



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

MERCADO POTENCIAL DE BIOGÁS E BIOMETANO PROVENIENTE DE
SANEAMENTO NO SUL DE MINAS: ASPECTOS REGULATÓRIOS, TÉCNICOS E
ECONÔMICOS

Josiane Mendonça Simão

Itajubá, Agosto de 2025

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

Josiane Mendonça Simão

MERCADO POTENCIAL DE BIOGÁS E BIOMETANO PROVENIENTE DE
SANEAMENTO NO SUL DE MINAS: ASPECTOS REGULATÓRIOS, TÉCNICOS E
ECONÔMICOS

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

Área de Concentração: Planejamento e gestão de sistemas energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos

Agosto, 2025

Itajubá

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

Josiane Mendonça Simão

MERCADO POTENCIAL DE BIOGÁS E BIOMETANO PROVENIENTE DE
SANEAMENTO NO SUL DE MINAS: ASPECTOS REGULATÓRIOS, TÉCNICOS E
ECONÔMICOS

Dissertação aprovada por banca examinadora em 29 de Agosto de 2025, conferindo a autora o título de *Mestre em Engenharia de Energia*.

Banca examinadora:

Examinador (Orientador): Ivan Felipe Silva dos Santos

Examinador (Externo): Johnson Herlich Roslee Mensah

Examinadora: Maísa Tonon Bitti Perazzini

Examinadora: Regina Mambeli Barros

Itajubá

2025

Dedicatória

Dedico esta dissertação ao meu esposo, César, à minha filha, Melissa, e ao meu filho, Mikael, assim como a toda minha família, pelo amor incondicional e pelo suporte constante ao longo desta jornada.

Aos meus pais, Edna e Anésio (*in memoriam*), por sempre acreditarem no meu potencial e me incentivarem em todas as fases da minha vida.

À minha prima Carla, pela hospitalidade generosa e pela disponibilidade em me receber e proporcionar translado em São José dos Campos, durante minhas idas e vindas para Itajubá.

À minha sogra, Dulce, aos meus cunhados, Patrícia e Sebastião, e à minha sobrinha, Yasmyn, por me acolherem com tanto carinho e atenção em sua casa, tornando os momentos mais leves e especiais.

À minha amiga Vanessa, pelo apoio no trabalho, permitindo que eu pudesse me dedicar aos estudos com tranquilidade.

Este trabalho é resultado do esforço compartilhado e do apoio inestimável de cada um de vocês. Sou eternamente grata por terem feito parte dessa trajetória.

Agradecimentos

A realização deste trabalho foi possível graças ao apoio e à contribuição de muitas pessoas, às quais manifesto minha mais sincera gratidão.

Primeiramente, agradeço a Deus, fonte de força e inspiração em minha vida, por me guiar e permitir que eu percorresse esta jornada acadêmica com saúde e determinação, mesmo diante de inúmeras adversidades.

Aos meus pais, Edna e Anésio (*in memoriam*), dedico um agradecimento especial. À minha mãe, pela presença constante, pelo amor inabalável e pelo incentivo diário. Ao meu pai, cuja memória permanece viva em meu coração, agradeço por me ensinar a persistir diante dos desafios.

Agradeço especialmente ao meu esposo Cesar Tobias da Silva, pelo amor incondicional, pela compreensão durante os momentos de ausência e pelo apoio que me sustentou nos dias mais desafiadores. Aos meus filhos, Melissa e Mikael, por serem minha maior fonte de alegria e motivação, impulsionando-me a seguir em frente.

À minha sogra Dulce, meus cunhados Patrícia e Sebastião, à minha sobrinha Yasmyn, registro minha gratidão por me acolherem com tanto carinho em sua casa nos momentos em que precisei realizar provas e outras atividades acadêmicas. Sua hospitalidade permitiu que eu cumprisse meus compromissos com serenidade e foco.

Ao meu orientador Ivan Felipe Silva dos Santos, expresso meu profundo respeito e reconhecimento pela paciência, orientação e estímulo ao longo do desenvolvimento desta pesquisa. Sua dedicação e conhecimento foram essenciais para que eu pudesse alcançar este marco.

Aos professores que compartilharam seus conhecimentos ao longo da minha formação, minha gratidão pela generosidade em ensinar, pelo comprometimento com a educação e por terem despertado em mim o interesse pelo aprendizado contínuo.

À Universidade e ao programa de pós-graduação, pela oportunidade de crescimento acadêmico e profissional, bem como por todo o suporte oferecido ao longo desta caminhada.

Aos meus colegas de curso e amigos, que compartilharam comigo essa jornada com trocas de aprendizado, apoio mútuo e momentos de descontração que tornaram a caminhada mais leve e significativa.

A todos, meu muito obrigada!

Epígrafe

"Nada se perde, tudo se transforma."
—Antoine Lavoisier

Resumo

O biometano é um combustível renovável obtido por meio da purificação do biogás, gerado em reatores anaeróbios a partir da decomposição de resíduos e efluentes orgânicos, como o esgoto sanitário. Sua produção representa uma estratégia promissora para a valorização energética de resíduos, contribuindo para a mitigação da emissão de gases de efeito estufa (GEE), a transição energética e a sustentabilidade ambiental. Este estudo estimou o potencial de produção e o custo nivelado de produção do biometano (LCOB) em Estações de Tratamento de Esgoto (ETE) do Sul de Minas Gerais, combinando projeções populacionais, estimativa de geração de esgoto e produção de biogás e biometano, além de equações de custo parametrizadas em função da capacidade. Dada a baixa vazão identificada em parte dos municípios do Sul de Minas, incluiu-se, apenas para comparação, um grupo de referência com municípios mineiros de maior porte que também operam com Reator Anaeróbio de Fluxo Ascendente (RAFA), também conhecido como Upflow Anaerobic Sludge Blanket (UASB), a fim de evidenciar o efeito de escala sobre os custos. Os valores de LCOB no Sul de Minas variaram de US\$ 0,49/m³ a US\$ 12,72/m³, tendo Poços de Caldas como o menor custo (US\$ 0,49/m³) e Cambuí como o maior (US\$ 12,72/m³). No conjunto ampliado, o intervalo foi de US\$ 0,26/m³ a US\$ 12,72/m³, com Uberaba e Contagem apresentando os menores custos (US\$ 0,26/m³), sendo Uberaba priorizada na comparação final por apresentar maior produção estimada de biometano. O potencial total estimado para o Sul de Minas é de cerca de 1,19 milhão de m³/ano de biometano útil, já considerados 70% de eficiência de purificação e 92% de disponibilidade. Observou-se relação negativa entre vazão de metano (m³/h) e LCOB, confirmando economias de escala. A análise econômica concentrou-se nos custos de investimento (CAPEX), operação (OPEX) e custo nivelado de produção, sem incorporar despesas adicionais de transporte e comercialização. Para testar a robustez dos resultados, realizou-se análise de sensibilidade variando $\pm 30\%$ três alavancas: OPEX, CAPEX e taxa de desconto. Os exercícios indicaram OPEX como o principal determinante do LCOB, seguido por CAPEX e, por último, pela taxa de desconto. À luz desses achados, estratégias de eficiência operacional (gestão energética, O&M preditiva), padronização/modularidade e arranjos que capturem economias de escala (consórcios intermunicipais, codigestão, integração com biogás de aterro) são cruciais para reduzir custos e viabilizar projetos. Em termos gerais, os resultados indicam que há potencial para produção competitiva de biometano na região, especialmente em municípios com maior vazão (p. ex., Poços de Caldas, Alfenas, Varginha e Lavras). Já em localidades de baixa vazão, a atratividade tende a ser ampliada com estratégias de escala, como consórcios intermunicipais, codigestão e integração com biogás de aterro.

Palavras-chave: biogás; biometano; saneamento; análise de sensibilidade; economias de escala; Minas Gerais.

Abstract

Biomethane is a renewable fuel obtained by upgrading biogas produced in anaerobic reactors that treat organic residues and wastewater. Its production valorizes waste while contributing to greenhouse-gas mitigation, energy transition, and environmental sustainability. This study estimates the production potential and the levelized cost of biomethane (LCOB) for wastewater treatment plants (WWTPs) in Southern Minas Gerais (Brazil), combining population projections, wastewater generation, biogas/biomethane yields, and capacity-parameterized cost equations. Given the low flow rates observed in part of Southern Minas, a reference set of larger Minas Gerais municipalities operating UASB (RAFA) reactors was included to evidence scale effects. LCOB values in Southern Minas ranged from US\$ 0.49/m³ to US\$ 12.72/m³, with Poços de Caldas at the lower bound (US\$ 0.49/m³) and Cambuí at the upper bound (US\$ 12.72/m³). In the expanded set, the range was US\$ 0.26/m³ to US\$ 12.72/m³, with Uberaba and Contagem achieving the lowest costs (US\$ 0.26/m³); Uberaba is prioritized in the final comparison due to its higher estimated biomethane output. The total technical potential for Southern Minas is approximately 1.19 million m³/year of useful biomethane, accounting for 70% upgrading efficiency and 92% availability. A negative relationship between methane flow rate (m³/h) and LCOB confirms economies of scale. The economic analysis focused on investment (CAPEX), operation (OPEX), and the levelized production cost, excluding transport and commercialization expenses. To test result robustness, a sensitivity analysis varied ±30% in three levers—OPEX, CAPEX, and discount rate. OPEX emerged as the dominant driver of LCOB, followed by CAPEX and, lastly, the discount rate. These findings support strategies centered on operational efficiency (energy management, predictive O&M), standardization/modularity, and scale-capturing arrangements (inter-municipal consortia, co-digestion, integration with landfill gas) to reduce costs and enhance project viability.

Keywords: biogas; biomethane; wastewater treatment; sensitivity analysis; economies of scale; Minas Gerais.

Lista de siglas

Abiogás - Associação Brasileira de Biogás

ACV - Avaliação do Ciclo de Vida

AGV - Ácidos graxos voláteis

AGEPAR - Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados de Infraestrutura do Paraná

ANA – Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo

CAPEX – *Capital Expenditure* (Despesas de Capital)

CBIO - Crédito de Descarbonização

CIBiogás - Centro Internacional de Energias Renováveis

CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária

CH₄ – Metano

CO₂ – Dióxido de Carbono

DBO – Demanda Bioquímica de Oxigênio

DQO - Demanda Química de Oxigênio

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EUA – Estados Unidos da América

ETE – Estação de Tratamento de Esgoto

GEE – Gases de Efeito Estufa

GNC – Gás Natural Comprimido

GNR - Gás Natural Renovável

GNV - Gás Natural Veicular

H₂S – Sulfeto de Hidrogênio

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEA - *International Energy Agency*

LAP - Absorção com lavagem com água pressurizada

LCOB - *Levelized Cost of Biomethane* (Custo de Produção Nivelado de Biometano)

MDEA - Metildietanolamina

MMA - Ministério do Meio Ambiente

MME - Ministério de Minas e Energia

NH₃ – Amônia

NPV – *Net Present Value* (Valor Presente Líquido)

ODS – Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

OPEX – *Operational Expenditure* (Despesas Operacionais)

PERS - Programa de Energia Renovável Social

PPP - Parcerias Público-Privada

PSA - *Pressure Swing Adsorption* (Adsorção com modulação de pressão)

RAFA - Reator Anaeróbio de Fluxo Ascendente

RenovaBio - Política Nacional de Biocombustíveis

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SNIS - Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento

SO₄²⁻ - Sulfato

SO₃²⁻ - Sulfito

TIR - Taxa Interna de Retorno

UASB - *Upflow Anaerobic Sludge Blanket*

WWTP - *Wastewater Treatment Plant* (Estação de Tratamento de Esgoto)

Sumário

1.	Introdução.....	11
2.	Objetivos.....	15
3.	Revisão bibliográfica.....	16
3.1.	Panorama do tratamento de esgoto no Brasil.....	16
3.2.	Reatores anaeróbios para tratamento de resíduos orgânicos.....	18
3.3.	Produção de biogás e biometano.....	20
3.3.1.	Substrato para produção de biogás.....	20
3.3.2.	Fundamentos da biodigestão anaeróbia.....	21
3.3.3.	Composição do biogás.....	23
3.4.	Processos de limpeza e purificação do biogás.....	24
3.4.1.	Purificação do biogás.....	25
3.5.	Panorama do biogás e biometano no Brasil.....	34
3.6.	Quadro regulatório.....	37
3.7.	Levantamento de dados de custos associados a produção de biometano.....	41
3.8.	Estudos Anteriores.....	46
4.	Metodologia.....	49
4.1.	Descrição da área de estudo e seleção dos municípios.....	49
4.2.	Projeção populacional.....	51
4.3.	Estimativa de geração de esgoto.....	53
4.4.	Estimativa de produção de biogás com UASB.....	55
4.5.	Estimativa de produção de biometano.....	58
4.6.	Cálculos econômicos.....	58
4.6.1.	Investimento e custo de operação.....	58
4.6.2.	Tarifa mínima de venda de biometano - LCOB.....	60
4.6.3.	Abordagem comparativa (condicional).....	61
5.	Resultados.....	63
5.1.	Projeção populacional.....	63
5.2.	Geração de esgoto.....	64
5.3.	Geração de biogás e biometano.....	65
5.4.	Análise econômica.....	67
6.	Conclusões.....	75
	Referências.....	79

1. Introdução

A transição energética tem sido o tema central no enfrentamento das mudanças climáticas, exigindo a substituição progressiva de combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis e sustentáveis (IEA, 2021). Nesse contexto, a integração de soluções energéticas inovadoras e diversificadas tornou-se essencial para atender às demandas globais de redução de emissões de gases de efeito estufa e mitigação dos impactos ambientais. Entre essas soluções, destaca-se o biometano, um combustível renovável derivado da purificação do biogás, produzido a partir de resíduos orgânicos gerados em diversos setores como agropecuário (atividades de criação animal), indústria (agroindústria – considerando abatedouros, frigoríficos, usinas de açúcar e etanol, cervejarias, entre outros) e saneamento (aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto - ETE), além de resíduos alimentares provenientes de diversas etapas do setor alimentar (GUTIÉRREZ *et al*, 2018 & DEVI *et al*, 2023). Essa ampla disponibilidade de matéria-prima, aliada às condições climáticas, posiciona o Brasil como um líder potencial na produção de biometano.

O saneamento básico no Brasil contou com a aprovação do novo marco legal implementado por meio da Lei nº 14.026/2020 para ampliação dos serviços e melhor atendimento da população. E com essa previsão de ampliação que deve ocorrer, previsto inicialmente até 2033, se configura uma oportunidade estratégica para a ampliação de geração de biogás proveniente dessas ETE's. Entre as tecnologias mais empregadas nesse contexto, destacam-se os Reatores Anaeróbios de Fluxo Ascendente (RAFA), internacionalmente conhecidos pela sigla em inglês UASB (*Upflow Anaerobic Sludge Blanket*), nomenclatura adotada neste trabalho por ser amplamente utilizada na literatura científica e técnica (VON SPERLING, 2005; CHERNICHARO, 2001).

Estudos anteriores reforçam essa relevância: SILVEIRA *et al.* (2015) destacam o potencial do biogás gerado em ETEs para a produção de energia elétrica, enquanto SANTOS, BARROS e TIAGO FILHO (2016) apontam a viabilidade econômica da utilização do biogás em municípios de pequeno e médio porte. Já VON SPERLING (2005) e CHERNICHARO (2001) consolidaram a base técnica sobre os reatores anaeróbios no Brasil, enquanto LETTINGA *et al.* (1980) introduziram internacionalmente o conceito do UASB, referência fundamental até os dias atuais. Essa produção científica evidencia tanto a maturidade tecnológica quanto as lacunas relacionadas a estudos regionais aplicados ao contexto brasileiro.

O biogás produzido nas ETE's pode ser utilizado para cogeração de energia elétrica e térmica, geração de energia térmica para secagem de lodo ou aquecimento de reatores e para produção de biometano destinado à alimentação de frota própria ou injeção na rede de gás natural. Essas alternativas contribuem para amortizar os custos operacionais, como também, os excedentes de energia podem ser comercializados, aumentando a rentabilidade dos projetos, criando, portanto, uma ponte entre os setores de saneamento e energia (DOLEJS *et al*, 2018; SILVA *et al*, 2022).

O biogás, composto por metano, dióxido de carbono e pequenas quantidades de outros gases, passa por um processo de purificação e valorização para atingir uma concentração de 95% de metano, tornando-se biometano. Essa transformação não apenas evita a emissão de metano na atmosfera, mas também gera um combustível flexível e sustentável, podendo ser utilizado em plantas de cogeração, para aquecimento, na geração de energia elétrica, como combustível veicular ou mesmo injetado na rede de gás natural. O biometano também possui um papel estratégico na descarbonização do setor de transporte, uma vez que, veículos que já utilizam gás natural veicular podem ser imediatamente abastecidos com biometano, sem a necessidade de adaptações (GIZ, 2014 e (BORGES; FERREIRA; NOGUEIRA, 2016) .

E ainda, como pode ser observado, os atributos do biogás e biometano possuem impacto ambiental, social e econômico, alinhando-se aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável – ODS (SOARES, 2022). Primeiramente, está alinhado ao ODS 7 (Energia Limpa e Acessível), promovendo o acesso a fontes de energia renováveis e eficientes, com baixo impacto ambiental. Além disso, apoia o ODS 12 (Consumo e Produção Responsável), ao incentivo à gestão sustentável de resíduos orgânicos, transformando-os em recursos energéticos e minimizando impactos ambientais. Por fim, fortalece o ODS 13 (Ação contra a Mudança Global do Clima), ao reduzir emissões de gases de efeito estufa, produzir combustíveis fósseis e contribuir para uma matriz energética mais sustentável.

Do ponto de vista técnico, a produção de biometano requer tecnologias específicas para a purificação do biogás, garantindo sua qualidade como combustível para aplicações diversas. No entanto, a implementação dessas tecnologias depende de uma infraestrutura adequada e de investimentos iniciais que, por sua vez, exigem análise de soluções econômicas e apoio regulatório (LANTZ *et al.*, 2017; EPE, 2022; ABIOGÁS, 2023).

Os aspectos regulatórios desempenham um papel crucial nesse cenário, pois definem os marcos legais e os incentivos à produção, comercialização e uso do biometano. Ao longo dos

últimos anos, o setor de biogás e biometano vem crescendo no Brasil graças ao conjunto de políticas, pesquisas e iniciativas, tanto em nível federal quanto estadual.

Entre os principais marcos regulatórios federais, destacam-se: a Política Nacional de Resíduos Sólidos, instituída pela Lei nº 12.305/2010 (BRASIL, 2010); a Resolução ANP¹ nº 08/2015, posteriormente alterada pela Resolução ANP nº 685/2017, que regulamenta o biometano oriundo de aterros sanitários e ETE, destinado ao uso veicular e em instalações residenciais e comerciais (ANP, 2015; ANP, 2017); e as Resoluções Normativas ANEEL nº 482/2012 e nº 687/2015, que estabeleceram as condições gerais para conexão à rede de micro e minigeração distribuída e instituíram o sistema de compensação de energia (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015). Merece destaque também o RenovaBio, instituído por meio de um instrumento jurídico – a Lei nº 13.576/2017 – como um programa de incentivo à expansão da produção e uso de biocombustíveis no país (BRASIL, 2017).

No âmbito estadual, diversas unidades federativas têm adotado políticas específicas para fomentar o uso do biogás e do biometano. O Estado do Paraná, por exemplo, instituiu a Política Estadual do Biogás e Biometano por meio da Lei nº 19.500/2018 e, mais recentemente, concedeu isenção de ICMS² sobre aquisições destinadas à produção de biocombustíveis renováveis (PARANÁ, 2018; PARANÁ, 2025). O Rio Grande do Sul estabeleceu o Programa Gaúcho de Incentivo à Geração e Utilização de Biogás e de Biometano com a Lei nº 14.864/2016, atualizada pela Lei nº 15.377/2019 (RIO GRANDE DO SUL, 2016; RIO GRANDE DO SUL, 2019). Santa Catarina, por sua vez, instituiu a Política Estadual do Biogás por meio da Lei nº 17.542/2018 (SANTA CATARINA, 2018), enquanto o Estado do Rio de Janeiro promoveu a Política Estadual de Gás Natural Renovável com a Lei nº 6.361/2012, regulamentada pelo Decreto nº 44.855/2014 (RIO DE JANEIRO, 2012; RIO DE JANEIRO, 2014). Já em São Paulo, além do Decreto nº 58.659/2012, que criou o Programa Paulista de Biogás, destacam-se a Deliberação ARSESP nº 744/2017, que estabelece as condições de distribuição de biometano por redes canalizadas; a Deliberação ARSESP nº 1.105/2020, que define critérios para a troca (“swap”) entre redes de gás natural e biometano; e a Deliberação ARSESP nº 1.342/2022, que atualiza disposições sobre contratos, qualidade e acesso à rede (SÃO PAULO, 2012; SÃO PAULO, 2017; SÃO PAULO, 2020; SÃO PAULO, 2022). Em

¹ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: órgão regulador federal responsável pela regulamentação e fiscalização das atividades relacionadas ao petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil

² ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços: tributo estadual incidente sobre mercadorias, serviços de transporte e de comunicação

Minas Gerais, foi instituída a Política Estadual do Biogás e do Biometano pela Lei nº 24.396/2023, e a Resolução nº 34/2023 dispõe sobre as condições e critérios para comercialização e distribuição de biometano por redes estruturantes e redes de gás canalizado no estado; além disso, tramita o Projeto de Lei nº 3.899/2025, que prevê o incentivo à instalação de biodigestores em instituições públicas (MINAS GERAIS, 2023a; MINAS GERAIS, 2023b; MINAS GERAIS, 2025).

Diante desse cenário, esta dissertação parte da hipótese de que o aproveitamento energético do biogás proveniente de reatores UASB em ETE do Sul de Minas Gerais que já são existentes e operantes apresenta viabilidade técnica e econômica, podendo configurar-se como uma alternativa sustentável para o setor energético. Nesse sentido, este trabalho busca avaliar o potencial de produção e os custos associados ao biometano gerado em ETEs que operam com esses reatores UASB no Sul de Minas Gerais, considerando diferentes portes de municípios.

Como contribuição científica, este estudo busca preencher a lacuna de estudos regionais sobre o mercado de biometano proveniente de ETEs no Sul de Minas Gerais, articulando aspectos técnicos, regulatórios e econômicos. Do ponto de vista prático, espera-se que os resultados possam subsidiar políticas públicas de saneamento e energia, além de apoiar estratégias de investimento e tomada de decisão sobre a viabilidade da produção de biometano no Brasil.

2. Objetivos

O estudo tem, como objetivo central, analisar o potencial de produção de biometano, considerando aspectos técnicos, regulatórios e econômicos, dos municípios do Sul de Minas Gerais que possuem ETE, cuja tecnologia empregada é o UASB.

Os objetivos específicos:

- Realizar a projeção populacional, no período de 2024 a 2043, para os municípios do Sul de Minas Gerais que possuem tratamento de esgoto com a tecnologia UASB;
- Estimar o potencial de produção de biogás a partir do balanço de massa de DQO³ corrigida com a temperatura;
- Calcular o potencial de produção de biometano, via degradação anaeróbia da fração orgânica, por meio de modelo matemático;
- Avaliar a viabilidade econômica da produção de biometano, utilizando métricas como Custo Nivelado do Biometano (LCOB), investimentos de capital (CAPEX) e custos operacionais (OPEX);
- Calcular os custos de produção de biometano em cidades maiores de Minas Gerais para comparação com os resultados do sul do estado.

