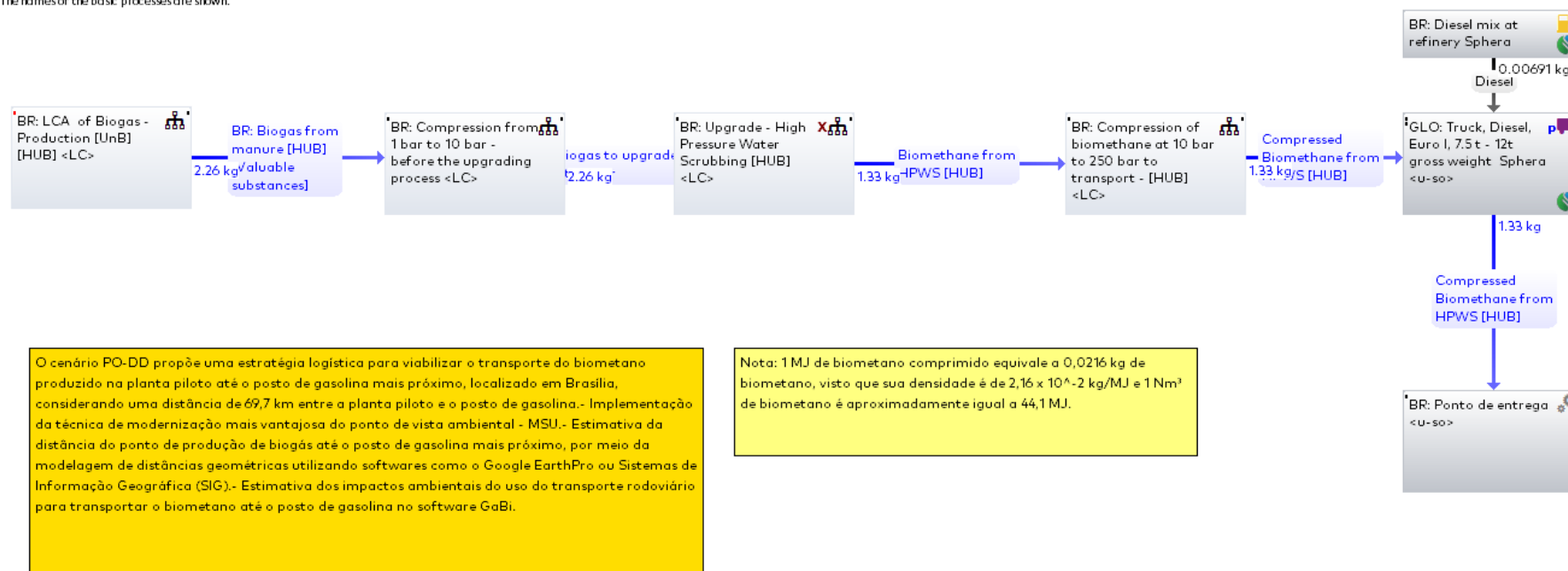


Figura B. 6 - Plano do *LCA for Experts* da modelagem do Cenário – Purificação na origem e distribuição direta (PO-DD).

## Cenário - Purificação no hub e distribuição terrestre (PH-DT)

Process plant reference quantities  
The names of the basic processes are shown.