³ Demanda Química de Oxigênio: parâmetro que mede a quantidade de oxigênio necessária para oxidar a matéria orgânica e inorgânica presente em uma amostra de água ou esgoto, servindo como indicador da carga poluidora.

3. Revisão bibliográfica

3.1. Panorama do tratamento de esgoto no Brasil

Define-se saneamento básico como conjunto de serviços públicos, infraestruturas e instalações operacionais relacionadas ao fornecimento de água potável, tratamento de esgoto, gestão de resíduos sólidos urbanos (RSU) e, controle e gerenciamento de águas pluviais urbanas (NARZETTI, 2021). No Brasil, esse setor necessita de significativos avanços, sobretudo no que diz respeito ao tratamento de esgoto sanitário, o qual está diretamente ligado a qualidade de vida, saúde pública e a preservação ambiental. De acordo com o Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS), cerca de 80% da água distribuída por redes públicas para consumo humano é convertida em esgoto doméstico devido à incorporação de resíduos, matéria orgânica e nutrientes (SNIS, 2023). O mesmo órgão informou que coletou dados de 97,5% da população brasileira em 2022, sendo que 56% possuem atendimento com esgotamento sanitário, e indica que 60,73% do esgoto é coletado, do qual cerca de 81,64% recebem tratamento adequado (SNIS, 2022).

Em Minas Gerais, o cenário do saneamento básico revela uma disparidade significativa entre a coleta e o tratamento de esgoto. Apesar de 76,48% da população contar com acesso ao esgotamento sanitário, cerca de 67,05% do esgoto é coletado e desse volume, apenas 56,94% recebem tratamento adequado (SNIS, 2022). Esses índices demonstram a necessidade urgente de investimentos para ampliar a infraestrutura de tratamento, evitando que grande parte dos resíduos e efluentes seja despejada diretamente nos corpos hídricos, causando impactos ambientais e riscos à saúde pública.

A Figura 1 ilustra os percentuais da população com esgotamento sanitário, enquanto Figura 2 ilustra os percentuais de coleta de esgoto e a Figura 3 apresenta os percentuais de esgoto coletado que é tratado. Todas as figuras apresentam a comparação entre os percentuais no Brasil, na região sudeste onde se encontra o estado de Minas Gerais, e o estado propriamente dito.

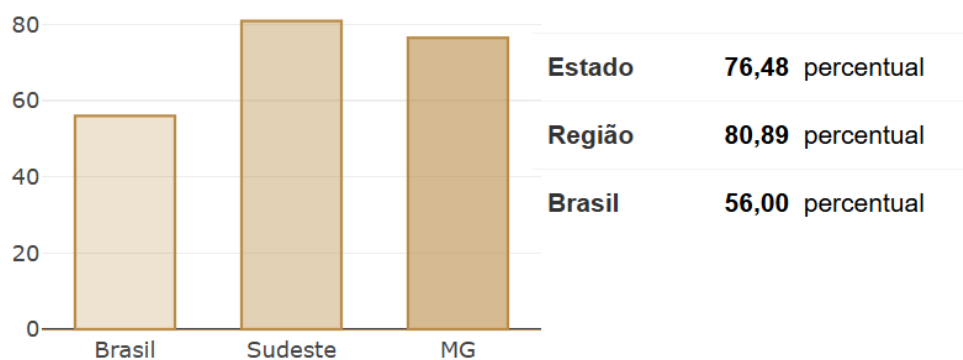


Figura 1: Índice de população atendida com esgotamento sanitário referente a população residente em município com abastecimento de água (SNIS, 2022).

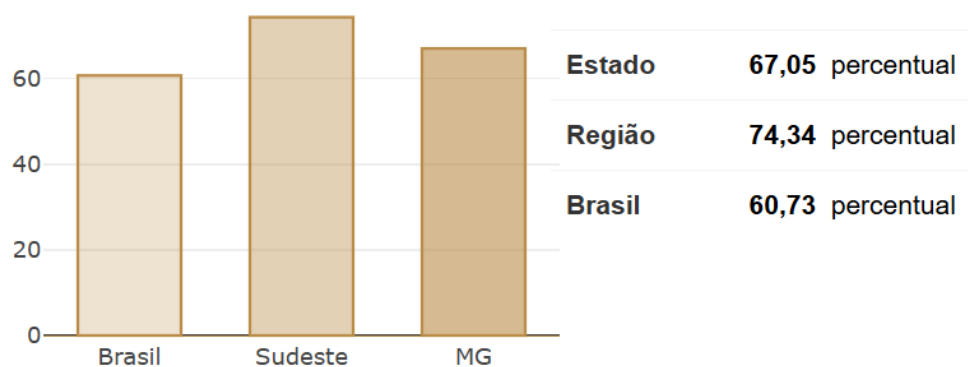


Figura 2: Índice de coleta de esgoto (SNIS, 2022)

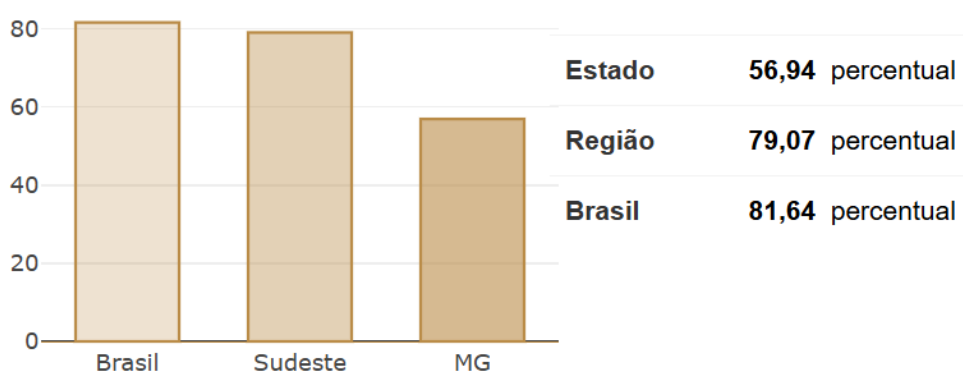


Figura 3: Índice de esgoto coletado tratado (SNIS, 2022)

Diante desse cenário, considerando a importância de atender às necessidades de toda a população brasileira no que se refere ao tratamento de águas residuais, as diretrizes para a

universalização dos serviços de saneamento no país foram amplamente debatidas, sendo então instituído o Novo Marco Legal do Saneamento Básico por meio da Lei nº 14.026, de 2020. Ele estabelece metas desafiadoras e essenciais, como garantir que, até 2033, 99% da população tenha acesso à água potável e ao menos 90% contem com coleta e tratamento de esgoto. A iniciativa visa a não apenas promover a equidade no acesso aos serviços, mas também, atrair investimentos privados, modernizar as infraestruturas existentes e incentivar parcerias público-privadas (PPPs). Com mais de R\$ 700 bilhões estimados em investimentos nos serviços de água e esgoto, o marco tem o potencial de transformar o cenário do saneamento no país, reduzindo desigualdades regionais, ampliando a cobertura dos serviços e elevando os padrões de qualidade de vida e saúde pública (NARZETTI, 2021).

Diante da perspectiva de grande incremento do número de ETE no Brasil nos próximos anos, cresce também o potencial de aproveitamento dos resíduos orgânicos gerados nesses processos. Nesse contexto, os sistemas anaeróbios de tratamento de esgoto encontram grande potencial de aplicação, uma vez que possibilita a obtenção de subprodutos que podem ser reaproveitados, como o biogás, um composto que pode ser utilizado para fins energéticos (SILVEIRA *et al.*, 2015).

No próximo subitem, são apresentados os principais tipos de biodigestores anaeróbios de esgoto, destacando o UASB, o qual se destaca pela eficiência na manipulação de matéria orgânica e na produção de biogás como subproduto, integrando o processo de saneamento à geração de energia.

3.2. Reatores anaeróbios para tratamento de resíduos orgânicos

Dentre os diversos tipos de reatores anaeróbios para tratamento de resíduo orgânico estão os biodigestores. No Brasil, os biodigestores são comuns em vários modelos hidráulicos, que se dividem em dois tipos: os biodigestores de fluxo hidráulico descontínuo, também conhecidos como biodigestores de batelada, e os biodigestores com fluxo hidráulico contínuo. A maioria dos biodigestores encontrados no Brasil pertence a este último grupo, incluindo os modelos indiano, chinês, tubular e UASB/RAFA (CHERNICARO, 2001).

O biodigestor indiano é dotado de uma campânula como gasômetro e uma parede central que divide o tanque de fermentação em duas câmaras. A função da parede é possibilitar

que o material circule por toda a câmara de fermentação. Foi um dos primeiros biodigestores de alimentação contínua a ser amplamente divulgado no ocidente e ajudou a popularizar a produção de biogás, inclusive no Brasil.

O biodigestor modelo Chinês é constituído por uma câmara cilíndrica de alvenaria com teto impermeável, utilizada para fermentação e armazenamento de biogás. Ele opera conforme o princípio da prensa hidráulica: quando há aumento de pressão interna devido ao acúmulo de biogás, o efluente se desloca da câmara de fermentação para a caixa de saída, ocorrendo o oposto na descompressão. Desenvolvido na China em 1936, é considerado o biodigestor rural mais bem-sucedido do mundo. Apenas na China, mais de 8 milhões de unidades foram construídas. Por dispensar o uso de cúpula móvel, pode ser feito inteiramente em alvenaria, resultando em custos reduzidos e pouca necessidade de manutenção

Já o biodigestor tubular foi introduzido pela primeira vez na África do Sul em 1957, com resultados altamente positivos, gerando muito interesse devido à sua eficiente produção de biogás em um curto período de retenção hidráulica. Após a crise do petróleo, tornou-se amplamente difundido nos Estados Unidos da América (EUA), sendo o tipo de biodigestor mais frequentemente utilizado na história. Em geral, é instalado sem consideração pelo seu modelo hidráulico básico e sem atender às suas exigências de ausência de agitação longitudinal (FEIDEN *et al* 2004).

Ainda há outros tipos de reatores anaeróbios para tratamento dos resíduos orgânicos. O reator UASB ou reator RAFA teve sua origem nos anos 1970, na Holanda, na Universidade de Wageningen. Este reator anaeróbio é caracterizado pelo recebimento do esgoto pelo fundo, em fluxo ascendente, e pela presença, na porção superior do reator, de um sistema de separação trifásico, das fases líquida, sólida e gasosa. Tal sistema permite a formação de flocos e grânulos a partir do lodo suspenso. O reator é composto pela câmara de digestão, que constitui a base do reator, onde o esgoto entra e passa pela manta de lodo em direção ascendente, permitindo a digestão anaeróbia da matéria orgânica; pelo separador trifásico, uma estrutura física que separa as fases sólida, líquida (que contém o efluente tratado) e gasosa (utilizada para coleta de biogás); pela zona de transição que conecta a câmara de digestão à zona de sedimentação, onde ocorre a deposição dos sólidos e flocos que retornam à manta de lodo e por fim, pela zona de acumulação de gás, localizada na parte superior do reator, é onde o biogás produzido no processo de digestão é coletado e eventualmente aproveitado (VON SPERLING, 2005).

As vantagens deste sistema incluem sua eficiência satisfatória na remoção de DBO_5^4 , baixos requisitos de área, custos reduzidos de implantação e operação, baixo consumo de energia, não necessidade de meio suporte, além de uma construção, operação e manutenção simples. Adicionalmente, apresenta baixa produção de lodo, estabilização deste no próprio reator, requerendo apenas secagem e disposição final, e permite reinício rápido após paralisações. No entanto, há algumas desvantagens, como a dificuldade em atender aos padrões de lançamento restritivos, a possibilidade de efluentes com aspecto desagradável, remoção insatisfatória de nitrogênio e fósforo, potencial para maus odores (ainda que controláveis), partida do processo geralmente lenta, sensibilidade a variações de carga e, geralmente, a necessidade de pós-tratamento (VON SPERLING, 2005). A Figura 4 indica como é a estrutura de um reator UASB.

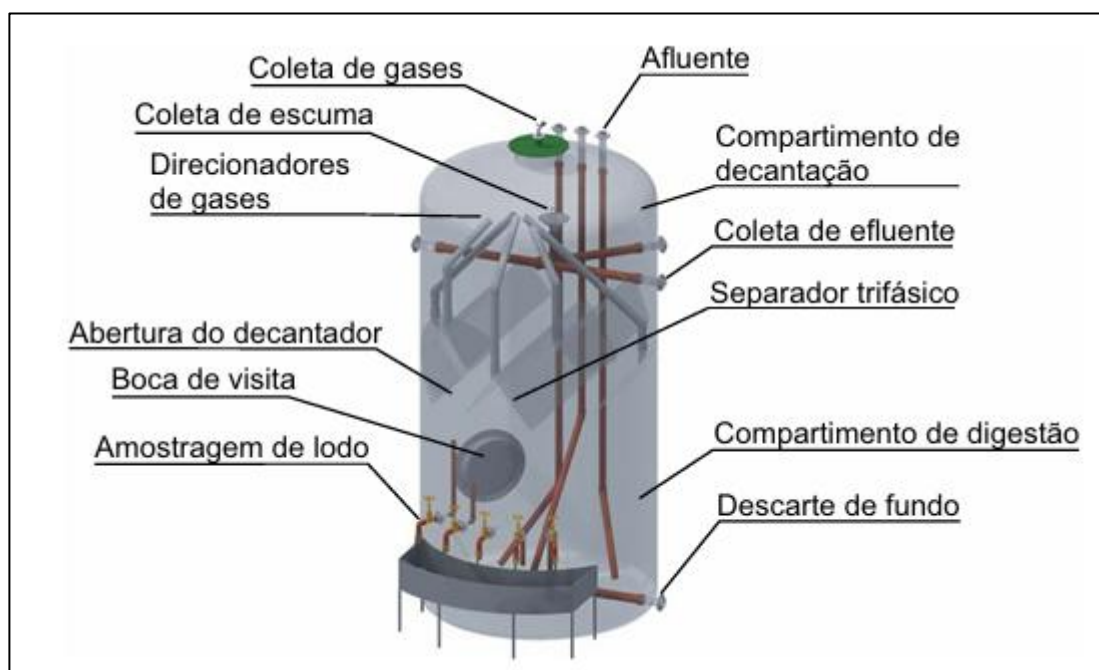


Figura 4 : Esquema geral do reator UASB (GARCILASSO *et al.*, 2018)

3.3. Produção de biogás e biometano

3.3.1. Substrato para produção de biogás

⁴ DBO_5 – Demanda Bioquímica de Oxigênio em 5 dias: quantidade de oxigênio dissolvido consumida por microrganismos na degradação da matéria orgânica de uma amostra em condições controladas (5 dias, 20 °C).

O biogás pode ser produzido a partir de uma variedade de substratos, como fração orgânica de resíduos sólidos urbanos, efluentes sanitários e agropecuários, bem como resíduos de indústrias de alimentos e bebidas. No presente estudo, considerando uma ETE, o substrato para a produção de biogás é o esgoto e o lodo gerado durante o tratamento.

O esgoto sanitário é composto majoritariamente por água, representando cerca de 99,8% do seu volume. Os 0,2% restantes incluem sólidos suspensos e desintegrados, compostos orgânicos, nutrientes, microrganismos e materiais inertes. A composição e as especificações da seleção variam de acordo com fatores como a região atendida, disponibilidade de água, nível socioeconômico, atividades envolvidas (incluindo industriais) e problemas na infraestrutura, como infiltrações na rede de coleta. Um elemento crítico no tratamento anaeróbio é a concentração de sulfato (SO_4^{2-}), pois sua redução resulta na formação de sulfeto de hidrogênio (H_2S), um subproduto que pode influenciar o processo (VON SPERLING, 2005). Assim, a produção de biogás nos reatores UASB depende diretamente da concentração e composição da matéria orgânica presente no esgoto, da temperatura do processo e das características específicas do reator.

Quanto ao lodo, alta concentração de matéria orgânica biodegradável para ser eficaz como substrato na digestão anaeróbia. Isso se aplica especialmente aos lodos gerados na decantação primária e aos lodos secundários provenientes do tratamento biológico aeróbio. Os lodos secundários são compostos predominantemente por biomassa, formados por células bacterianas que se desenvolveram durante o processo de conversão biológica. Em comparação, os lodos primários possuem características diferentes, mas ambos desempenham um papel relevante na produção de biogás (SILVEIRA *et al.*, 2015).

3.3.2. Fundamentos da biodigestão anaeróbia

A biodigestão, também conhecida como digestão anaeróbia, é um processo biológico fundamental no qual a matéria orgânica contida no substrato a ser degradado passa por um conjunto de etapas sequenciais na ausência de oxigênio. Este processo é caracterizado por cinco fases distintas: Hidrólise, Acidogênese, Acetogênese, Metanogênese e Sulfetogênese. A Hidrólise e Acidogênese são realizadas pelas mesmas bactérias e consideradas como uma fase. A Sulfetogênese ocorre somente na presença dos sulfatos, e, nessa situação, em função da relação DQO/Sulfato, compete com a Metanogênese, diminuindo a produção do metano (CH_4) como apresenta na Figura 5 (SILVEIRA *et al.*, 2015; BARROS, 2012).

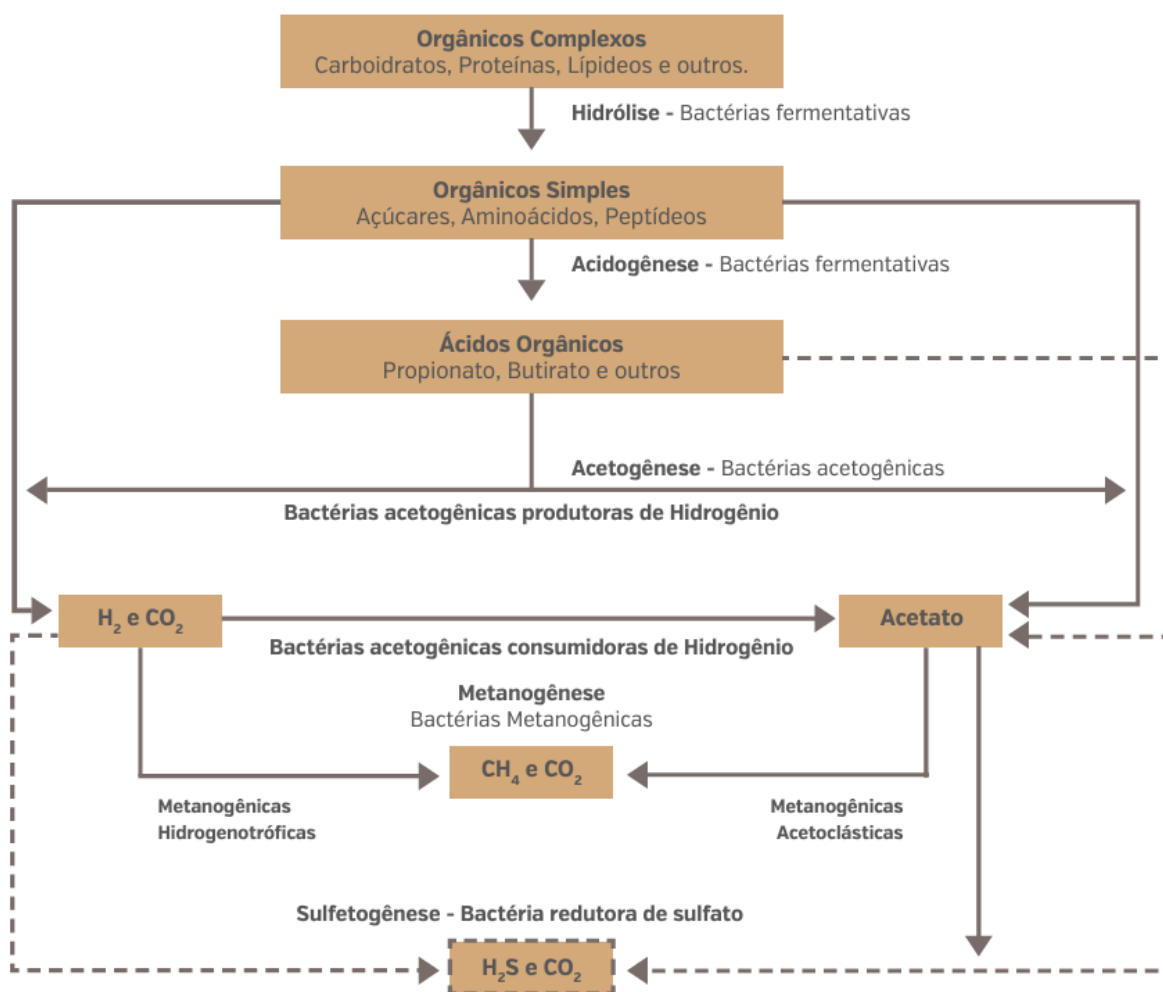


Figura 5 : Rotas metabólicas e grupos microbianos envolvidos na digestão anaeróbia. (Fonte: SILVEIRA *et al.*, 2015).

A etapa inicial do processo de decomposição anaeróbia é conhecida como Hidrólise, durante a qual bactérias hidrolíticas liberam enzimas para desdobrar compostos orgânicos complexos, como carboidratos, proteínas e lipídios, em compostos solúveis como aminoácidos, açúcares e ácidos graxos. Estes últimos são então processados por bactérias fermentativas. Seguindo a Hidrólise, temos a fase de Acidogênese, onde as mesmas bactérias fermentativas convertem os intermediários formados anteriormente em ácidos graxos voláteis (AGVs), tais como ácido acético, propiônico e butírico, juntamente com outros compostos como ácido lático e álcoois. A Acetogênese, é responsável pela oxidação dos produtos gerados na fase Acidogênese, criando substratos apropriados para os microorganismos metanogênicos, os quais são precursores do biogás. Nesta fase, microorganismos degradam os ácidos graxos e álcoois, resultando na produção de ácido acético, hidrogênio e dióxido de carbono. A fase

da Metanogênese, as archaeas metanogênicas convertem os compostos orgânicos formados nas fases anteriores em metano, o principal componente do biogás. (COELHO et al., 2018)

Há o processo de Sulfetogênese, o qual tem importância quando os substratos, esgoto e lodo sanitários contêm certas quantidades de (SO_4^{2-}), sulfito (SO_3^{2-}) ou outros compostos sulfurados. As bactérias sulforedutoras utilizam compostos sulfurados, principalmente sulfato, para oxidar bioquimicamente compostos orgânicos (ácidos orgânicos, açúcares, glicerol, etanol, aminoácidos e acetato), produzindo os gases sulfeto de hidrogênio (H_2S) e CO_2 ou, no caso da degradação incompleta, H_2S e compostos orgânicos de menor complexidade. Na presença de compostos sulfurados, entretanto, as bactérias sulforedutoras competem com todos os compostos orgânicos formados na cadeia e reduzem o rendimento da formação de biogás. Adicionalmente, o H_2S inibe as arqueias metanogênicas (SILVEIRA *et al.*, 2015).

3.3.3. Composição do biogás

Ao final do processo de biodigestão anaeróbia é produzido então o biogás, sendo uma mistura gasosa inflamável constituída principalmente por metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2). Sua composição varia conforme o material orgânico em decomposição e as condições físico-químicas que influenciam o processo de digestão anaeróbia; contudo, o biogás de reatores UASB é geralmente constituído por metano em alto teor (70 a 80% v/v) e, em menor concentração, por gás carbônico, devido à grande solubilidade desse composto gasoso no líquido (VAN HAANDEL & LETTINGA, 1994 *apud* SILVEIRA, 2015). Concentrações menores de outros compostos também estão presentes no gás como pode ser observado na Tabela 1.

O potencial energético do biogás está relacionado com a quantidade de metano em sua composição, fator determinante para o seu poder calorífico.

Tabela 1: Composição típica de biogás em reatores anaeróbios tratando esgoto sanitário e digestores de lodo.

Componente	Unidade	Biogás de tratamento	Biogás de tratamento
Sulfeto de hidrogênio (H ₂ S)	ppm	1.000 a 5.000	500 – 1.500
Enxofre total (S)	mg/Nm ³		20 – 2.500
Halogênios	mg/Nm ³		0 – 100
Cloro (Cl)	mg/Nm ³		1 – 5
Flúor (F)	mg/Nm ³		1 – 5
Poeira/partículas (< 10 µm)	mg/Nm ³		N.E.
Total de compostos orgânicos	mg/Nm ³		< 40
Compostos aromáticos	mg/Nm ³		< 10 em 100% CH
Umidade relativa	%		90 – 100
Teor de oxigênio (O ₂)	% em vol.	0 – 2	0 – 1
Metano (CH ₄)	% em vol.	60 – 85	60 – 70
Dióxido de carbono (CO ₂)	% em vol.	5 – 15	20 – 40
Monóxido de carbono (CO)	% em vol.	0 - 0,3	
Nitrogênio (N ₂)	% em vol.	2 – 25*	0 – 2
Hidrogênio (H ₂)	% em vol.	0 – 3	0 – 1,5
Amônia (NH ₃)	% em vol.		< 0,05
Número de metano			> 100
Poder calorífico superior	kWh/Nm ³	6,6 – 9,4	6,6 – 7,7
Poder calorífico inferior	kWh/Nm ³	6,0 – 8,5	6,0 – 7,0
Índice de Wobbe		7,0 – 13,4	7,0 – 9,1

(*) A elevada fração de nitrogênio no biogás de reatores anaeróbios deve-se ao N₂ dissolvido no esgoto doméstico afluente ao reator. Fonte: Adaptado de SILVEIRA, 2015.

3.4. Processos de limpeza e purificação do biogás

O tratamento do biogás varia conforme sua aplicação final, sendo necessário um pré-tratamento seguido de etapas específicas de adequação. A remoção de compostos em menores concentrações é direcionada à limpeza (processo de limpeza), enquanto a remoção de oxigênio, nitrogênio e dióxido de carbono, eles ajustam o poder calorífico, é chamada de purificação ou atualização, resultando em biometano. Para aplicações como queima direta em caldeiras, motores estacionários e microturbinas, com foco na geração de energia elétrica e térmica, o processo de limpeza é suficiente, removendo compostos como vapor d'água, H₂S, amônia (NH₃), siloxanos e partículas. No entanto, para a produção de biometano destinada ao uso veicular ou à injeção em redes de distribuição de gás, é necessária a realização de duas etapas: limpeza e purificação (GARCILASSO *et al.*, 2018).

A Figura 6 ilustra a necessidade de tratamento do biogás conforme seu uso final.

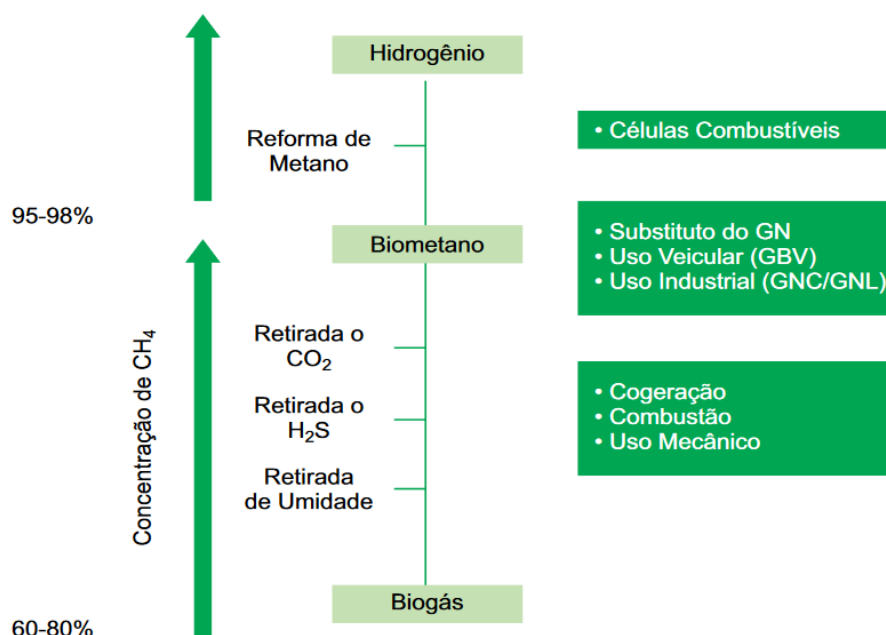


Figura 6: Necessidade de tratamento do biogás conforme seu uso final (BRASIL, 2015 *apud* GARCILASSO *et al.*, 2018).

A definição por uma tecnologia de purificação de biogás depende fortemente da composição do biogás, da eficiência de purificação desejada, do porte da instalação e dos custos envolvidos.

Neste capítulo é feita uma breve descrição das tecnologias empregadas para purificação de biogás.

3.4.1. Purificação do biogás

O processo de purificação, também conhecido como *upgrade*, é indispensável quando o biogás é destinado à injeção em redes de distribuição de gás natural ou ao uso como combustível veicular. Esse processo se concentra principalmente na remoção do CO_2 , etapa crucial para que o Índice Wobbe atinja os padrões definidos pelas normativas de qualidade do biometano. A remoção do CO_2 reduz a densidade relativa do gás, eleva seu poder calorífico superior e inferior, e, conseqüentemente, aumenta o Índice Wobbe. Embora outros estágios de limpeza sejam necessários, a purificação se destaca como a etapa mais relevante, pois transforma o biogás em biometano, conferindo-lhe propriedades semelhantes às do gás natural. As principais tecnologias para separação de CH_4 e CO_2 seguem os princípios de:

adsorção, absorção, permeação ou criogenia. Todas são prioritariamente indicadas para remoção de CO₂, mas também removem outros componentes.

A Figura 7 apresenta o diagrama das tecnologias comerciais utilizadas para *upgrading* de biogás.

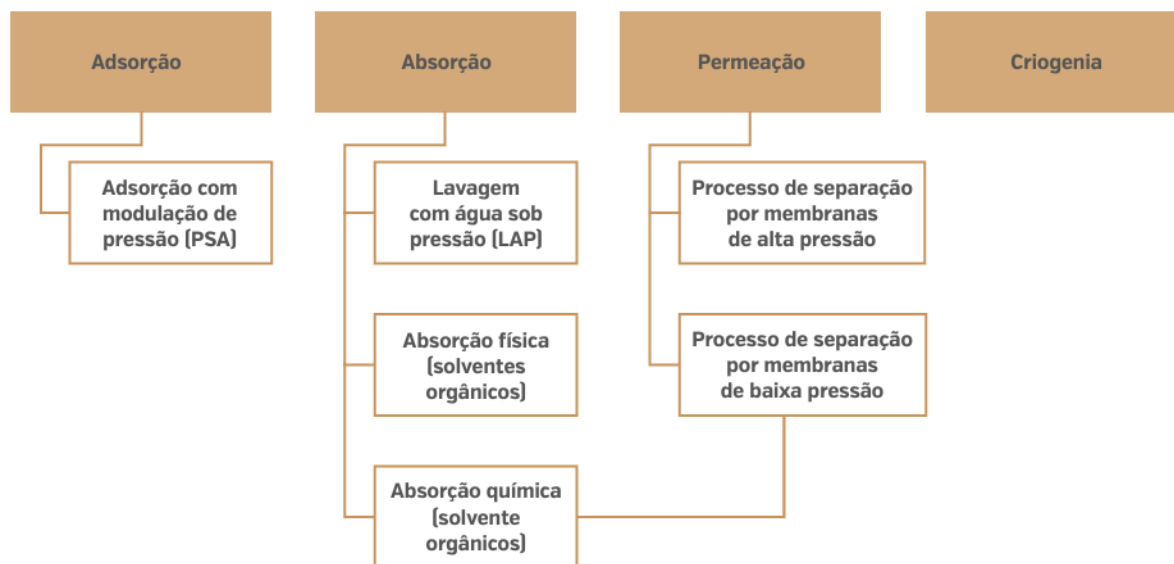


Figura 7: Tecnologias comerciais utilizadas para *upgrading* de biogás (SILVEIRA et a, 2015)

3.4.1.1. Adsorção com modulação de pressão (PSA)

Este processo é utilizado para a separação de certos componentes de uma mistura de gases sob pressão, tendo em conta as características moleculares e capacidade de serem captadas pelos materiais de adsorção. A Figura 8 mostra como os materiais de adsorção selecionam apenas algumas moléculas do gás.

Os materiais de adsorção selecionados para o efeito poderão ser: carvão ativado, sílica gel, alumina e outros, dos quais são utilizados como filtro molecular a altas pressões.

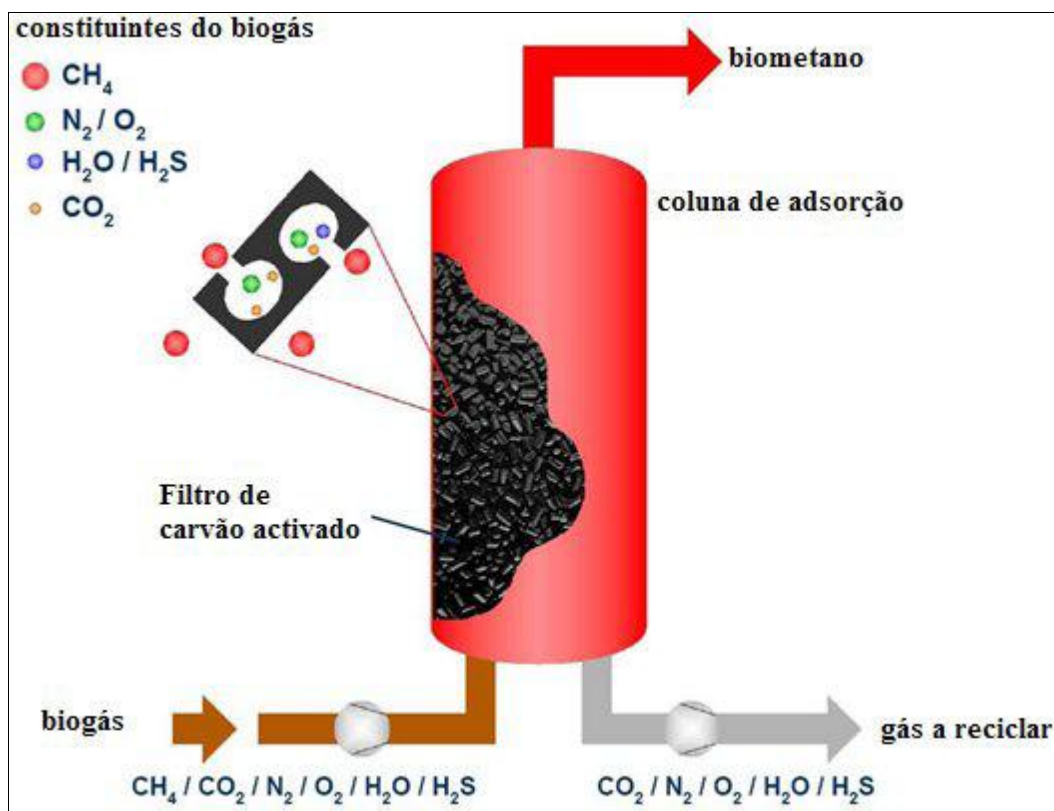


Figura 8 : Esquema de captação de impurezas do biogás PSA (*Pressure Swing Adsorption*).

(CLEANTECHLOOPS, 2024)

Durante o processo de adsorção, o biogás é injetado pela base das colunas de adsorção. Na coluna de adsorção, o CO₂, O₂ e N₂ são retidos, fazendo com que à saída das colunas, o gás contenha mais de 97% CH₄.

O processo é realizado da seguinte forma (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ, 2019):

- Antes da coluna de adsorção saturar com impurezas, a fase de adsorção é passada para outra coluna de adsorção que já tenha sido regenerada, para se assegurar um funcionamento contínuo;
- A regeneração das colunas de adsorção é efetuada através da sua despressurização até a pressão atmosférica e posteriormente até muito próximo do vácuo;
- O gás liberado pelas colunas de adsorção nesta fase contém grandes quantidades de CH₄;
- Antes de se passar novamente à fase de adsorção, cada coluna, é novamente pressurizada até a pressão de adsorção.

Na unidade de PSA, os materiais adsorventes são colocados em colunas que, por sua vez, são arranjadas sequencialmente de acordo com a qualidade requerida para o biogás, conforme pode ser observado na Figura 9.

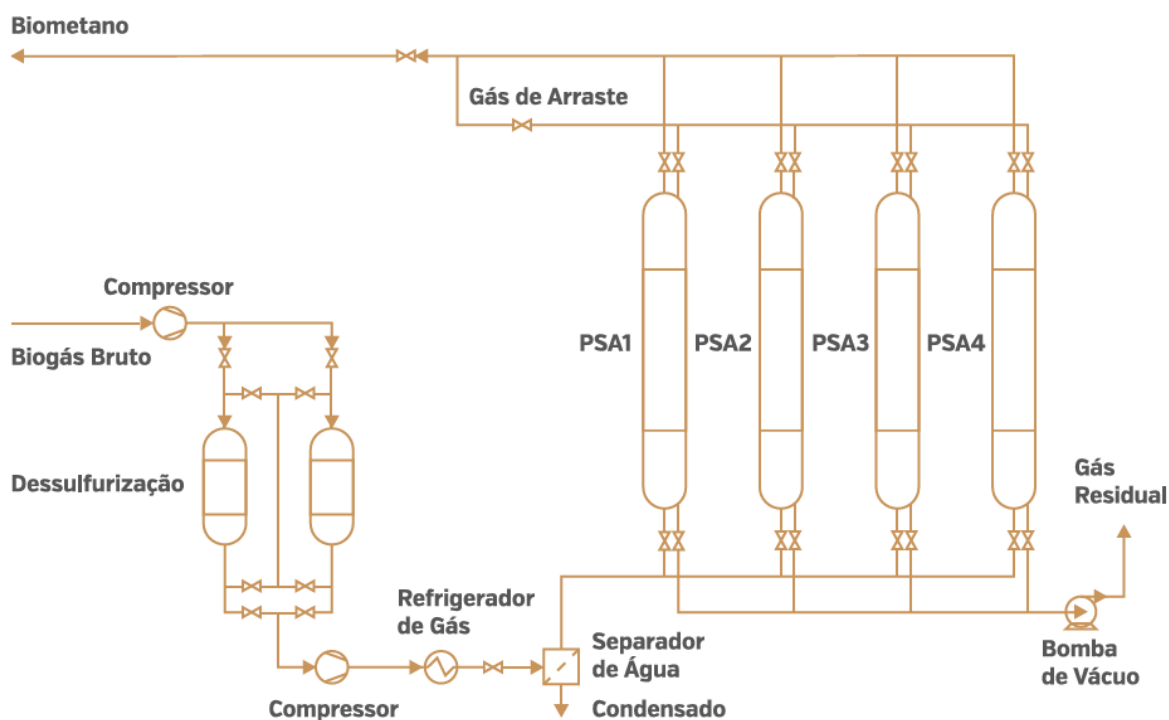


Figura 9 : Esquema de purificação PSA (SILVEIRA *et al.*, 2015).

3.4.1.2. Absorção com lavagem com água pressurizada (LAP)

O método de lavagem com água pressurizada é um processo de tratamento de biogás por adsorção que usa a água como meio adsorvente, conforme ilustrado através da Figura 10.

O biogás é comprimido e alimentado no sentido ascendente da base de uma coluna de absorção e, a água pressurizada é pulverizada em sentido contrário ao biogás. O processo de absorção é contracorrente. Assim o CO_2 e o H_2S são dissolvidos na água e recolhidos no fundo da torre de absorção. A água pode ser reciclada e usada para a primeira lavagem do biogás na torre. Sendo este um dos métodos mais simples de lavagem do biogás.

O meio suporte utilizado na coluna de absorção tem a função de criar uma grande superfície de contato entre o biogás e a água, e, assim, para os compostos como CO_2 , H_2S e NH_3 , além de partículas e microrganismos eventualmente presentes no gás bruto que se dissolvem na água, enquanto o metano sai pela parte superior da coluna de absorção. Isso acontece porque esses compostos (CO_2 , H_2S e NH_3) são mais solúveis em água do que o metano. Como esse processo também remove H_2S , a princípio não há necessidade de remoção prévia deste, no entanto, como o metano se encontra saturado de água, este requer tratamento complementar para a remoção da umidade (SILVEIRA *et al.*, 2015).

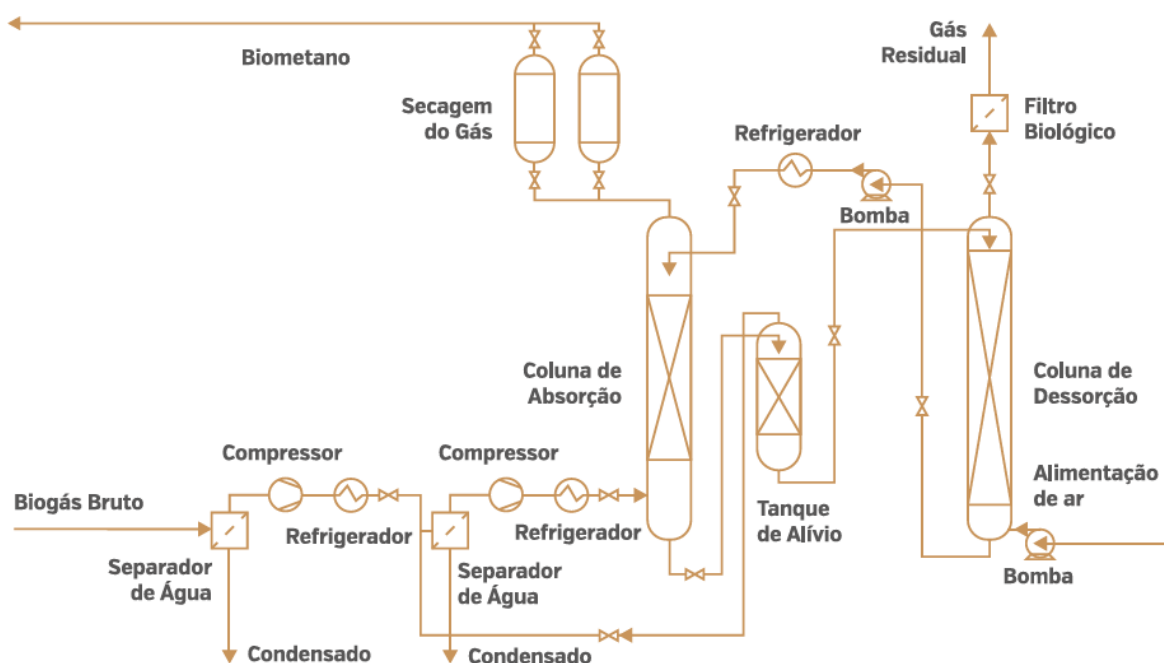


Figura 10 : Esquema de purificação com água pressurizada (SILVEIRA *et al.*, 2015)

3.4.1.3. Absorção física

A Figura 11 ilustra o processo de absorção, no qual são usados solventes orgânicos como polietileno glicol para absorção de dióxido de carbono, ao invés de água. Em solventes orgânicos, assim como a água, o CO_2 e o H_2S apresentam maior solubilidade que o metano, permitindo que a lavagem física orgânica funcione de forma semelhante à lavagem que utiliza água, porém com a necessidade de regeneração da solução. A principal diferença reside no fato de que CO_2 e H_2S são significativamente mais solúveis em solventes orgânicos do que na água. Por esse motivo, as plantas de tratamento de biogás que utilizam solventes podem ser

projetadas com dimensões menores em comparação às que utilizam água, para capacidades de tratamento equivalentes. Embora o processo permita a remoção de H_2S , é recomendado uma etapa de pré-tratamento para eliminá-lo, pois a regeneração do solvente orgânico saturado com H_2S demanda alta quantidade de energia. Além disso, para maior eficiência econômica, é importante que o biogás esteja seco antes do processo. Nesse método, a solução de lavagem deve ser regenerada e o gás residual, contendo 1 a 2% de metano, precisa passar por tratamento adicional. Do ponto de vista energético, esses processos desligam um consumo de energia otimizado ao necessário para a lavagem com água pressurizada ou para a adsorção com modulação de pressão (SILVEIRA *et al.*, 2015 e GARCILASSO *et al.*, 2018).

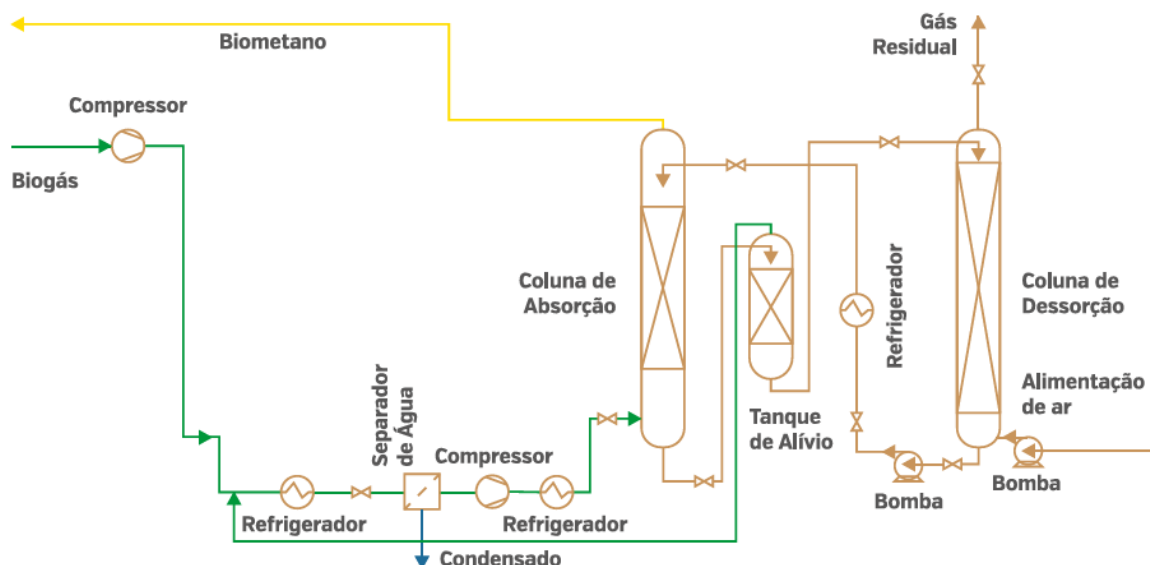


Figura 11 - Esquema de purificação com absorção física com solventes orgânicos (SILVEIRA *et al.*, 2015).