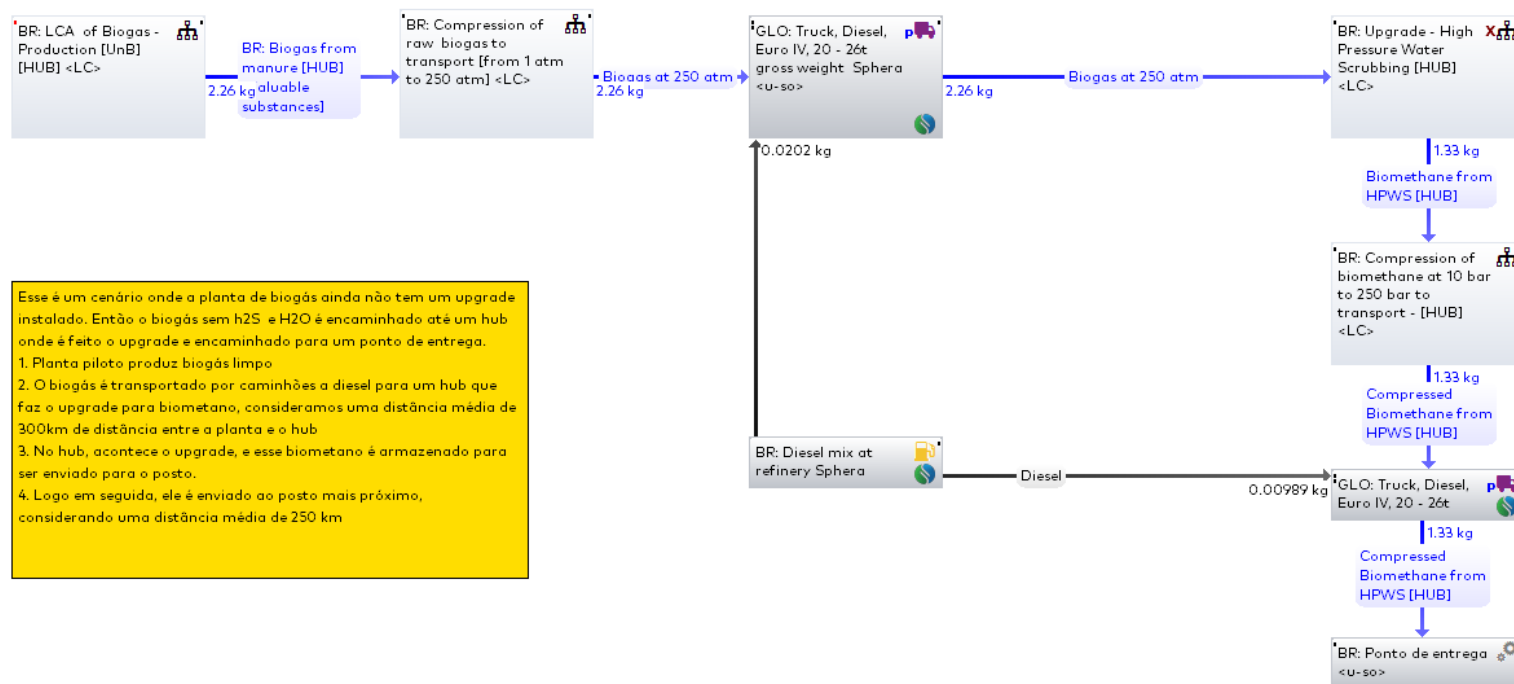


Figura B. 7 - Plano do *LCA for Experts* da modelagem do Cenário – Purificação no hub e distribuição terrestre (PH-DT).

### Cenário Purificação no hub e injeção na rede (PH-IR)

Process plan Reference quantities  
The names of the basic processes are shown.

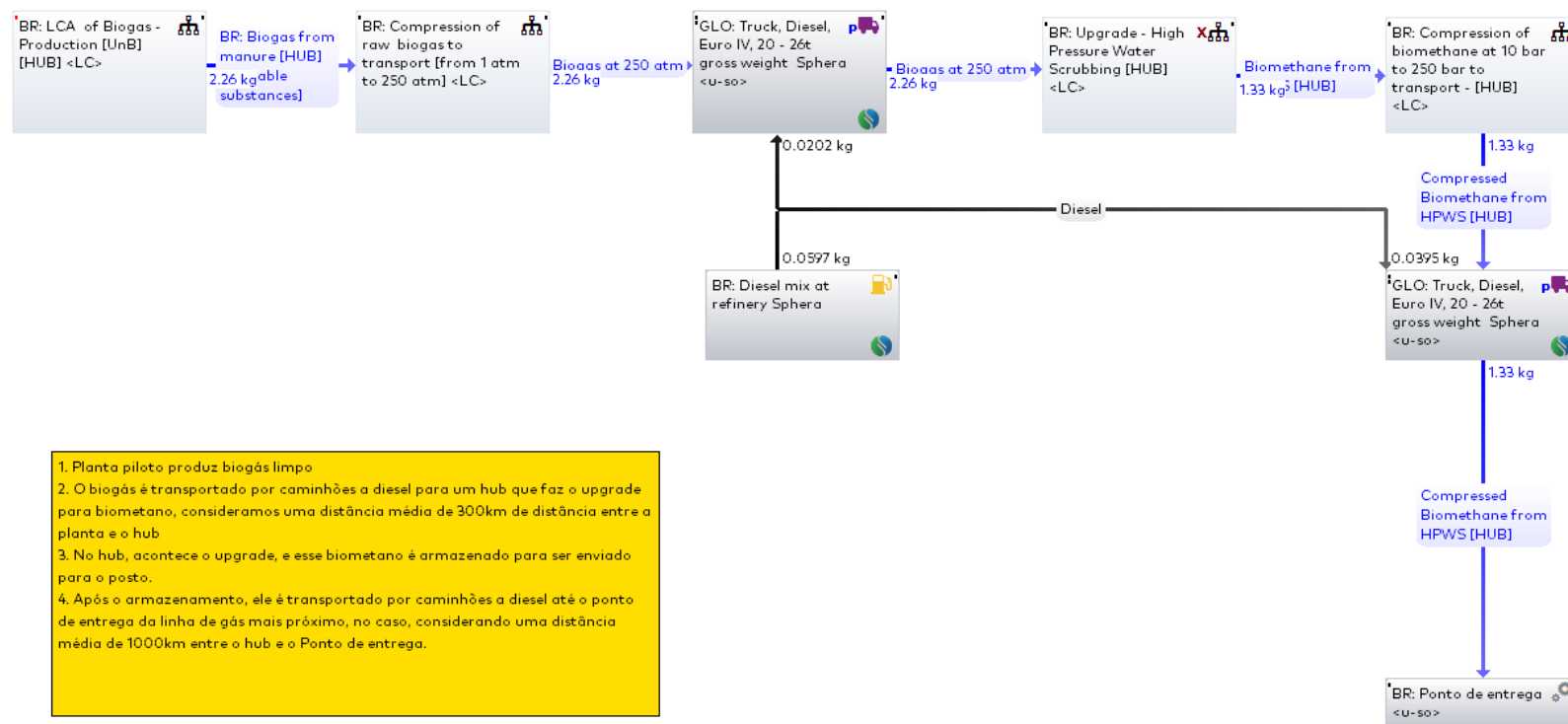


Figura B. 8 - Plano do *LCA for Experts* da modelagem do Cenário – Purificação no hub e injeção na rede (PH-IR).