3.4.1.4. Absorção química

A lavagem com aminas, também chamada de lavagem química, também é um processo de absorção, mas diferentemente dos processos da lavagem física com água e solvente orgânico, o processo de lavagem com aminas envolve a reação química entre a amina e o CO_2 , que tem características ácidas. De acordo com Yang *et al.* (2014 *apud* GARCILASSO 2018), a reação entre o CO_2 e o radical amina ocorre em temperaturas reduzidas, enquanto o processo de recuperação da amina ocorre em temperaturas elevadas. Esta é a razão para a principal desvantagem da lavagem com amina: a alta demanda de calor para regenerar o solvente.

A lavagem com aminas é eficaz na remoção de H₂S, pois o grupo amina nos solventes absorve compostos ácidos do biogás, como H₂S. No entanto, a regeneração do solvente requer temperaturas mais altas quando H₂S está presente, tornando recomendável um pré-tratamento para sua remoção. A metildietanolamina (MDEA) é o solvente mais indicado para remover simultaneamente H₂S e CO₂. O processo apresenta baixa perda de metano, limitada a 0,2%, permitindo alcançar pureza superior a 99% de metano no biogás tratado.

3.4.1.5. Separação por membrana

O princípio da tecnologia é que alguns componentes do biogás podem ser transportados através de uma membrana fina (<1mm) enquanto outros ficam retidos. O transporte de cada componente acontece por diferença de pressão parcial e pela dependência do componente à permeabilidade do material da membrana. Para o caso do metano com alta pureza a permeabilidade deve ser elevada. Uma membrana sólida construída de polímeros de acetato–celulose é de 20 e 60 vezes mais permeável para o CO₂ e H₂S, respectivamente, do que para o CH₄. A pressão requerida pelo processo encontra-se entre os 7 a 20 bar (GARCILASSO (2018), já Silveira (2015), aponta que o biogás é comprimido na faixa de 6 a 20 bar, sendo que a pressão que é usada depende das necessidades específicas do local, bem como do projeto e da fabricação da unidade de membranas. E ainda, em termos operacionais, a disponibilidade de uma unidade de purificação por membranas é geralmente assegurada pelos fabricantes em mais de 95%. Essa disponibilidade pode ser aumentada com a redundância de componentes essenciais, embora isso eleve os custos de investimento. A vida útil das membranas é estimada entre 5 e 10 anos, enquanto o consumo de energia elétrica é influenciado, sobretudo, pelo funcionamento do compressor. A Figura 12 indica um esquema de filtro de membrana.

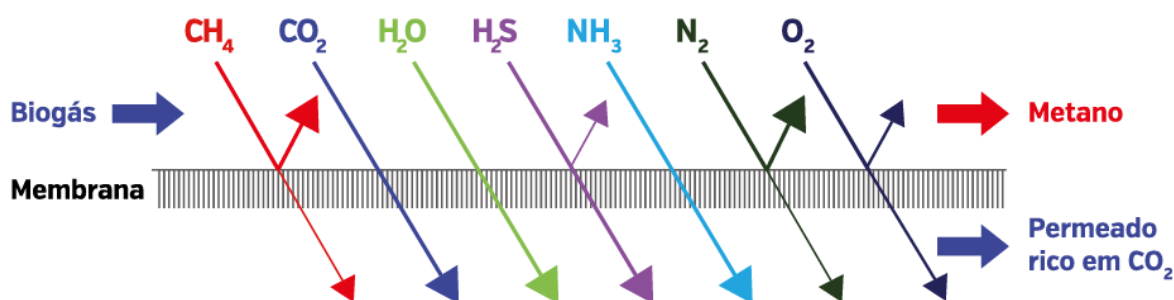


Figura 12 - Esquema de um filtro de membrana (SILVEIRA *et al.*, 2015).

3.4.1.6. Purificação utilizando tecnologia criogênica

O método de purificação criogênica do biogás, envolve a separação dos constituintes do gás por condensação e destilação fracionária a baixas temperaturas. Este processo tem a vantagem de recuperar o componente puro na forma líquida e desta forma, transportá-lo convencionalmente. Mas possui duas desvantagens: alto custo de investimento e operação e baixa eficiência térmica devido à variação de fluxo (OLIVEIRA, 2015).

Neste processo o biogás é comprimido elevada pressão, em múltiplos estágios. O biogás é refrigerado por chillers e permutadores de calor, acima de -45°C , condensando o CO_2 que é removido e separado. Posteriormente o CO_2 é processado para recuperar o metano que é reciclado para a entrada de gás. Neste processo consegue-se obter 97% de metano puro (SILVEIRA *et al.*, 2015). O tratamento criogênico do gás envolve a retificação, que liquefaz o CO_2 , e a separação em baixas temperaturas, que provoca o congelamento do CO_2 (FNR, 2006 apud SILVEIRA *et al.*, 2015). Esses processos são complexos e requerem a dessulfurização e a secagem prévias do gás. O maior problema é o elevado consumo de energia, porém a alta qualidade do gás que se visa a alcançar e as pequenas perdas de metano ($<0,1\%$) justificam o aprimoramento futuro dessa tecnologia.

3.4.1.7. Comparação entre os métodos de purificação

A Tabela 2 apresenta um resumo das tecnologias para remoção de CO_2 , enfatizando alguns critérios (GARCILASSO *et al.*, 2018).

Tabela 2: Comparação entre os processos de purificação do biogás

Processo	Lavagem com água	Lavagem com solventes orgânicos	Lavagem com aminas	PSA	Membranas
Princípio	Solubilização seletiva do CO ₂ em água	Solubilização seletiva do CO ₂ em solventes orgânicos como metanol e poliglicóis	Reação do CO ₂ com aminas (MEA, DEA, MDEA)	Adsorção do CO ₂ em zeólitas ou silicatos	Passagem seletiva de moléculas de CO ₂ pela membrana
Necessário tirar H₂S previamente?	Sim	Sim (pode substituir dessulf. fina)	Sim (pode substituir dessulf. fina)	Sim	
Meio regenerável?	Sim	Sim	Sim	Sim	
Investimento	Médio	Médio	Médio	Alto	Baixo
Tratamento do gás residual	Sim	Sim		Sim	Sim
Custo operacional	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio
Eficiência de remoção de metano (%)	98-99	96-99	99,9	97-98	85 – 99,5
Nível final de metano	96% - 99%	93 - 98%	99%	>96%	90 - 96%
Perdas de metano (%)	0,5 - 2	1-4	0,1	1,5 - 2,5 (relata-se 8%-12%)	0,5-2%
Pressão de trabalho (bar(g))	4 - 10	4 - 8	Atmosférica	2-7	7-20
Demanda de eletricidade [kWh el / m³ biogás]	0,2 - 0,3	0,2 – 0,33	0,06 - 0,17	0,15-0,35	0,18-0,33
Demanda de calor (kWhth / M³ biogás)	Não	0,1-0,15	0,4-0,8	Não	Não
Temperatura	Não	40-80	110-160	Não	Não

Tabela 2: Comparação entre os processos de purificação do biogás

Demanda de Água	Sim	Não	Não	Não	não
------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

Apesar do avanço e da eficiência das tecnologias de purificação, cada método apresenta restrições que afetam sua aplicação em diferentes contextos. O processo de adsorção por pressão (PSA), embora bastante difundido, demanda altos custos de capital e manutenção contínua, o que pode comprometer sua adoção em ETEs de pequeno porte (GIZ, 2014; EPE, 2022). As membranas, por sua vez, apresentam sensibilidade ao *fouling* e perda de desempenho com o tempo, exigindo substituições periódicas que elevam os custos operacionais (LANTZ et al., 2017). Já a lavagem com água, tradicionalmente empregada em larga escala, requer elevado consumo hídrico, o que pode limitar sua sustentabilidade em regiões com escassez desse recurso (DOLEJS et al., 2018). Essas limitações reforçam a necessidade de estudos regionais que considerem não apenas o desempenho técnico, mas também as condições econômicas e ambientais locais para a adoção das tecnologias.

3.5. Panorama do biogás e biometano no Brasil

O biogás tem aumentado progressivamente sua presença no Brasil, com um crescimento constante nos últimos anos. O país possui 1633 plantas de biogás cadastradas, das quais 1587 estão em operação e 46 em implantação, e ainda, são 248 novas plantas em 2024, o que representa um aumento de 18% em relação a 2023 (CIBiogás, 2024). No que tange ao substrato, tem-se 1268 plantas do setor de agropecuária, 170 da indústria e 149 de saneamento, considerando aqui tanto RSU como Esgoto. Em percentuais, representam respectivamente, 80%, 11% e 9%. Embora a porcentagem em relação a número de plantas de biogás do setor de saneamento seja o menor, em volume de produção representa a maior parte, sendo 60.7%. Já o setor de agropecuária responde por 18.5% do volume de produção e o setor da indústria, 20.8% (CIBiogás, 2024). A

Tabela 3 apresenta um resumo do quantitativo de plantas e de produção de biogás e a Figura 13 ilustra os dados apresentados da produção de biogás por fonte de substrato.

Tabela 3: Número de plantas e o volume de produção de biogás em 2024 (CIBiogás, 2024).

Por substrato	Número de plantas de biogás		Volume de produção em Nm ³ /ano	
Agropecuária	1268	80%	872 x 10 ⁶	18.5%

Tabela 3: Número de plantas e o volume de produção de biogás em 2024 (CIBiogás, 2024).

Industria	170	11%	981 x 10 ⁶	20.8%
RSU ou Esgoto	149	9%	2855 x 10 ⁶	60.7%
TOTAL	1587	100%	4708 x 10 ⁶	100%

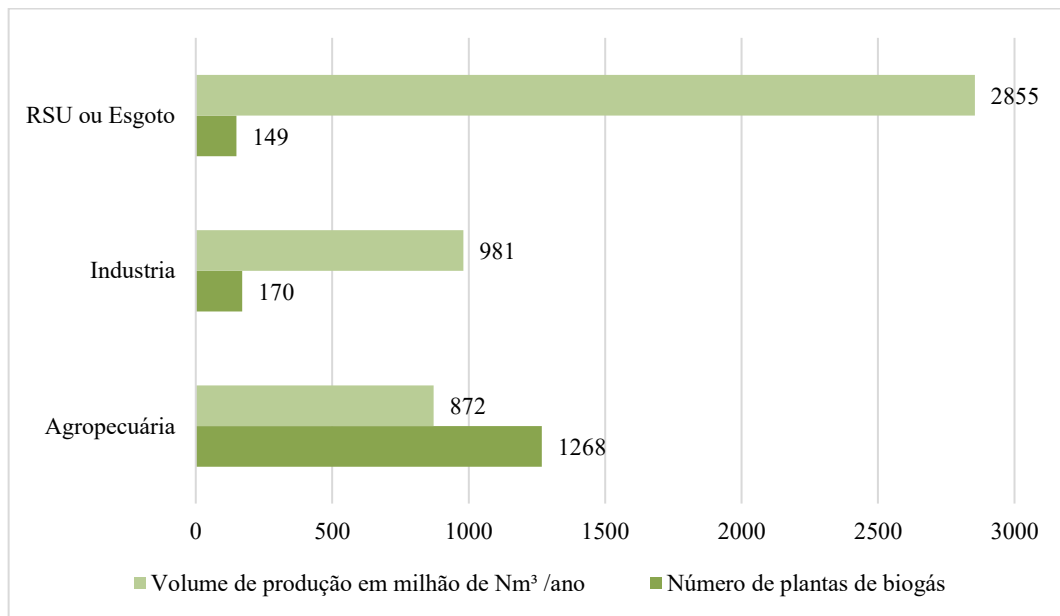


Figura 13: Biogás por fonte de substrato (Adaptado de CIBiogás, 2024).

Já em relação ao número de plantas por tipo de uso tem-se: 1349 utilizam o biogás para geração de energia elétrica; 178 plantas para energia térmica; apenas 54 plantas utilizam para obter biometano/GNV, e 6 plantas para energia mecânica. Em termos percentuais, representam respectivamente: 85%, 11%, 3.6% e 0.4%.

Os estados do Paraná e Minas Gerais, segundo o panorama do biogás no Brasil em 2024, são os estados que possuem mais plantas em operação. Paraná desponta com 388 plantas em operação até 2023, e 102 plantas novas em 2024, o que representa um aumento de 26%. Enquanto Minas Gerais, em 2023, contava com 346 plantas em operação, e em 2024 contou com 15 novas plantas, o que representa 4% de aumento. Os estados com menor quantidade de plantas em operação é Rio de Janeiro e Espírito Santo, com apenas 26 e 17 plantas respectivamente, até 2024. A Figura 14 apresenta o número de plantas, para os 10 estados mais representativos, até 2023 e as novas plantas em 2024. E a Figura 15 apresenta a capacidade instalada em milhão Nm³/ano.

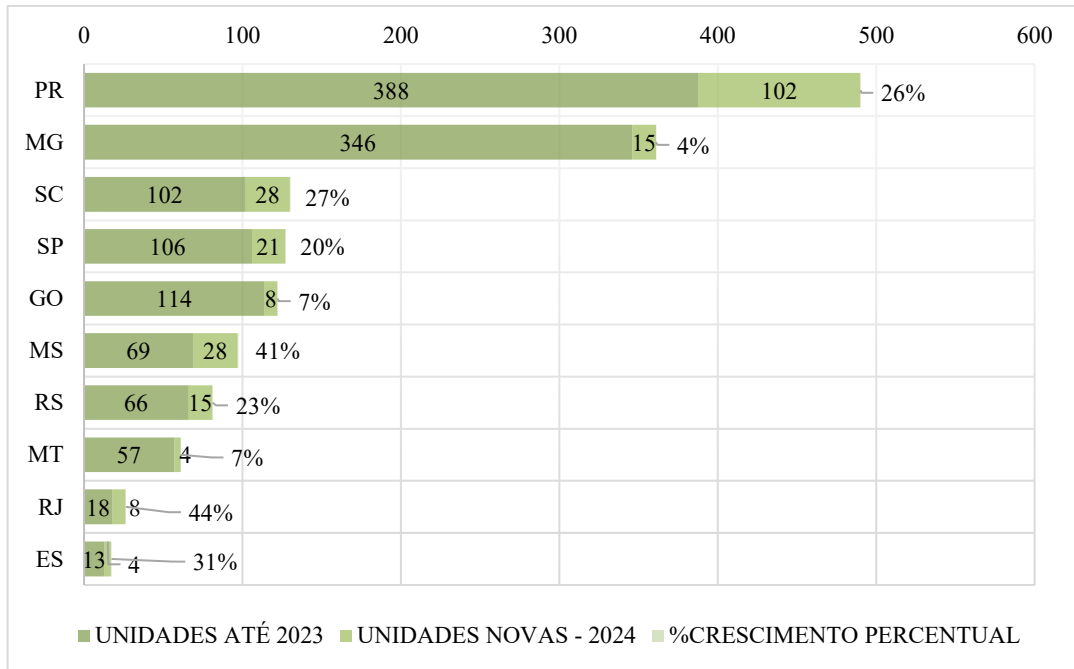


Figura 14: Número de plantas nos 10 estados mais representativos (Adaptado de CIBiogás, 2024).

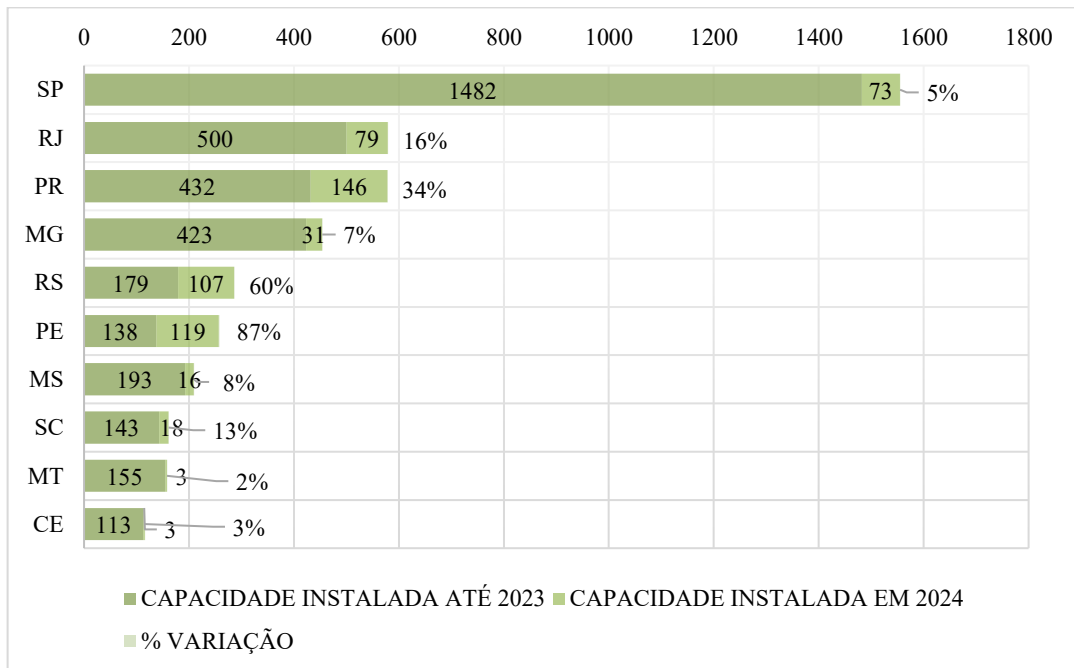


Figura 15: Capacidade instalada em milhão de Nm³/ano nos 10 estados mais representativos (Adaptado de CIBiogás, 2024).

No que tange ao biometano, têm 79 plantas cadastradas, 54 unidades operacionais, 25 em implantação. Se considerar o volume de biometano gerado em relação a 2023, houve um aumento de 15% sendo que foram ampliados 87 mi Nm³/dia em 2024 totalizando 667 mi N³/dia.

Do total de plantas operacionais, 18 já são autorizadas pela ANP e 12 estavam em processo de autorização em 2024 e 54 para autoconsumo. Das 25 unidades em implantação, 15 estão em processo de autorização pela ANP e 10 são para autoconsumo.

Considerando um horizonte de cinco anos, foi estimado o potencial de produção de biometano no Brasil a partir de dados internos da ABiogás, do *Estudo para o desenvolvimento do potencial de biogás e biometano no Estado de São Paulo* (Consórcio PSR; Amplum Biogás; Instituto 17, 2024) e do relatório *Biogás no Brasil – Potencial oferta a curto prazo* (Instituto 17, 2021). Com base nessas informações, estimou-se um potencial total de 34,9 milhões de m³/dia, o que corresponde a mais de 12,7 bilhões de m³/ano considerando uma base de 365 dias.

3.6. Quadro regulatório

O cenário promissor de crescimento no setor de biogás e biometano no Brasil é impulsionado tanto pelos avanços tecnológicos quanto pelo fortalecimento do marco regulatório. O desenvolvimento de políticas públicas e regulamentações específicas de incentivo a investimentos promove maior segurança jurídica e facilita a integração do biometano na matriz energética nacional. Essa regulamentação, aliada à crescente demanda por soluções energéticas renováveis, posiciona o biogás e o biometano como pilares estratégicos na transição energética sustentável e na mitigação das emissões de gases de efeito estufa.

A agenda política e regulatória nacional tem proporcionado importantes avanços para o desenvolvimento da cadeia do biogás e biometano, promovendo o reconhecimento de seus atributos técnicos, econômicos e ambientais em diversos setores. Essa evolução do ambiente regulatório incentiva a inserção dessas fontes na matriz energética brasileira.

A Figura 16 ilustra alguns marcos importantes no ambiente regulatório relacionados a inserção do biogás e biometano no cenário energético nacional.

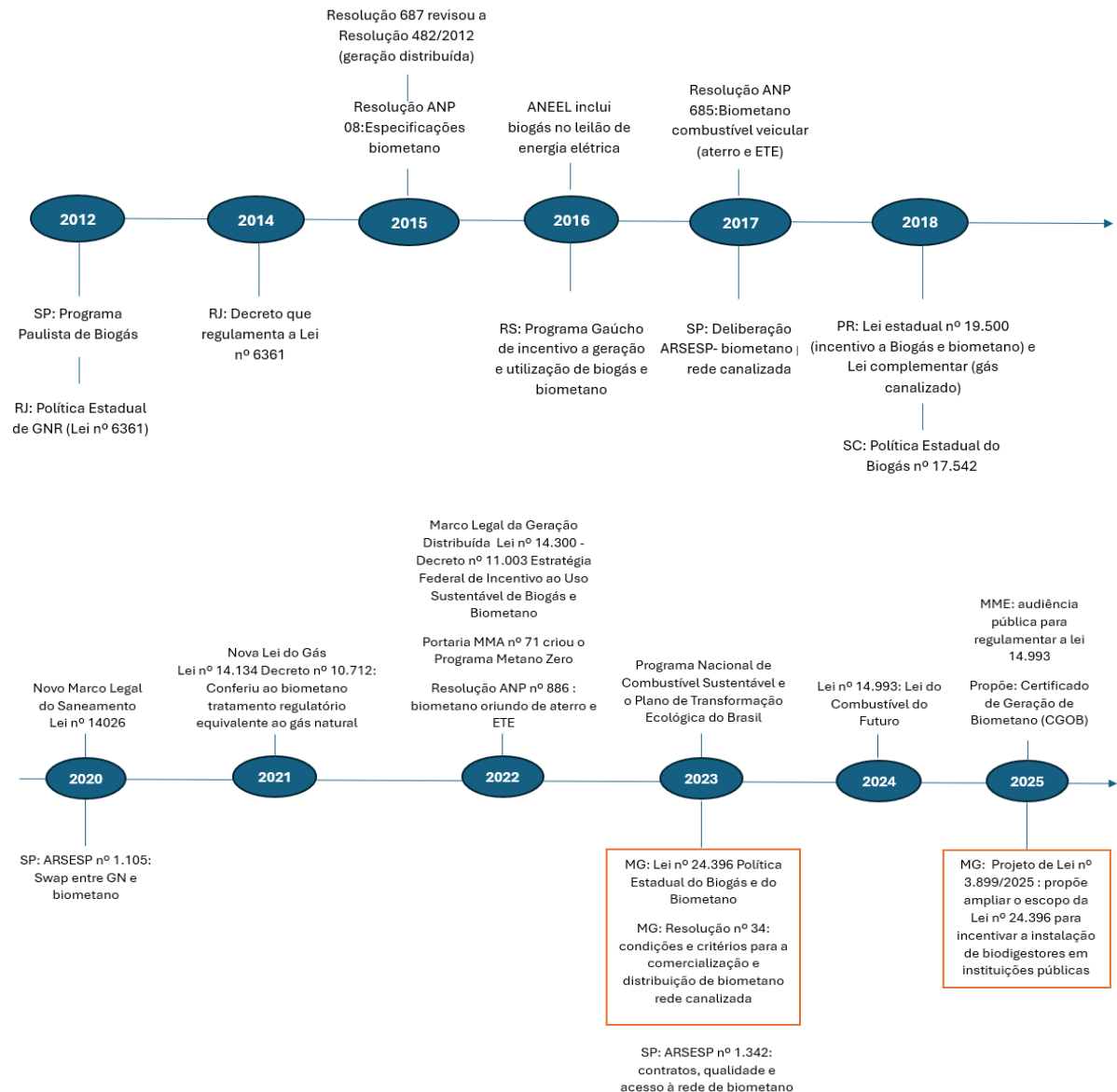


Figura 16: Evolução do ambiente regulatório brasileiro da inserção da fonte biogás e biometano na matriz energética brasileira.

No âmbito estadual, em 2012, o Estado do Rio de Janeiro instituiu a Política Estadual de Gás Natural Renovável (GNR), por meio da Lei nº 6.361, autorizando as concessionárias distribuidoras de gás natural a adquirirem até 10% de seu volume de consumo a partir de fontes renováveis, mesmo que a preços superiores ao gás natural convencional (RIO DE JANEIRO, 2012). No mesmo ano, o Estado de São Paulo publicou o Decreto nº 58.659, que criou o Programa Paulista de Biogás, com o objetivo de ampliar a participação de energias renováveis na matriz estadual (SÃO PAULO, 2012).

Em 2014, o Decreto nº 44.855 regulamentou a Política Estadual de Gás Natural Renovável no Rio de Janeiro (RIO DE JANEIRO, 2014).

No ano de 2015, no âmbito federal, a Resolução ANP nº 08 estabeleceu as especificações técnicas para o biometano utilizado como combustível, enquanto a Resolução nº 687 revisou a Resolução nº 482/2012, regulamentando a geração distribuída e o regime de compensação entre oferta e consumo de energia elétrica (ANP, 2015).

Em 2016, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) incluiu o biogás entre as fontes renováveis elegíveis nos leilões de energia elétrica, resultando na contratação do projeto da Raízen, com 21 MW de capacidade instalada. Nesse mesmo ano, o Rio Grande do Sul instituiu, por meio da Lei nº 14.864, o Programa Gaúcho de Incentivo à Geração e Utilização de Biogás e Biometano (RIO GRANDE DO SUL, 2016).

Em 2017, foi publicada a Resolução ANP nº 685, que regulamenta o uso do biometano como combustível veicular oriundo de aterros sanitários e ETE (ANP, 2017). No mesmo ano, São Paulo editou a Deliberação ARSESP nº 744, que estabelece as condições para a distribuição de biometano por redes canalizadas (SÃO PAULO, 2017).

O ano de 2018 marcou a criação, no Paraná, da Lei nº 19.500 e da Lei Complementar nº 211, que estabeleceram bases legais para incentivo à cadeia do biogás e biometano (PARANÁ, 2018), e, em Santa Catarina, da Lei nº 17.542, que instituiu a Política Estadual do Biogás (SANTA CATARINA, 2018).

Em 2020, São Paulo regulamentou, por meio da Deliberação ARSESP nº 1.105, as condições para o swap entre redes de gás natural e biometano (SÃO PAULO, 2020). No mesmo ano, o Novo Marco Legal do Saneamento, Lei nº 14.026, estabeleceu metas de universalização dos serviços até 2033, projetando o aumento da geração de biogás proveniente de ETE e aterros sanitários (BRASIL, 2020).

Em 2021, foi promulgada a Lei nº 14.134, conhecida como Nova Lei do Gás, regulamentada pelo Decreto nº 10.712, que conferiu ao biometano tratamento regulatório equivalente ao gás natural, desde que atendidas as especificações técnicas da ANP (BRASIL, 2021).

No ano de 2022, a Lei nº 14.300 instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica e o Programa de Energia Renovável Social (BRASIL, 2022). Ainda em 2022, o Decreto nº 11.003 estabeleceu a Estratégia Federal de Incentivo ao Uso Sustentável de Biogás e Biometano, e a Portaria MMA nº 71 criou o Programa Metano Zero, prevendo incentivos financeiros, desoneração tributária e estímulo à

implantação de biodigestores. Também nesse ano, a Resolução ANP nº 886 definiu especificações e regras para o biometano oriundo de aterros e ETEs (ANP, 2022).

Em 2023, no âmbito federal, foram lançados o Programa Nacional de Combustível Sustentável e o Plano de Transformação Ecológica do Brasil, ambos incluindo o biometano como vetor estratégico para a descarbonização da economia (MME, 2023; BRASIL, 2023). Nesse mesmo ano, Minas Gerais aprovou a Lei nº 24.396, que institui a Política Estadual do Biogás e do Biometano, estabelecendo diretrizes para incentivar a produção, distribuição e uso dessas fontes no estado (MINAS GERAIS, 2023a). Em complemento, a Resolução nº 34 de 2023 dispôs sobre as condições e critérios para a comercialização e distribuição de biometano por redes estruturantes e redes de gás canalizado (MINAS GERAIS, 2023b). Como desdobramento dessa política, tramita o Projeto de Lei nº 3.899/2025, que propõe ampliar o escopo da lei para incentivar a instalação de biodigestores em instituições públicas (MINAS GERAIS, 2025). Ainda em 2023, a ARSESP publicou a Deliberação nº 1.342, que atualiza as disposições sobre contratos, qualidade e acesso à rede de biometano no Estado de São Paulo (SÃO PAULO, 2022).

No ano de 2024, a Lei nº 14.993 estabeleceu diretrizes para o Programa Nacional de Descarbonização e Incentivo ao Biometano (BRASIL, 2024).

Em 2025, o Ministério de Minas e Energia promoveu audiência pública para discutir a regulamentação da Lei nº 14.993/2024, propondo a criação do Certificado de Geração de Biometano (CJOB), como mecanismo de comprovação da origem renovável do combustível, fomentando maior confiança e atratividade para investidores (BIOGÁS E ENERGIA, 2025a).

No campo regulatório, embora avanços relevantes tenham sido alcançados em nível federal e estadual, ainda persistem limitações significativas. Em âmbito nacional, os incentivos concentram-se principalmente no biometano oriundo de aterros sanitários, enquanto o aproveitamento energético do biogás de ETEs ainda carece de políticas específicas (ANP, 2015; ANP, 2017). Nos estados, observa-se forte heterogeneidade: enquanto Paraná, São Paulo e Minas Gerais possuem regulamentações detalhadas e instrumentos de incentivo, diversas unidades federativas não apresentam diretrizes claras (EPE, 2022; ABIOGÁS, 2023). Além disso, incentivos fiscais, como as isenções de ICMS, permanecem localizados e não abrangem todo o território nacional, dificultando a expansão homogênea do setor (PARANÁ, 2018; SÃO PAULO, 2020; MINAS GERAIS, 2023). Essa fragmentação normativa reforça a importância de estudos regionais que subsidiem a formulação de políticas públicas mais abrangentes e integradas.

3.7. Levantamento de dados de custos associados a produção de biometano

É difícil fornecer uma comparação universalmente válida entre as diferentes tecnologias de *upgrading* de biogás, porque muitos parâmetros essenciais dependem fortemente das circunstâncias locais. Além disso, as possibilidades técnicas de uma determinada tecnologia (por exemplo, quanto à qualidade de biometano alcançável) muitas vezes não correspondem à operação mais econômica.

A maturidade do desenvolvimento técnico da maioria dos métodos de *upgrading* de biogás atualmente é, em geral, suficiente para atender a quaisquer necessidades de um potencial operador de planta. A questão principal é encontrar um projeto de planta que proporcione a operação mais econômica para a produção de biometano.

Nesse contexto, Coelho (2018) traz resultados de um Projeto financiado pela UE⁵ no âmbito do programa Horizonte 2020, denominado “BioSurf Project”, o qual foi elaborado por Sturmer et al (2016), para estimar custos de uma planta de produção de biogás e *upgrading* para um mesmo tipo de substrato. Dessa forma, a Tabela 4 apresenta os custos médios de investimento e operação para a produção de biogás para plantas de 80, 150 e 500 Nm³/hora, uma vez que, no caso do biogás gerado em ETE que operam com reatores UASB já implantados, o enfoque recai sobre custos evitados decorrentes do aproveitamento da infraestrutura existente, aspecto que influencia a necessidade de investimentos adicionais e a estrutura de custos operacionais da etapa de produção primária.

Tabela 4: Custos de investimento e operacional para uma planta de produção de biogás

	Unidades	Para produzir m ³ /hora		
		80	150	500
Investimento	US\$	1.263,60	2.024.100,00	50.310.000,00
Capex	US\$/a	145.080,00	265.590,00	661.050,00
Substrato custo	US\$/a	277.290,00	520.650,00	1.735.110,00
Opex	US\$/a	153.270,00	226.980,00	374.400,00
Custo anual (US\$/a)	US\$/a	11.700,00	1.013.220,00	2.770.560,00
	ctUS\$/m ³ CH ₄	88,79	80,41	65,96
	ct US\$/kWhth	8,88	8,04	6,60

Fonte: Adaptado de Sturmer (2016) apud Coelho et al (2018).

⁵ União Europeia: bloco político e econômico formado por 27 países, que atua de forma integrada em áreas como comércio, energia, meio ambiente e ciência, incluindo o financiamento de projetos de pesquisa e inovação.

Já o investimento necessário para uma planta de *upgrading* de biogás está diretamente relacionado com a composição do gás de entrada, a especificação exigida para a saída do biometano e o volume tratado. Quanto maior a escala do sistema, menor tende a ser o custo específico de investimento (CAPEX). Neste estudo apresentado por Coelho (2018) foi considerado que o biometano necessita ser comprimido a 30 bar para ser injetado na rede e a distância entre a planta de biometano e a rede de gás é de cerca de 1 km. Para a anualização dos custos, foi considerada uma taxa de juros de 10% ao ano e um tempo de amortização de 15 anos.

Quanto aos custos operacionais (OPEX), estes são impactados principalmente pelo consumo de energia e pela tecnologia empregada no sistema de *upgrading*. Por exemplo, o consumo de eletricidade no processo de purificação pode variar entre 0,2 e 0,3 kWh por Nm³ de biogás processado. A escolha da tecnologia influencia ainda a necessidade de calor, o consumo de insumos químicos e os custos com mão de obra (COELHO et al., 2018).

A Figura 17 mostra o custo total contemplando a produção do biogás e o *upgrading*. Para um mesmo substrato, observa-se a economia de escala na etapa da produção: o custo específico diminui à medida que aumenta o porte da planta (80, 150 e 500 nNm³/h). Já o custo de purificação do biogás varia conforme a tecnologia empregada (p.ex., absorção, PSA, membranas) e é sensível ao tamanho instalado, refletindo efeitos de escala.

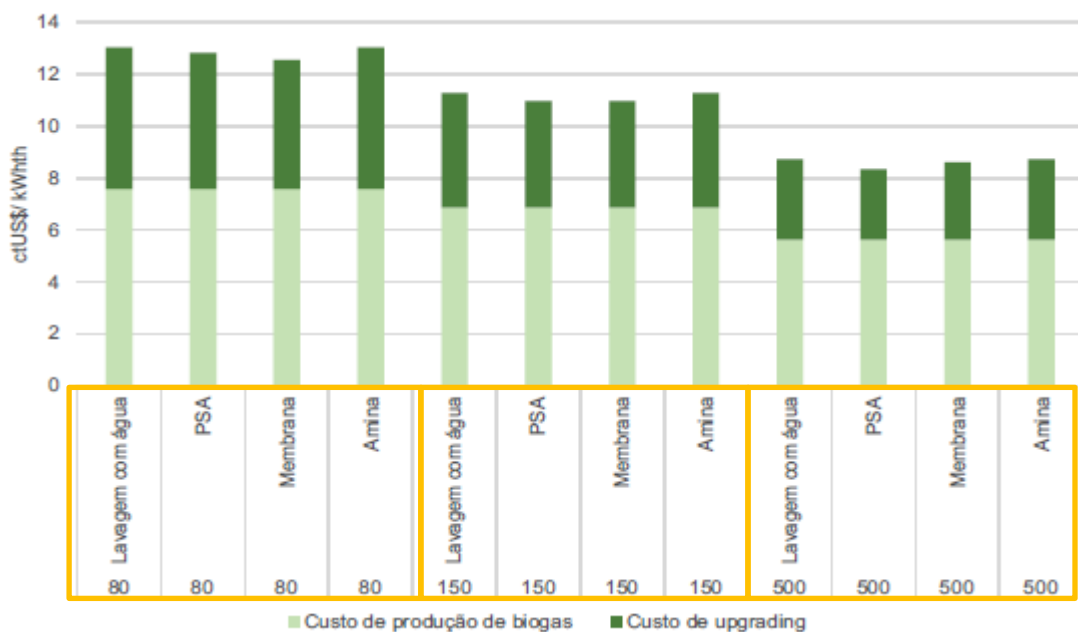


Figura 17: Comparação do custo total de produção de biogás e de *upgrading* de biometano.

Fonte: Adaptado de Stumer (2016) apud Coelho et al (2018).

Adicionalmente, apenas para comparação, a Tabela 5 apresenta os valores típicos de investimento específico ($\$/\text{Nm}^3/\text{h}$) e custo operacional para diferentes portes de planta e para processos de purificação, demonstrando a economia de escala associada à ampliação da capacidade produtiva, e segundo ServenWye (2013), esses valores foram calculados utilizando o software “Biomethane Calculator” mas diferem dos valores apresentados por Coelho et al. (2018), devido a adaptação realizada por este último.

Tabela 5: Investimentos e custos operacionais para processos de *upgrading* de biogás

Tipos de processo de purificação	Lavagem com água	Lavagem com solvente	Amina	PSA	Membrana
Investimento típico (US\$/Nm³/h) de biometano					
100 Nm³/h biometano	11.850	11.140	11.140	12.200	8.650 - 8.910
250 Nm³/h biometano	6.450	5.860	5.860	6.330	5.512 - 5.746
500 Nm³/h biometano	4.100	4.100	4.100	4.340	4.100 - 4.340
Custo operacional típico (US\$/Nm³/h)					
100 Nm³/h biometano	16,42	16,20	16,96	15,00	12,70 - 18,53
250 Nm³/h biometano	12,00	12,00	14,10	11,00	9,00 - 13,61
500 Nm³/h biometano	10,70	12,00	13,00	10,80	7,62 - 11,85

Fonte: Adaptado de ServenWye (2013) apud Coelho et al (2018).

Adicionalmente, a Figura 18 traz a relação entre investimento específico ($\text{R}\$/\text{Nm}^3$) e capacidade instalada (Nm^3/dia), conforme EPE (2018). O resultado reforça a regularidade empírica já avaliada: a elevação de escala tende a reduzir o custo específico, sinalizando economias de escala nos sistemas de conversão de biogás em biometano. Importa, contudo, destacar que há diferenças de escopo e de métrica entre as duas fontes apresentadas, como a base monetária, o ano de referência e custos de operação, cuja Figura 18 não considera diretamente, sendo que tais distinções não invalidam a comparação qualitativa; ao contrário, oferecem evidência complementar do efeito de escala. A curva apresentada foi utilizada também nos estudos realizados por Silva (2022).

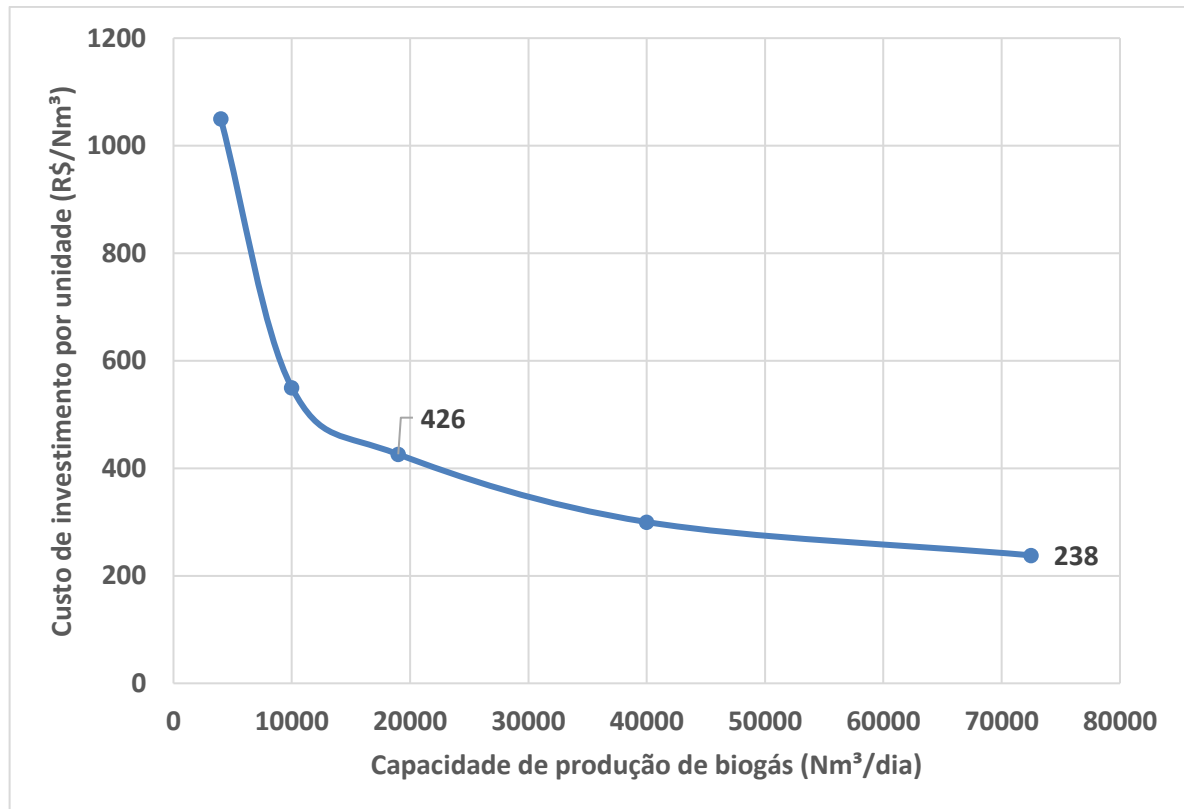


Figura 18: Investimento para conversão de biogás em biometano

Fonte: EPE (2018)

Em seguida, as Tabelas 6 a 9 reportam os resultados do estudo *Biosurf*, no qual os custos são modelados para um mesmo tipo de substrato e variados por capacidade instalada da planta. Diferentemente da síntese da Tabela 5, aqui a abordagem é “planta-centrada” e desagregada por subsistemas, explicitando investimento e operação não só do *upgrading*, mas também de compressão e estação de transferência, entre outros itens. Essa camada permite evidenciar o efeito de escala (redução de custo específico com o aumento de porte) e comparar arranjos tecnológicos sob condições operacionais coerentes.

Tabela 6: custos de investimento e operacional para uma planta de *upgrading* por lavagem com água

Lavagem com água				
Investimento	Unidade	80 m³/h	150 m³/h	500 m³/h
Biogás <i>upgrading</i>	US\$	1.277.640,00	1.627.470,00	2.586.870,00
Compressão	US\$	78.390,00	106.470,00	189.540,00
Estação de transferência	US\$	113.490,00	162.630,00	322.920,00
Capex total	US\$	1.469.520,00	1.896.570,00	3.099.330,00
Capex por m³/hr	US\$	18.369,00	12.643,80	6.198,66
OPEX				

Tabela 6: custos de investimento e operacional para uma planta de *upgrading* por lavagem com água

Biogás <i>upgrading</i>	US\$/a	129.870,00	196.560,00	430.560,00
Compressão	US\$/a	8.190,00	11.700,00	22.230,00
Estação de transferência	US\$/a	25.740,00	46.800,00	147.420,00
OPEX total	US\$/a	163.800,00	255.060,00	600.210,00
Opex por m³/hr	US\$	2.047,5	1.700,4	1.200,42

Tabela 7: custos de investimento e operacional para uma planta de *upgrading* por PSA

PSA				
Investimento	Unidade	80 Nm³/h	150 Nm³/h	500 Nm³/h
<i>Upgrading</i> do biogás	US\$	1.227.330	1.666.080	2.991.690
Compressão	US\$	78.390	106.470	189.540
Estação de transferência	US\$	113.490	162.630	322.920
Tubulação de gás	US\$	169.650	169.650	169.650
Total de investimento	US\$	1.588.860	2.104.830	3.673.800
CAPEX anual	US\$/a	209.430	277.290	483.210
OPEX				
<i>Upgrading</i> do biogás	US\$/a	107.640	180.180	482.040
Compressão	US\$/a	8.190	11.700	22.230
Estação de transferência	US\$/a	25.740	46.800	147.420
Total de OPEX	US\$/a	141.570	238.680	651.690
CAPEX+OPEX	US\$/a	351.000	515.970	1.134.900
Custo anual de <i>upgrading</i> e injeção na rede	US\$/Nm ³ CH ₄	52,23	40,95	27,03
	US\$/kWhth	5,22	4,10	2,70

Tabela 8: custos de investimento e operacional para uma planta de *upgrading* por membrana

Membrana				
Investimento	Unidade	80 Nm³/h	150 Nm³/h	500 Nm³/h
<i>Upgrading</i> do biogás	US\$	932.490	1.370.070	286.650
Compressão	US\$	78.390	106.470	189.540
Estação de transferência	US\$	113.490	162.630	322.920
Tubulação de gás	US\$	169.650	169.650	169.650
Total de investimento	US\$	1.294.020	1.808.820	3.548.610
CAPEX anual	US\$/a	170.820	237.510	466.830
OPEX				
<i>Upgrading</i> do biogás	US\$/a	129.870	219.960	604.890
Compressão	US\$/a	8.190	11.700	22.230
Estação de transferência	US\$/a	25.740	46.800	147.420
Total de OPEX	US\$/a	163.800	278.460	774.540
CAPEX+OPEX	US\$/a	334.620	515.970	1.241.370
Custo anual de <i>upgrading</i> e injeção na rede	US\$/Nm ³ CH ₄	49,62	40,95	25,99
	US\$/kWhth	4,96	4,10	2,96

Tabela 9: Custos de investimento e operacional para uma planta de *upgrading* por lavagem com Amina

Lavagem com Amina				
Investimento	Unidade	8 Nm ³ /h	150 Nm ³ /h	500 Nm ³ /h
<i>Upgrading</i> do biogás	US\$	1.092.780	1.549.080	3.022.110
Compressão	US\$	78.390	106.470	189.540
Estação de transferência	US\$	113.490	162.630	322.920
Tubulação de gás	US\$	169.650	169.650	169.650
Total de investimento	US\$	1.454.310	1.987.830	3.704.220
CAPEX anual	US\$/a	190.710	260.910	48.672
OPEX				
<i>Upgrading</i> do biogás	US\$/a	140.400	235.170	635.310
Compressão	US\$/a	8.190	11.700	22.230
Estação de transferência	US\$/a	25.740	46.800	147.420
Tubulação de gás	US\$/a	0	0	0
Total de OPEX	US\$/a	174.330	293.670	804.960
CAPEX+OPEX	US\$/a	365.040	554.580	853.632
Custo anual de <i>upgrading</i> e injeção na rede	US\$/Nm ³ CH ₄	54,32	44,00	26,76
	US\$/kWhth	5,43	4,40	3,08

3.8. Estudos Anteriores

A produção e o uso do biometano têm recebido atenção crescente no cenário acadêmico e técnico, devido à sua relevância como fonte renovável de energia e sua capacidade de contribuir para o cumprimento de metas de descarbonização e de aproveitamento de resíduos sólidos urbanos e industriais. Estudos recentes têm investigado diferentes aspectos do aproveitamento do biogás oriundo de ETE), aterros sanitários e resíduos agroindustriais, com foco na purificação para obtenção de biometano e sua posterior aplicação como combustível veicular, insumo para geração elétrica e térmica, e como alternativa energética em regiões com acesso limitado à infraestrutura energética convencional.

A Tabela 10 apresenta uma síntese de estudos relevantes sobre o tema, destacando os autores e os principais resultados encontrados.

Tabela 10: Revisão de estudos sobre produção e uso de biogás e biometano no Brasil

Autores e Referência	Título do Estudo / Revista	Principais Resultados Encontrados
Garcia et al. (2024)	Technical–Economic Analyses of Electric Energy Generation by Biogas from AD of sludge + carvão (biochar) — Methane	AD do lodo com adição de biochar acelerou a produção de CH ₄ e elevou o potencial de recuperação energética. Viabilidade econômica a partir de 2.000 kW (TIR ≥ 15%) com tarifa de referência de USD 95,28/MWh; evitou ~2.308 tCO ₂ /ano no caso de 2.000 kW. Escala mínima associada a população servida ~117 mil hab. com carvão (136 mil sem).

Tabela 10: Revisão de estudos sobre produção e uso de biogás e biometano no Brasil

Autores e Referência	Título do Estudo / Revista	Principais Resultados Encontrados
Silva et al. (2023)	Uso energético do lodo de leitos de secagem (AD vs. incineração) — <i>Cleaner Waste Systems</i>	Estudo comparativo preliminar entre digestão anaeróbia do lodo e incineração. Indica potencial técnico para geração elétrica nas ETEs; a atratividade econômica depende da taxa de produção de lodo, dos preços de energia e da escala da unidade. Evidencia economias de escala e condicionantes de CAPEX/OPEX.
Freitas et al. (2022)	Potencial de uso energético do biogás de ETE (cidade média) — <i>Waste & Biomass Valorization</i>	Mostrou viabilidade financeira para UASB e ASPs (VPL \approx 5,88 milhões; TIR \approx 17,1%; fluxo de caixa positivo a partir do 10º ano). Substituir a eletricidade da rede por eletricidade a biogás reduziu GEE em \sim 3.317 tCO ₂ e/ano (UASB) e \sim 5.093 tCO ₂ e/ano (ASPs).
Gomes et al. (2023)	Codigestão RSU + lodo de ETE (Extrema-MG) — <i>Waste & Biomass Valorization</i>	Ótimo de potência estimado em \sim 250 kW para o aterro/ETE avaliados. No mercado de Geração Distribuída, o projeto não foi viável nas premissas-base (VPL \approx -US\$ 481.652; TIR \approx 0,49%; LCOE \approx US\$ 93,75/MWh), apesar do potencial energético identificado.
Campello et al. (2021)	Viabilidade econômica de recuperar metano de ETEs (MG) — <i>EDS</i>	Sob compensação de energia (GD), a recuperação de CH ₄ é viável em: 86% dos municípios com 50–150 mil hab., 67% com 150–250 mil hab. e 100% >250 mil hab.; payback típico entre \sim 1,3 e 8 anos conforme porte. Potencial anual no estado \approx 47.140 MWh e redução de \sim 325.800 tCO ₂ e/ano.
Cañote et al. (2021)	Biogás de lodos anaeróbios (UASB) vs. lodos aeróbios — <i>Waste & Biomass Valorization</i>	Avaliou desempenho energético-econômico para UASB e lodo ativado de ETEs. Relatou economias de escala e limiares de população/produção para viabilidade, além de LCOE necessário para atratividade. Indica que a viabilidade melhora sensivelmente com o aumento da capacidade instalada.
Felca et al. (2018)	Potencial energético do biogás de lodo (Sul de MG) — <i>Sustainable Cities and Society</i>	Caracterizou a produção de biogás em ETEs de MG e apontou potencial relevante para uso local (geração elétrica/ térmica), reforçando a oportunidade de valorização energética do lodo anaeróbio.
Sales Silva et al. (2022)	Biometano de aterros para abastecimento veicular — <i>Renewable Energy</i>	Analisou 50 consórcios de aterros: capacidade <5.500 m ³ /dia tende a ser inviável. Com CAPEX \geq US\$ 4 milhões, TIR permanece em torno de \sim 35%; VPL variou de \sim -US\$ 20 milhões a \sim US\$ 120 milhões conforme escala e preços. Indica reduções expressivas de GEE pela substituição de diesel por biometano.
Santos, Barros & Tiago Filho (2016)	Geração elétrica a partir do biogás de ETEs no Brasil — <i>Journal of Cleaner Production</i>	Mapeou potencial técnico e condições de viabilidade para geração distribuída em ETEs brasileiras baseadas em UASB. Evidenciou que o aproveitamento energético do biogás pode ser economicamente atrativo em cenários com adequada escala e sinal econômico (tarifa/compensação).

Fonte: Elaborado pela autora com base em diversos estudos (GARCIA et al., 2024; SILVA et al., 2023; FREITAS et al., 2022; GOMES et al., 2022; CAMPELLO et al., 2020; CAÑOTE et al., 2020; FELCA et al., 2018; SILVA et al., 2022; SANTOS et al., 2016).

A análise comparativa apresentada na Tabela 10 demonstra diferentes enfoques dados pela literatura ao estudo do biogás e do biometano. FELCA (2018) demonstrou experimentalmente a viabilidade do uso energético do biogás em municípios do Sul de Minas Gerais, embora em escala restrita a casos específicos. CAMPÊLLO (2021), por sua vez, enfatizou as barreiras regulatórias e institucionais à inserção do biogás na matriz energética, sem detalhar os aspectos econômicos regionais. Já ANDRIANI et al. (2018) ampliaram a discussão ao analisar estratégias de otimização da produção e purificação do biogás, destacando o potencial de integração de substratos de diferentes origens, como ETEs e aterros sanitários, para aumentar a eficiência energética e a atratividade econômica em contextos de baixa vazão. No contexto brasileiro, SANTOS, BARROS e TIAGO FILHO (2016) avançaram na análise do aproveitamento energético do biogás, propondo alternativas técnicas e regulatórias para viabilizar o seu uso em diferentes municípios, ressaltando a importância da escala produtiva e da integração entre setores.

Outros trabalhos também oferecem contribuições relevantes, como CAÑOTE et al. (2021), FREITAS et al. (2022) e GOMES et al. (2023), que exploraram a aplicação de tecnologias de *upgrading* e a viabilidade da inserção do biometano em diferentes contextos brasileiros, reforçando a transversalidade e a atualidade do tema.

Esses estudos, em conjunto, fornecem o pano de fundo essencial para a presente pesquisa, que se diferencia ao integrar dimensões técnicas, econômicas e regulatórias em uma análise regionalizada do potencial de produção de biometano no Sul de Minas Gerais, respondendo a lacunas apontadas pela literatura e fortalecendo sua relevância acadêmica e prática.

4. Metodologia

Este capítulo descreve a metodologia aplicada para a realização do estudo, conforme apresentado na Figura 19.



Figura 19: Fluxograma do procedimento metodológico

Os cálculos de estimativa da população, geração de esgoto, produção anual de biometano, e de viabilidade econômica foram desenvolvidos utilizando planilhas eletrônicas do Microsoft Excel.

4.1. Descrição da área de estudo e seleção dos municípios

A primeira etapa consistiu no levantamento de ETE com reatores anaeróbios UASB no estado de Minas Gerais. Isso foi feito com o Atlas de Água e Esgoto, disponível no sítio da Agência Nacional de Águas (ANA, 2019), conforme pode ser visto na Figura 20.

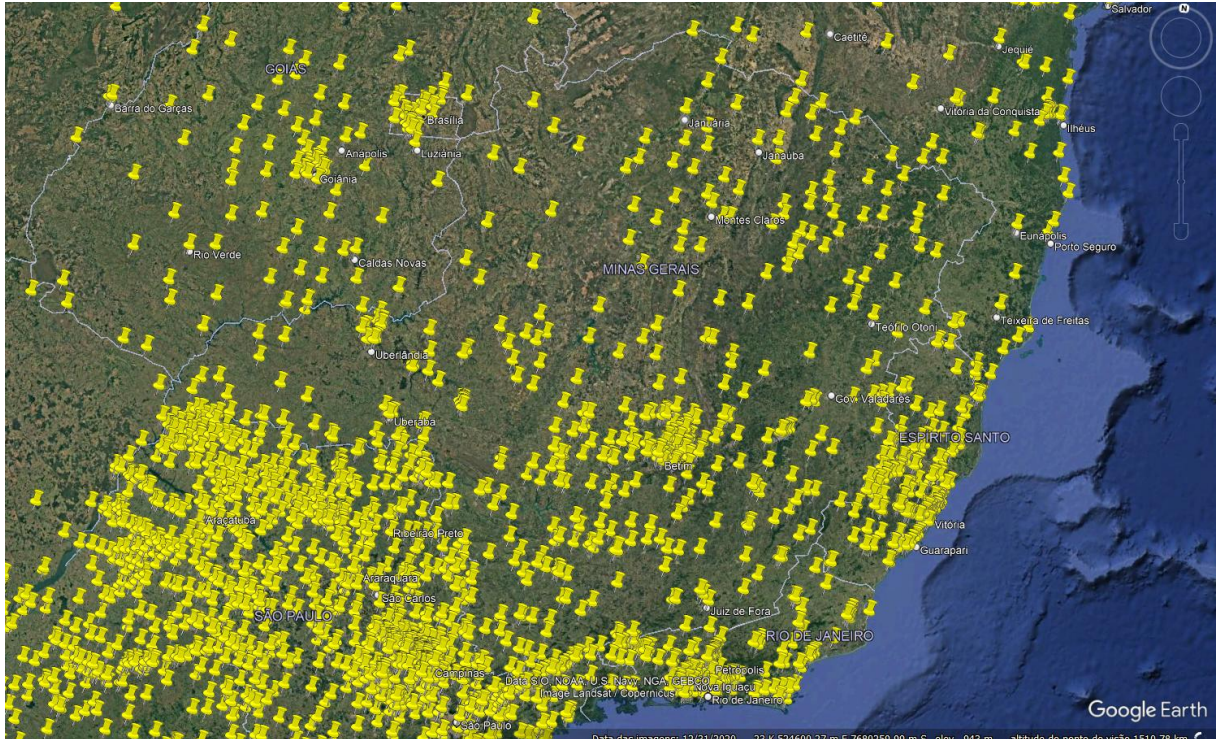


Figura 20 – Mapa de localização e distribuição de ETE existentes e operantes no estado de Minas Gerais

A partir desse levantamento, foram selecionados os municípios do Sul de Minas que tratam o esgoto com UASB, sendo eles listados na Tabela 11.

Tabela 11: Municípios do sul de Minas Gerais que possuem tratamento de esgoto com UASB

Nº	Municípios	Nº	Municípios
1	Varginha	13	Borda da Mata
2	Pouso Alegre	14	Bueno Brandão
3	Itajubá	15	Cabo Verde
4	Alfenas	16	Cambuí
5	Poços de Caldas	17	Caxambu
6	Passos	18	Gonçalves
7	Lavras	19	Ijaci
8	Santa Rita	20	Lambari
9	Boa Esperança	21	Monte Sião
10	Alterosa	22	Paraguaçu
11	Bom Repouso	23	Pedralva
12	Bom Sucesso	24	Santo Antônio do Amparo

Fonte: Dados abertos da ANA (ANA, 2019) por tipologia de ETE.

4.2. Projeção populacional

As projeções populacionais dos municípios foram estimadas ao longo de 20 anos, de 2024 a 2043, para tanto foi realizado inicialmente o levantamento dos Censos Demográficos no site do IBGE⁶, dos anos 2000, 2010 e 2022. Contudo, para alguns municípios observou-se que o último censo apresentou uma redução da população impossibilitando a aplicação dos métodos, dessa forma procedeu-se com o levantamento dos censos de 1980 e 1991 utilizados na projeção.

A metodologia de projeção adotada segue os procedimentos clássicos descritos por QASIM (1999), fundamentando-se em três métodos: (i) modelo de taxa de crescimento decrescente, (ii) projeção aritmética e (iii) projeção geométrica. A seleção do método para cada município baseou-se na inspeção gráfica do ajuste às séries históricas (três censos consecutivos) e na avaliação do padrão de crescimento observado. Nos casos em que o crescimento populacional foi pouco expressivo ao longo dos três censos, e considerando o horizonte de 20 anos de projeção, adotou-se preferencialmente o modelo de taxa decrescente, por refletir de forma mais conservadora a tendência observada e mitigar o risco de superestimação das estimativas futuras.

Dessa forma, seguem a descrição dos três métodos de projeção populacional:

- a) O Modelo de taxa de crescimento decrescente: assume que a população de interesse possui um valor limite ou um ponto de saturação, não apresentando, portanto, crescimento indefinido e é aplicado por meio das seguintes equações (1) a (3) (Qasim, 1999):

$$K_d = \frac{-\ln [(P_s - P_2)/(P_s - P_0)]}{t_1 - t_2} \quad (1)$$

$$P_s = \frac{2 \cdot P_0 \cdot P_1 \cdot P_2 - P_1^2(P_0 + P_2)}{P_1 \cdot P_2 - P_1^2} \quad (2)$$

$$P(t) = P_0 + (P_s - P_0) \cdot (1 - e^{-kd(t-t_0)}) \quad (3)$$

⁶ Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística: órgão federal responsável por produzir e analisar dados estatísticos, geográficos e ambientais do Brasil.

Onde: P_s = Ponto de saturação; K_d = Constante de proporcionalidade; índices $0, 1$ e 2 : relativos aos três anos de dados históricos utilizados na análise (Dados estes obtidos em IBGE), t = ano desejado e P_t = População estimada no ano t .

b) Projeção Aritmética:

$$P(t) = P_0 + ka.(t - t_0) \quad (4)$$

$$ka = \frac{(P_2 - P_0)}{t_2 - t_1} \quad (5)$$

Onde: P_0 = População do censo (IBGE) do t_0 ; t = ano desejado; t_0 = ano do censo; P_t = População estimada no ano t ; k_a = Constante de proporcionalidade; índices $0, 1$ e 2 : relativos aos três anos de dados históricos utilizados na análise (Dados estes obtidos em IBGE).

c) Projeção Geométrica:

$$P(t) = P_0 + e^{kg.(t-t_0)} \quad (6)$$

$$kg = \frac{\ln P_2 - \ln P_0}{t_2 - t_0} \quad (7)$$

Onde: P_0 = População do censo (IBGE) do t_0 ; t = ano desejado; t_0 = ano do censo; P_t = População estimada no ano t ; k_g = Constante de proporcionalidade; índices $0, 1$ e 2 : relativos aos três anos de dados históricos utilizados na análise (Dados estes obtidos em IBGE).

Durante a análise, observou-se que os municípios de Bom Repouso, Bom Sucesso, Bueno Brandão, Cabo Verde, Paraguaçu e Santo Antônio do Amparo apresentaram uma redução populacional em algum censo demográfico de 2000, 2010 ou 2022, e com isso foi necessário utilizar dados de censos anteriores a fim de conseguir aplicar o método. Dessa forma, foi possível realizar a projeção para todos os municípios sendo adotado o método da taxa decrescente de população para 20 municípios, dos 24 municípios analisados

Isso foi aplicado para os municípios mais populosos com a tecnologia UASB no tratamento de esgoto, a fim de reservar inicialmente, caso os resultados para os municípios do sul de Minas não sejam favoráveis.

A Tabela 12 apresenta o resumo da projeção populacional adotada para cada município, assim como os dados dos censos demográficos utilizados no estudo.

Tabela 12: Dados do censo demográfico utilizado no estudo.

Municípios	Projeção utilizada	1980	1991	2000	2010	2022
Varginha	Aritmética			108.998	123.120	136.467
Pouso Alegre	Aritmética			106.776	130.615	152.217
Itajubá	Decrescente			84.135	90.658	93.073
Alfenas	Decrescente			66.957	73.774	78.970
Poços de Caldas	Decrescente			135.627	152.435	163.742
Passos	Decrescente			97.211	106.290	111.939
Lavras	Aritmética			78.772	92.200	104.761
Santa Rita	Decrescente			31.264	37.754	40.635
Boa Esperança	Aritmética			37.074	38.516	39.848
Alterosa	Decrescente			12.976	13.717	13.915
Bom Repouso	Aritmética			10.855	10.457	12.649
Bom Sucesso	Decrescente		16.472	17.064	17.243	17.151
Borda da Mata	Decrescente			14.439	17.118	17.404
Bueno Brandão	Decrescente		10.787	10.932	10.892	10.911
Cabo Verde	Decrescente	12.065	12.223	13.727	13.823	11.410
Cambuí	Decrescente			22.969	26.488	29.536
Caxambu	Decrescente	16.867	19.491	22.129	21.705	21.056
Gonçalves	Geométrico		3.877	4.123	4.220	4.727
Ijaci	Aritmética		4.473	5.064	5.859	7.003
Lambari	Decrescente			18.249	19.554	20.414
Monte Sião	Decrescente			18.195	21.203	24.089
Paraguaçu	Decrescente		16.498	18.942	20.245	21.723
Pedralva	Decrescente	9.883	10.999	12.009	11.467	10.706
Santo Antônio do Amparo	Decrescente		13.753	16.109	17.345	17.285
Uberlândia	Aritmético			501.214	604.013	713.224
Contagem	Decrescente			538.017	603.442	621.863
Montes Claros	Aritmética			306.947	361.915	414.240
Uberaba	Aritmética			252.051	295.988	337.836
Betim	Decrescente			306.675	378.089	411.846

4.3. Estimativa de geração de esgoto

O fluxo de efluente doméstico anual foi calculado com as equações 8 e 9.

$$Q_e = Q_{PC} \cdot Pop \cdot d / 10^3 \quad (8)$$

$$Q_{PC} = CA_{PC} \cdot Tx_{retorno} \cdot Tx_{coleta} \cdot Tx_{Tratamento} \quad (9)$$

Onde Q_e = vazão de efluente doméstico (m^3 /ano), Q_{PC} = vazão efluente per capita (m^3 /dia.habitante), d = dias no ano, Pop = população projetada por ano e por município, CA_{PC} = Consumo de água per capita (L/hab.dia) (SNIS 2022), $Tx_{retorno}$ = taxa de retorno da água como esgoto = 0,8 para residência, Tx_{coleta} = taxa de coleta de esgoto por município (SNIS,2022) e $Tx_{Tratamento}$ = taxa de tratamento do esgoto (SNIS, 2022).

Para tanto, foram levantadas as taxas de consumo de água, como coleta e tratamento de esgoto para cada município em estudo através do sistema nacional de informações de saneamento (SNIS), cuja base de dados é de 2022. Os dados foram compilados e podem ser observados na Tabela 13.

Tabela 13: consumo de água per capita e taxa de coleta e tratamento de esgoto por município. Fonte: SNIS (2022).

Municípios	Consumo de água per capita (l/hab/dia)	Coleta e tratamento de esgoto	
		Coleta (%)	Tratamento do coletado (%)
Varginha	160,35	77,83	96,36
Pouso Alegre	157,86	77,77	93,62
Itajubá	166,69	73,51	97,37
Alfenas	182,07	77,13	100,00
Poços de Caldas	170,58	100,00	84,79
Passos	198,29	80,00	64,77
Lavras	153,08	76,11	100,00
Santa Rita do Sapucaí	147,9	75,68	100,00
Boa Esperança	179,8	85,00	100,00
Alterosa	150,23	100,00	100,00
Bom Repouso	159,89	76,94	100,00
Bom Sucesso	135,62	78,94	100,00
Borda da Mata	117,35	78,06	100,00
Bueno Brandão	130,88	75,37	100,00
Cabo Verde	148,16	74,46	0,00
Cambuí	145,26	80,00	1,70
Caxambu	153,75	77,29	100,00
Gonçalves	317,66	32,51	93,78
Ijaci	195,75	42,09	75,75
Lambari	180,65	80,02	0,00
Monte Sião	183,03	75,48	93,38
Paraguaçu	164,19	83,17	99,22
Pedralva	140,17	69,88	100,00
Santo Antônio do Amparo	113,08	79,00	80,00
Uberlândia	246,30	80,29	100,00
Contagem	152,08	74,71	100,00
Montes Claros	118,32	80,94	100,00
Uberaba	199,47	100,00	100,00
Betim	137,24	71,02	100,00

4.4. Estimativa de produção de biogás com UASB

A equação para estimar a produção de gás em um reator anaeróbio baseia-se na carga de Demanda Química de Oxigênio (DQO) removida no reator, conforme apresentado na Equação 10 (CHERNICHARO, 2007 *apud* SANTOS et al, 2018).

$$Q_R = \frac{Q_e \cdot [S_0 \cdot (1-Y) - S] \cdot (1-I)}{f(T) \cdot C_{CH_4}} \quad (10)$$

Onde: Q_e = vazão de efluente doméstico, em função da população, calculado em m³/ano pela Equação 8, S_0 = concentração de DQO afluente ao reator (kg/m³), S = concentração de DQO na saída do reator (kg/m³), I = taxa de perda por vazamento ou biogás dissolvido no reator = 0,4 e Y = rendimento na produção de sólidos = 0,17 kg lodo/kg DQO (CHERNICHARO, 2007; SANTOS et al, 2018), e C_{CH_4} = concentração de metano no biogás = 0,6 (SANTOS et al, 2018).

A concentração de DQO afluente e efluente ao reator foi obtido pela Equação (11) e (12).

$$S_0 = DQO_{entrada} = \lambda_{entrada} \cdot DBO_{entrada} \quad (11)$$

$$S = DQO_{saída} = \lambda_{saída} \cdot DBO_{saída} \quad (12)$$

Para o cálculo da relação entre DQO e DBO (DQO/DBO), a qual denomina-se nesse estudo de λ , foram consideradas as estatísticas descritivas referentes as concentrações dos constituintes afluentes (Tabela 14) e efluentes (Tabela 15) da tecnologia de tratamento UASB.

Tabela 14: Estatística descritiva referente as concentrações dos constituintes afluentes, considerando seis tecnologias de tratamento (OLIVEIRA *et al*, 2006).

Constituinte	Parâmetro	FS+FA	LF	LAN+LF	LA	UASB	UASB+POS
DBO (mg/L)	Média aritm.	665	553	510	315	371*	362
	Média geom.	623	522	486	277	344	313
	D. padrão	246	298	150	138	158	199
	Mediana	613	520	508	308	348	348
	Percentil 10%	415	361	348	107	236	152
	Percentil 90%	886	841	671	430	489	548
DQO (mg/L)	Média aritm.	1398	1187	1095	575	715*	713
	Média geom.	1339	1136	1057	523	630	582
	D. padrão	405	354	300	220	377	471
	Mediana	1277	1110	1083	606	647	448
	Percentil 10%	923	832	818	303	362	276
	Percentil 90%	1807	1633	1409	827	1127	1269

Onde:

FS+FA → Fossa Séptica + Filtro Anaeróbio

LF → Lagoa Facultativa

Lagoa Anaeróbia + Lagoa Facultativa

Lagoa Aerada (ou Lagoa Aeróbia)

UASB → Upflow Anaerobic Sludge Blanket

UASB+POS → UASB + Pós-tratamento

Tabela 15: Estatística descritiva referente as concentrações dos constituintes efluentes, considerando seis tecnologias de tratamento (OLIVEIRA *et al*, 2006).

Constituinte	Parâmetro	FS+FA	LF	LAN+LF	LA	UASB	UASB+POS
DBO (mg/L)	Média aritm.	292	136	89	35	98*	42
	Média geom.	215	126	83	31	94	36
	D. padrão	214	64	35	16	28	22
	Mediana	258	120	87	36	95	49
	Percentil 10%	74	86	54	16	67	13
	Percentil 90%	575	176	133	58	129	63
DQO (mg/L)	Média aritm.	730	525	309	92	251*	141
	Média geom.	570	496	293	77	235	120
	D. padrão	509	201	88	33	197	70
	Mediana	649	525	307	73	244	139
	Percentil 10%	159	342	213	35	147	61
	Percentil 90%	1134	676	421	188	344	219

Logo, foi considerada a média aritmética da DQO afluente e DBO afluente, sendo 715 mg/L e 371 mg/L, respectivamente. E a média aritmética da DQO efluente e DBO efluente, sendo 251 mg/L e 98 mg/L respectivamente. Dessa forma, foi calculada a relação de entrada e saída, como pode ser visto nas Equações (13) e (14).

$$\lambda_{\text{entrada}} = \text{DQO afluente} / \text{DBO afluente} \quad (13)$$

$$\lambda_{\text{saída}} = \text{DQO efluente} / \text{DBO efluente} \quad (14)$$

A partir dessa relação definida, a qual foi a mesma para todos os municípios, aplicou-se as Equações (11) e (12), considerando a carga de DBO da entrada e saída do UASB de cada município, sendo esse valor obtido no Atlas de Águas e Esgoto, cujos dados são de 2013. A Tabela 16 traz a carga de DBO considerada para cada município.

Tabela 16: Carga de DBO entrada e saída do UASB (Atlas de águas e Esgoto, 2013)

Municípios	Carga de DBO entrada UASB (kg/dia)	Carga de DBO saída UASB (kg/dia)
Varginha	11.527,80	3.914,50
Pouso Alegre	6.581,60	1.936,30
Itajubá	4.300,80	1.505,30
Alfenas	7.337,40	1.452,60
Poços de Caldas	1.272,50	119,30
Passos	3.680,90	1.325,10
Lavras	6.886,10	1.489,30
Santa Rita	1.642,10	574,70
Boa Esperança	1.788,00	339,70
Alterosa	386,70	135,30
Bom Repouso	295,30	82,70
Bom Sucesso	775,60	193,90
Borda da Mata	757,80	166,70
Bueno Brandão	287,20	80,40
Cabo Verde	379,70	106,30
Cambuí	1,00	0,30
Caxambu	586,30	281,90
Gonçalves	52,90	14,80
Ijaci	223,10	33,50
Lambari	21,40	1,90
Monte Sião	815,30	179,40
Paraguaçu	922,70	203,00
Pedralva	283,60	30,60
Santo Antônio do Amparo	401,20	64,20
Uberlândia	33.273,10	2.032,50
Contagem	34.752,40	4.312,40
Montes Claros	19.417,60	8.606,3
Uberaba	10.746,30	752,20
Betim	15.790,00	1.011,80

E ainda, para aplicar na equação 10 de estimativa de biogás, deve-se considerar o fator $f(T)$, o qual se refere a fator de correção da temperatura o qual pode ser calculado pela Equação (15).

$$f(T) = \frac{P_{A,K}}{R.T} \quad (15)$$

Onde P_A = pressão atmosférica = 1 atm, R = constante universal dos gases = 0,08206 atm.l/mol.K e T = temperatura média do ambiente = 21 °C ou 294 K (Média Normal climatológica na região obtida no INMET), K = DQO consumida para produzir 1 mol de CH_4 = 64 gDQO/mol (CHERNICHARO, 2007 *apud* SANTOS et al, 2018).

4.5. Estimativa de produção de biometano

A produção de biometano foi calculada pela Equação (16).

$$Q_{CH_4} = Q_R \cdot C_{CH_4} \cdot \eta_{Purificação} \quad (16)$$

Onde Q_{CH_4} = produção de biometano, Q_R = vazão de biogás produzida no reator, C_{CH_4} = concentração de metano no biogás = 0,6 e $\eta_{Purificação}$ = rendimento de purificação = 0,7 (EPE, 2018).

4.6. Cálculos econômicos

4.6.1. Investimento e custo de operação

Para o *upgrading* do biogás, adotou-se a lavagem com água como tecnologia de referência no estudo econômico. A escolha se baseia em (i) sua predominância histórica e ampla difusão comercial em múltiplas faixas de capacidade (PETERSSON; WELLINGER, 2009), (ii) evidências de domínio de mercado ao lado de PSA e aminas, com simplicidade e confiabilidade que a tornam frequentemente a opção preferida em aplicações de porte médio (BAUER et al., 2013), e (iii) revisões de alto impacto e estatísticas setoriais que a apontam como a tecnologia mais comumente utilizada no parque instalado europeu (ANGELIDAKI et al., 2018; NIESNER; JECHA; STEHLIK, 2013; EBA, 2023).

Com base nessa convergência de fontes, parametrizou-se uma curva CAPEX e outra OPEX para a tecnologia de purificação com a lavagem com água, a partir dos dados da Tabela 6, cujos dados são em US\$/a para plantas de 80, 150 e 500 Nm³/hora., como mostra a Figura 21. As curvas foram construídas com base na referência de Stürmer (2016), que já apresentava os dados de custo em dólar. Não foram utilizados valores mais recentes por causa da dificuldade de se encontrar dados específicos em função da vazão de produção mais atuais na literatura.

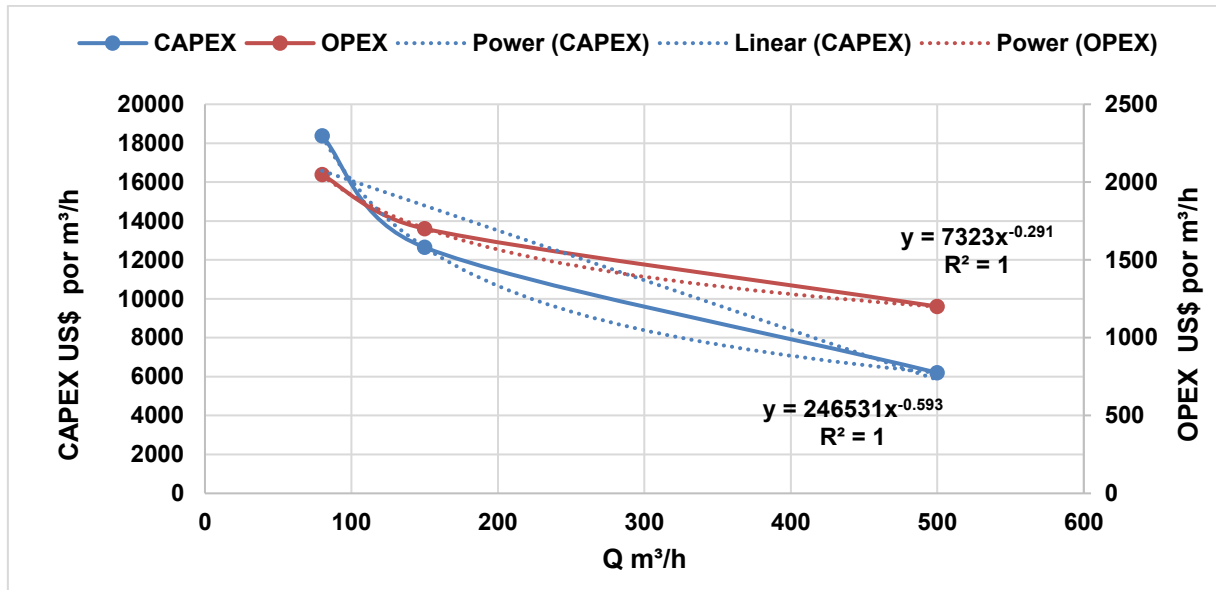


Figura 21 – Curvas de custos CAPEX e OPEX

A partir da Figura 24 foi obtida a Equação (17) para o custo de investimento considerando a capacidade instalada de produção de biometano.

$$C_{inv} = (246531 \times (Q_{CH_4})^{-0,593}) \quad (17)$$

Onde: C_{inv} = custo de investimento por Nm³ (US\$/Nm³/hora) e Q_{CH_4} é a produção de biometano em m³/h. Para obtenção do investimento total (I), será necessário multiplicar o valor específico C_{inv} pela vazão de metano produzida.

Ainda considerando a Figura 24, foi obtida a equação (18) para o custo de operação a partir da capacidade instalada de produção de biometano e o total para operação

$$C_{OM} = (7323 \times (Q_{CH_4})^{-0,291}) \quad (18)$$

Onde C_{OM} = Custo de operação e manutenção (US\$/Nm³/hora) e Q_{CH_4} é a produção de biometano em m³/h.

As curvas de potência ajustadas aos três pontos observados ($Q = 80, 150$ e 500 m³/h) permitem interpolar custos específicos para capacidades intermediárias com muito mais coerência do que o uso de um único valor médio. Isso é especialmente útil num contexto de escassez de dados públicos de custos: com as funções, obtém-se um perfil contínuo de custo específico em função da escala, ao invés de três “degraus” isolados.

Os ajustes do tipo $y=aQ^b$, o expoente b é a elasticidade de escala. Aqui o $b < 0$ em ambos os casos (CAPEX e OPEX), indicando economias de escala; e o módulo do $b_{CAPEX} > b_{OPEX}$, sugere que o CAPEX específico é mais sensível à escala do que o OPEX específico, o que é coerente para a parcela fixa que dilui mais com o aumento do porte.

E ainda, as equações permitem representar as ETE's menores, uma vez que inclui no ajuste plantas com $Q = 80 \text{ m}^3/\text{h}$, faixa mais próxima das capacidades observadas em muitas ETEs. Isso reduz o erro de extrapolação na extremidade de menor escala: a zona onde geralmente faltam dados e onde o custo específico tende a ser mais alto. Entre 80 e 150 m^3/h , por exemplo, observa-se:

- **CAPEX específico:** 18.369 \rightarrow 12.643,8 US\$/ (m^3/h) (**-31%**)
- **OPEX específico:** 2.047,5 \rightarrow 1.700,4 US\$/ (m^3/h) (**-17%**)

Esse comportamento é consistente com a prática: plantas pequenas pagam um “prêmio” de escala (equipamentos e estruturas com parcela fixa relevante), que cai rapidamente quando o porte aumenta.

As curvas capturam exatamente o padrão esperado: custo específico diminui quando aumenta a produção de biometano. Entre 80 e 500 m^3/h observa-se que o CAPEX específico cai aproximadamente 66% (de 18.369 para 6.198,66 US\$/ (m^3/h)), e o OPEX específico cai cerca de 41% (de 2.047,5 para 1.200,42 US\$/ (m^3/h)), o que traduz que CAPEX carrega maior componente fixo (engenharia civil, equipamentos principais, utilidades), logo o ganho de escala é mais pronunciado. Já o OPEX inclui parcela proporcional a produção (energia, consumíveis, manutenção operacional), de modo que a queda por unidade de capacidade é mais suave.

4.6.2. Tarifa mínima de venda de biometano - LCOB

O cálculo do custo nivelado de produção de biometano (LCOB) neste trabalho segue lógica análoga ao Levelized Cost of Energy (LCOE), métrica amplamente utilizada em estudos energéticos internacionais para comparar custos de geração elétrica ao longo da vida útil de projetos (BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011; IEA, 2020).

A Equação (19) expressa a tarifa mínima de venda do biometano para que o empreendimento seja viável economicamente no horizonte de 20 anos (2024–2043), considerando os custos de investimento inicial e operação. Esse parâmetro foi adaptado a

partir do LCOE, tradicionalmente aplicado à energia elétrica, substituindo-se a energia elétrica gerada pela vazão de biometano no denominador.

$$LCOB = \frac{\sum_{t=1}^m \frac{Com}{(1+i)^t} + I}{\sum_{t=1}^m \frac{Q}{(1+i)^t}} \quad (19)$$

Onde: LCOB = custo nivelado de produção do biometano (US\$/m³), t = tempo, COM = custo de operação e manutenção para o ano (US\$), i = taxa de desconto (%), Q = produção de biometano em (m³/ano) e I = investimento total (US\$).

Assim como o LCOE, o LCOB expressa o custo unitário médio ao longo da vida útil do projeto, relacionando o investimento inicial (CAPEX), os custos anuais de operação e manutenção (OPEX) e a taxa de desconto com a produção. No caso do biometano, esse indicador permite expressar os custos em US\$/m³, tornando comparáveis municípios e tecnologias de diferentes escalas (EPE, 2022; SANTOS; BARROS; TIAGO FILHO, 2016).

A taxa de desconto utilizada é de 8% ao ano, conforme estabelecido pelo Caderno de Custos do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2034 (MME, 2024).

4.6.3. Análise de sensibilidade do LCOB

Com o objetivo de avaliar a robustez dos resultados econômicos, realizou-se uma análise de sensibilidade paramétrica do LCOB variando ±30% (em passos de 10%) três alavancas: (i) custo de operação e manutenção (OPEX), (ii) custo de implantação (CAPEX) e (iii) taxa de desconto (juros). O LCOB foi calculado conforme a Seção 4.6.2, para horizonte de 20 anos e taxa base de 8% a.a. Os cenários foram aplicados a dois casos-referência: menor LCOB do Sul de Minas e menor LCOB no grupo comparativo de maior porte. Os resultados são apresentados no Capítulo 5 e permitem comparar a elasticidade do LCOB a cada parâmetro, destacando a hierarquia de influência operacional e de escala.

4.6.4. Abordagem comparativa (condicional)

Considerando que a estimativa de potencial nos municípios do Sul de Minas poderia revelar vazões de CH₄ inferiores ao intervalo de calibração das curvas de custo (80–500

m³/h), definiu-se, um procedimento condicional de comparação. Assim, caso o potencial identificado fosse pequeno, seriam analisados municípios de maior porte em outras regiões do estado, exclusivamente a título de comparação, com o objetivo de isolar o efeito de escala sobre os custos.

A seleção desses casos comparativos seguiu critérios explícitos: (i) adoção do reator UASB como etapa central do tratamento (assegurando comparabilidade tecnológica); (ii) maior população atendida, como geradora de carga afluenta e de potencial de biogás; (iii) disponibilidade e consistência de dados para estimar vazão de metano e custos; e (iv) vazões dentro ou próximas da faixa de 80–500 m³/h, privilegiando interpolação em vez de extrapolação.

Nesse contexto, os municípios selecionados foram : Uberlândia, Betim, Contagem , Montes Claros e Uberaba, cuja projeção populacional já foi considerada no subcapítulo 4.2.

5. Resultados

O estudo foi aplicado para estimar o potencial de produção de biometano ao longo de 20 anos (de 2024 a 2043), nos municípios do sul de Minas Gerais, proveniente de ETE que utilizam a tecnologia UASB, ou seja, são estações existentes e já operantes, não havendo necessidade de construção ou investimento para produção de biogás.

5.1. Projeção populacional

Para realizar a estimativa de produção do biometano, foi então realizada primeiramente a projeção populacional dos municípios, uma vez que, a geração de esgoto tende a aumentar com o aumento da população, mas não se limita a essa condição, haja visto que também depende da taxa de coleta e de tratamento do esgoto, havendo lastro para o aumentar o potencial de geração do biometano, ainda que não ocorra aumento significativo da população.

A Figura 22 mostra o resultado das projeções aplicadas com destaque para os municípios que apresentaram população acima de 100 mil habitantes do Sul de Minas, sendo eles: Pouso Alegre, Varginha, Poços de Caldas, Passos e Lavras, e ainda, dos quais a previsão de aumento foi mais significativo para o município de Pouso Alegre, Varginha e Lavras.

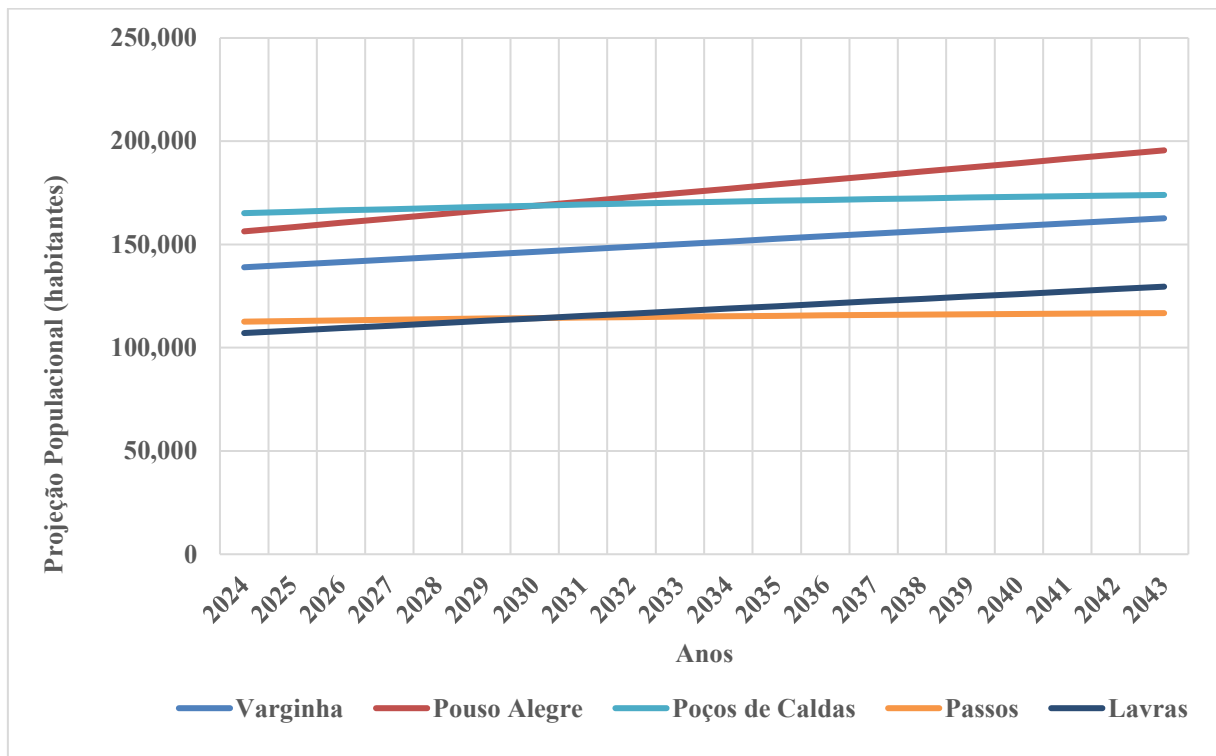


Figura 22: Projeção populacional para os municípios do Sul de Minas com tratamento de esgoto com UASB.

5.2. Geração de esgoto

A partir do consumo de água per capita/dia, taxa de coleta e tratamento de esgoto apresentados na Tabela 13, e ainda, considerando a população projetada por ano, para cada município, foram então aplicados nas equações (8) e (9) para calcular a geração de esgoto em m^3 /ano.

Importante destacar que a parcela do esgoto que é tratada que de fato irá contribuir para a produção de biogás, nesse contexto, os municípios que ainda não coletam e tratam 100% do esgoto, apresentam um lastro para aumento da produção de biogás e conseqüentemente de biometano.

Da tabela 13, observa-se que no sul de Minas somente os municípios Poços de Caldas e Alterosa apresentam 100% de coleta e tratamento, e dentre os municípios maiores, tem-se que Uberaba atende em sua totalidade, tanto coleta como tratamento do esgoto também. Para os demais municípios há ainda possibilidade de aumentar a coleta e o tratamento, havendo um potencial para aumento da produção de biogás e conseqüentemente, do biometano.

5.3. Geração de biogás e biometano

A partir da geração de esgoto foi calculada a geração de biogás aplicando as Equações de (10) a (15), para cada ano para cada município. Na sequência, foi calculada a capacidade de produção do biometano, considerando uma concentração típica de 60% de metano no biogás conforme Tabela 1, e 70% de eficiência na purificação (EPE, 2018).

Uma vez que as estimativas de geração de biogás e biometano foram calculadas para cada município e para cada ano da projeção, procedeu-se com o cálculo da média, ao longo dos 20 anos de vida útil da planta, a fim de definir uma capacidade de geração de biogás proveniente do esgoto, por município, assim como a média da produção de biometano também. Se adotasse o valor mínimo de geração de biogás/biometano como capacidade instalada da planta, poderia logo atingir seu limite e passar o restante dos anos, perdendo o potencial de geração. Já o valor máximo de geração estimado elevaria o investimento e poderia ficar vários anos operando abaixo da sua capacidade. Nesse contexto, optou-se por trabalhar com a média de geração para cada município para se determinar a vazão que a usina deverá atender durante a vida útil.

A Tabela 17 apresenta a capacidade instalada de produção de biogás e biometano em m^3/dia , e ainda a produção de biometano em m^3/hora .

Observa-se que a soma da capacidade de produção de biometano por município, tem-se para a região um potencial de 20.697,65 m^3/dia de biogás, e deste, 8.693,01 m^3/dia de biometano, representando cerca de 42% de produção de biometano por dia.

No que tange à produção em m^3/hora , comparando com o porte das plantas utilizadas para ajuste das curvas de CAPEX e OPEX específicos, observa-se que os municípios que apresentam uma produção de no mínimo 50 m^3/h , considerando ser o mais próximo do mínimo considerado no ajuste (80 m^3/h), são: Varginha com 51,73 m^3/hora ; Alfenas com 52,49 m^3/hora ; Poços de Caldas com 66,35 m^3/hora .

Esses resultados dialogam com estudos como o de CAMPELLO (2021), que analisou as barreiras regulatórias e institucionais para inserção do biogás na matriz energética. Enquanto Campello enfatizou o papel das políticas públicas, este trabalho amplia a análise ao dimensionar de forma regionalizada o potencial produtivo e econômico das ETEs do Sul de Minas, integrando variáveis técnicas e econômicas ao debate regulatório.

Tabela 17: Produção de Biogás e Biometano nos municípios do Sul de Minas

Municípios	Capacidade instalada		
	Q Biogás (m ³ /dia)	Q CH ₄ (m ³ /dia)	Q CH ₄ (m ³ /hora)
Varginha	2.956,01	1.241,53	51.73
Pouso Alegre	1.819,95	764,38	31.85
Itajubá	932,08	391,47	16.31
Alfenas	2.999,33	1.259,72	52.49
Poços de Caldas	3.791,15	1.592,28	66.35
Passos	1.820,11	764,45	31.85
Lavras	2.783,46	1.169,05	48.71
Santa Rita do Sapucaí	441,65	185,49	7.73
Boa Esperança	413,59	173,71	7.24
Alterosa	221,27	92,94	3.87
Bom Repouso	217,15	91,20	3.80
Bom Sucesso	298,20	125,24	5.22
Borda da Mata	312,52	131,26	5.47
Bueno Brandão	136,07	57,15	2.38
Cabo Verde	0,00	0,00	
Cambuí	6,06	2,55	0.11
Caxambu	74,11	31,13	1.30
Gonçalves	50,25	21,10	0.88
Ijaci	99,78	41,91	1.75
Lambari	0,00	0,00	
Monte Sião	414,37	174,04	7.25
Paraguaçu	430,30	180,73	7.53
Pedralva	214,10	89,92	3.75
Santo Antônio do Amparo	266,13	111,77	4.66
SOMA DO SUL DE MINAS	20,697.65	8,693.01	362.21

Foi aplicada a mesma metodologia para os municípios com maiores populações cujo tratamento de esgoto, também se dá com UASB, apresentados na Tabela 18. Como pode ser observado, para esses municípios a produção de biometano por hora se enquadram melhor na curva de CAPEX e OPEX, com exceção de Montes Claros que apresentou uma produção de 66,89 m³/hora, mas ainda acima da maioria dos municípios do Sul de Minas.

Tabela 18: Produção de Biogás e Biometano nos municípios mais populosos com tratamento de esgoto com UASB

Municípios	Capacidade instalada		
	Q Biogás (m ³ /dia)	Q CH ₄ (m ³ /dia)	Q CH ₄ (m ³ /hora)
Uberlândia	12.332,56	5.179,68	215,82

Tabela 18: Produção de Biogás e Biometano nos municípios mais populosos com tratamento de esgoto com UASB

Municípios	Capacidade instalada		
	Q Biogás (m ³ /dia)	Q CH ₄ (m ³ /dia)	Q CH ₄ (m ³ /hora)
Contagem	16.403,61	6.889,52	287,06
Montes Claros	3.822,01	1.605,24	66,89
Uberaba	17.969,43	7.547,16	314,47
Betim	8.549,16	3.590,65	149,61

5.4. Análise econômica

Para o estudo econômico foram considerados os seguintes parâmetros para cada município:

- Vida útil: 20 anos
- Taxa de desconto: 8% (MME, 2024)
- CAPEX utilizando a equação 17
- OPEX utilizando a equação 18
- Custo nivelado utilizando equação 19
- Análise de sensibilidade

A Tabela 19 apresenta um resumo dos resultados obtidos considerando a capacidade de produção de biometano em m³/hora.

Os resultados aqui obtidos também se aproximam dos achados de FELCA (2018), que em sua pesquisa experimental avaliou a utilização energética do biogás em municípios do Sul de Minas. Contudo, enquanto Felca trabalhou com casos específicos em escala experimental, esta dissertação amplia o escopo ao considerar múltiplos municípios simultaneamente e ao integrar parâmetros de investimento (CAPEX), operação (OPEX) e custo nivelado de produção (LCOQ). Assim, o presente estudo complementa e expande a literatura existente, oferecendo uma visão mais abrangente da viabilidade econômica do biometano na região.

Tabela 19: Resumo dos resultados obtidos por município do Sul de Minas

Municípios	Q CH ₄ (m ³ /h)	Cinv (US\$/m ³ /hora de biometano)	I em US\$	Com específico (\$/m ³ /h)	Com total (US\$/m ³ /h)	LCOB (\$/m ³)
Varginha	51,73	23.747,67	1.228.472,74	2.322,68	120.152,78	0,56
Pouso Alegre	31,85	31.661,73	1.008.398,59	2.674,78	85.189,32	0,71
Itajubá	16,31	47.082,92	767.990,82	3.249,78	53.008,59	0,92
Alfenas	52,49	23.543,71	1.235.767,28	2.312,87	121.398,37	0,54
Poços de Caldas	66,35	20.489,84	1.359.402,39	2.160,44	143.334,92	0,49
Passos	31,85	31.660,05	1.008.435,46	2.674,71	85.194,75	0,68
Lavras	48,71	24.609,95	1.198.765,66	2.363,69	115.136,78	0,58
Santa Rita do Sapucaí	7,73	73.319,08	566.677,47	4.038,74	31.215,15	1,32
Boa Esperança	7,24	76.229,99	551.735,22	4.116,65	29.795,38	1,37
Alterosa	3,87	110.460,03	427.735,64	4.938,44	19.123,17	1,85
Bom Repouso	3,80	111.700,51	424.469,71	4.965,58	18.869,54	1,91
Bom Sucesso	5,22	92.548,15	482.961,03	4.527,76	23.628,06	1,59
Borda da Mata	5,47	90.008,51	492.272,90	4.466,36	24.427,33	1,56
Bueno Brandão	2,38	147.375,50	350.939,11	5.689,03	13.547,05	2,36
Cambuí	0,11	932.604,30	98.920,47	14.068,34	1.492,22	12,72
Caxambu	1,30	211.305,30	27.049,92	6.789,37	8.805,39	3,25
Gonçalves	0,88	266.072,82	233.955,78	7.602,32	6.684,66	4,06
Ijaci	1,75	177.144,63	309.308,11	6.226,57	10.872,06	2,88
Monte Sião	7,25	76.144,59	552.159,86	4.114,39	29.835,33	1,39
Paraguaçu	7,53	74.459,74	560.704,94	4.069,46	30.644,28	1,34
Pedralva	3,75	112.640,75	422.034,69	4.986,04	18.681,37	1,88
Santo Antônio do Amparo	4,66	99.008,51	461.104,14	4.680,20	21.796,70	1,70

Com base nos resultados sintetizados na tabela, observa-se que o custo específico do biometano (LCOB, US\$/m³) varia amplamente entre os municípios, refletindo sobretudo efeitos de escala associados à vazão de metano (Q CH₄, m³/h). Os menores valores de LCOB concentram-se em Poços de Caldas (0,49 US\$/m³), Alfenas (0,54 US\$/m³), Varginha (0,56 US\$/m³) e Lavras (0,58 US\$/m³) — justamente os casos com maiores vazões (aproximadamente 66, 52, 52 e 49 m³/h, respectivamente). Na outra extremidade, Gonçalves (4,06 US\$/m³) e Cambuí (12,72 US\$/m³) apresentam custos substancialmente elevados, coerentes com vazões muito baixas (aproximadamente 0,88 e 0,11 m³/h). A amplitude entre o menor e o maior custo ultrapassa uma ordem de grandeza (aproximadamente 0,49 a 12,72

US\$/m³, cerca de 26 vezes), o que evidencia a forte influência da escala produtiva sobre o desempenho econômico,

A leitura conjunta de Cinv (US\$/m³/h de biometano), Com específico (US\$/m³/h) e Com total (US\$/m³/h) reforça esse diagnóstico entre os municípios de maior porte relativo, Cinv situa-se em patamares moderados (por exemplo, aproximadamente 20,5 mil em Poços de Caldas; 23,5 mil em Alfenas; 23,7 mil em Varginha; 24,6 mil em Lavras), enquanto, entre os de pequena vazão, os valores crescem abruptamente (Cambuí aproximadamente 932,6 mil; Gonçalves 266,1 mil; Bom Repouso 111,7 mil), refletindo a penalidade de pequena escala sobre o investimento por unidade de capacidade instalada, Essa mesma tendência aparece nos componentes de custo operacional (Com), com valores específicos e totais mais baixos nas cidades de maior Q e mais elevados nas de menor Q,

Quanto ao investimento total estimado (I, US\$), os casos de maior vazão requerem cifras na ordem de US\$ 1,2–1,36 milhão (Poços de Caldas, Varginha, Lavras), enquanto Itajubá aparece em patamar intermediário (cerca de US\$ 0,77 milhão), Nos municípios de pequeno porte, os investimentos situam-se tipicamente entre US\$ 0,42–0,55 milhão (Bom Repouso, Pedralva, Borda da Mata, Boa Esperança, Monte Sião), com Cambuí como exceção inferior (US\$ 0,10 milhão) devido à escala extremamente reduzida, Em termos de finanças públicas, esses montantes tendem a ser significativos frente ao orçamento de investimento anual de municípios pequenos e médios, o que, na prática, recomenda arranjos de cofinanciamento (fundos setoriais, linhas estaduais/federais), consórcios intermunicipais e/ou parcerias que diluam o CAPEX e a curva de aprendizagem operacional,

Importa notar que maior potencial (Q) não garante, por si só, o menor custo unitário em todos os casos, pois a estrutura de Cinv e as condições operacionais (premissas de projeto, configuração de processo, custos locais de energia e serviços) introduzem alguma dispersão, Itajubá ilustra esse ponto: mesmo com vazão intermediária (aproximadamente 16,3 m³/h), apresenta LCOB = 0,92 US\$/m³, superior aos valores de Varginha e Lavras, em parte pela elevação de Cinv (cerca de 47,1 mil US\$/m³/h), Ainda assim, a correlação negativa entre Q e LCOB se mantém de forma clara no conjunto, com economias de escala mais pronunciadas no investimento específico e queda mais moderada nos custos operacionais específicos, conforme esperado,

Do ponto de vista metodológico, é essencial qualificar a robustez dessas estimativas, As equações de custo foram calibradas para o intervalo 80–500 m³/h; assim, municípios com Q muito abaixo de 80 m³/h — Cambuí (0,11), Gonçalves (0,88), Bom Repouso (3,80), Pedralva

(3,75), Borda da Mata (5,47), Boa Esperança (7,24) e Monte Sião (7,25) — estão fora do domínio de calibração, o que aumenta a incerteza e pode superestimar o custo específico por efeito da extrapolação, Nesses casos, a conversão do biogás em biometano tende a ser tecnicamente possível, porém economicamente desafiadora em implantação individual, Alternativas mais aderentes seriam: uso local do biogás para geração elétrica e/ou térmica (autoconsumo na ETE, secagem de lodo, aquecimento de processos), codigestão com resíduos orgânicos externos para elevar a vazão e aproximá-la da faixa de calibração, ou ainda arranjos de cluster/regionalização para compartilhar unidades de *upgrading*, compressão e logística, capturando economias de escala,

Resultados semelhantes foram apontados por ANDRIANI et al, (2018), que analisaram a integração entre diferentes substratos, como o biogás de ETEs e de aterros sanitários, O estudo demonstrou que essa combinação pode aumentar a eficiência energética e reduzir custos específicos de produção, sobretudo em cenários de baixa vazão, reforçando a pertinência das estratégias aqui propostas para municípios de pequeno porte,

Em síntese, o conjunto de resultados confirma que Poços de Caldas, Varginha e Lavras configuram os ambientes mais favoráveis à produção de biometano, combinando maior vazão com menores custos unitários; Itajubá ocupa posição intermediária, sensível ao aperfeiçoamento de engenharia e financiamento; e os municípios de pequeno potencial demandam estratégias alternativas (autoconsumo, codigestão, consórcios) para que a valorização energética do biogás se torne tecnicamente consistente e financeiramente viável,

Diante dos pequenos valores de vazão de CH₄ identificados no conjunto de municípios do Sul de Minas, a aplicação direta das curvas de custo (calibradas no intervalo 80–500 m³/h) implica extrapolações com incerteza elevada e risco de superestimação do custo específico, Para testar a coerência dos resultados e isolar o efeito de escala, decidiu-se incluir, em caráter comparativo, municípios mineiros de maior porte que operam ETE com reator UASB, portanto tecnologicamente comparáveis aos casos do Sul de Minas e, ao mesmo tempo, com potencial de biogás mais elevado (vazões dentro ou próximas da faixa de calibração), Nessa condição, Uberlândia (215,8 m³/h), Betim (149,6 m³/h) e Montes Claros (66,9 m³/h) foram analisados como amostra comparativa ao grupo do Sul de Minas como pode ser observado na Tabela 20 ,

Para a análise de sensibilidade econômico-financeira, selecionou-se Uberaba como caso-referência do grupo de maior porte por apresentar o menor LCOB (empate com Contagem em 0,26 US\$/m³) e a maior vazão de metano do conjunto (QCH₄ = 314,47 m³/h, contra 287,06 m³/h em Contagem), maximizando a relevância operacional do cenário comparativo,

Tabela 20: Resumo dos resultados obtidos por município maiores

Municípios	Q CH4 (m ³ /h)	Cinv (US\$/m ³ /hora de biometano)	I em US\$	Com específico (\$/m ³ /h)	Com total (US\$/m ³ /h)	LCOB (\$/m ³)
Uberlândia	215,82	10.180,18	2.197.084,46	1.532,74	330.795,71	0,31
Contagem	287,06	8.595,89	2.467.563,96	1.410,64	404.944,17	0,26
Montes claros	66,89	20.391,60	1.363.893,91	2.155,35	144.160,92	0,50
Uberaba	314,47	8.143,50	2.560.846,22	1.373,71	431.984,19	0,26
Betim	149,61	12.650,84	1.892.695,88	1.705,20	255.115,41	0,35

Os resultados confirmam o papel determinante da escala, uma vez que os custos nivelados (LCOB, US\$/m³) dos grandes municípios situam-se entre 0,26 e 0,50 (Contagem = 0,26; Uberaba = 0,26; Uberlândia = 0,31; Betim = 0,35; Montes Claros = 0,50), valores inferiores ou comparáveis aos melhores casos do Sul de Minas (Poços de Caldas = 0,49; Alfenas = 0,54; Varginha = 0,56; Lavras = 0,58) e muito menores que os observados nas localidades de baixa vazão (com LCOB frequentemente acima de 1 US\$/m³ e, em alguns casos, de ordem de grandeza superior), A queda do investimento por unidade de capacidade (Cinv) acompanha essa tendência: 10,2–20,4 mil US\$/m³·h nos grandes — patamar sensivelmente mais baixo do que em várias cidades pequenas —, além de custos operacionais específicos também menores, Em termos absolutos, o CAPEX total é mais alto nos grandes (US\$ 1,36–2,20 milhões), mas relativamente mais absorvível no orçamento e com maior capacidade de alavancar financiamento do que em municípios de pequeno porte,

Em síntese, a inclusão de cidades maiores não é um desvio arbitrário do objeto: trata-se de uma estratégia metodológica para: (a) ancorar as estimativas na faixa de calibração das curvas (80–500 m³/h), (b) evidenciar a elasticidade de escala observada nas ETEs com UASB e (c) delimitar recomendações diferenciadas de política/projeto, Assim, enquanto centros com $Q \gtrsim 150 \text{ m}^3/\text{h}$ e $\text{LCOB} \lesssim 0,5 \text{ US}\$/\text{m}^3$ se mostram candidatos naturais ao *upgrading* a biometano, os municípios de baixo potencial — com Q muito abaixo de 80 m³/h — devem priorizar usos alternativos do biogás (autoconsumo elétrico/térmico, secagem de lodo), codigestão para elevar a vazão ou arranjos de consórcio que permitam capturar economias de escala, Essa leitura, sustentada pelo comparativo, dá transparência à decisão metodológica e robustece as conclusões de viabilidade do estudo,

A inclusão do grupo de comparação (municípios com UASB e maior vazão) é consistente com o padrão empírico mostrado na Figura 26, que ilustra a queda do custo unitário com o aumento de Q m^3/h ,

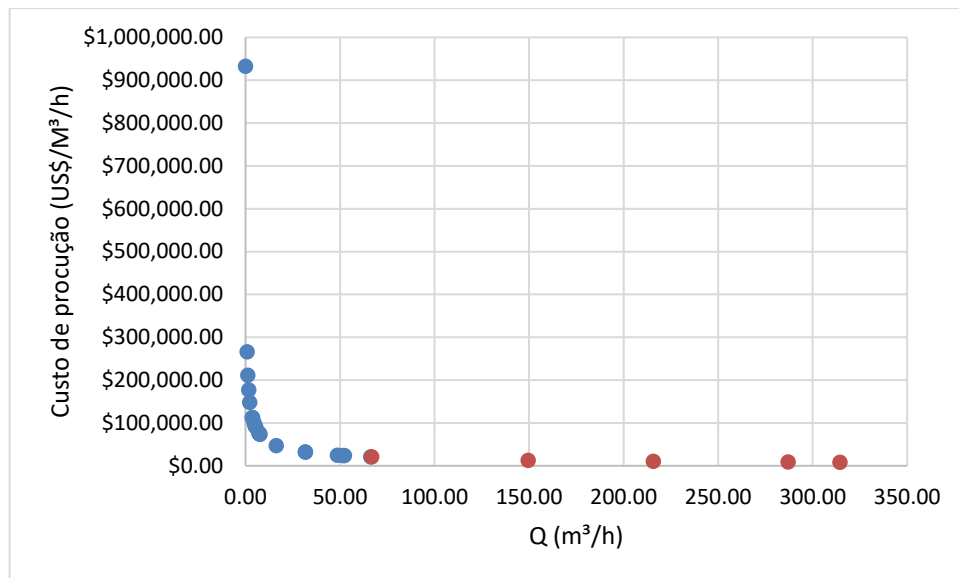


Figura 23: Relação entre a capacidade de produção de metano (Q , m^3/h) e o custo de produção (US\$/ m^3) para os municípios analisados, Fonte: elaboração própria a partir dos dados do estudo,

De forma integrada, os resultados obtidos neste trabalho evidenciam que o aproveitamento energético do biogás de ETEs do Sul de Minas Gerais apresenta potencial significativo e viabilidade econômica em cenários regionais, quando analisados a partir de métricas como CAPEX, OPEX e custo nivelado de produção (LCOB), Essa constatação reforça a hipótese inicial da pesquisa e se alinha a estudos prévios, mas também amplia o escopo da literatura existente, CAMPELLO (2021), por exemplo, destacou a importância de políticas públicas e apontou barreiras regulatórias para a inserção do biogás na matriz energética, mas não avançou na quantificação econômico-regional do potencial em ETEs, Já FELCA (2018) analisou experimentalmente o uso energético do biogás em municípios do Sul de Minas, demonstrando a viabilidade prática em contextos locais, porém sem estender sua análise a múltiplos municípios de forma comparativa e integrada, Assim, esta dissertação complementa e expande esses estudos ao oferecer uma visão regionalizada e multidimensional — técnica, regulatória e econômica — contribuindo de forma inédita para consolidar a relevância do biometano no Sul de Minas Gerais e para subsidiar a formulação de políticas públicas e estratégias de investimento no setor energético nacional.

Análise de sensibilidade do LCOB

Com o objetivo de quantificar a elasticidade do custo nivelado do biometano (LCOB) às principais alavancas econômico-financeiras do projeto, realizou-se uma análise de sensibilidade paramétrica variando $\pm 30\%$ o custo de operação (OPEX), o custo de implantação (CAPEX) e a taxa de juros. O LCOB foi calculado conforme a formulação apresentada na Seção 4.6.2, análoga ao LCOE e baseada na razão entre o valor presente de CAPEX + OPEX e a produção acumulada de biometano, a uma taxa de desconto anual de 8% e vida útil de 20 anos.

A sensibilidade foi aplicada às duas localidades com melhor desempenho em seus respectivos conjuntos: Poços de Caldas (Sul de Minas, foco do estudo; LCOB de base = US\$ 0,49/m³) e Uberaba (grupo comparativo de maior porte; LCOB de base US\$ 0,26/m³). Esses valores-âncora advêm da análise econômica do capítulo de resultados para o Sul de Minas e do grupo de comparação estadual, respectivamente, e consolidam o efeito de escala já observado nas Figuras e Tabelas precedentes. O gráfico da Figura 24 mostra a resposta do LCOB a variações no custo de operação, custo de implantação e juros entre -30% e $+30\%$.

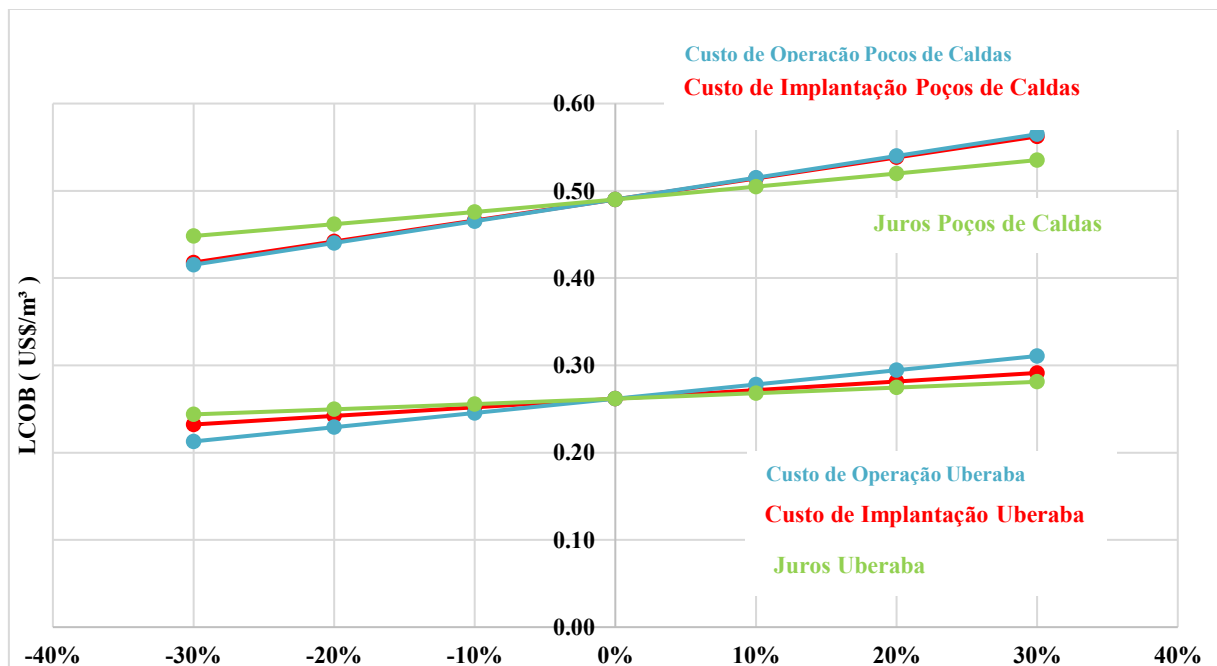


Figura 24: Análise de sensibilidade do LCOB a variações no custo de operação (OPEX) para Poços de Caldas e Uberaba (-30% a $+30\%$).

(i) OPEX: Em Poços de Caldas, o LCOB passa de US\$ 0,415/m³ (-30%) para US\$ 0,565/m³ ($+30\%$), uma amplitude de US\$ 0,150/m³; uma variação de $\pm 10\%$ em OPEX desloca o LCOB em aproximadamente $\pm 5,1\%$. Em Uberaba, o LCOB evolui de US\$ 0,213/m³ (-30%) para US\$ 0,311/m³ ($+30\%$), amplitude de US\$ 0,098/m³; $\pm 10\%$ em OPEX gera

aproximadamente $\pm 6,2\%$ no LCOB. Em ambas as localidades, portanto, OPEX é o principal driver de variação do custo unitário. Esses resultados são consistentes com a lógica econômica previamente estabelecida para o LCOB e com a parametrização utilizada no estudo.

(ii) CAPEX: : O gráfico da Figura X mostra a resposta do LCOB a variações no custo de implantação entre -30% e $+30\%$. Em Poços de Caldas, $\pm 10\%$ em CAPEX implica em aproximadamente $\pm 4,9\%$ no LCOB (faixa US\$ 0,418–0,562/m³ entre -30% e $+30\%$); em Uberaba, $\pm 10\%$ em CAPEX resulta em aproximadamente $\pm 3,8\%$ (faixa US\$ 0,232–0,291/m³). O efeito é relevante — sobretudo em Poços, onde a menor escala torna o custo de capital relativamente mais “pesado” por unidade produzida —, mas permanece inferior ao de OPEX.

(iii) Taxa de juros: A variação da taxa de desconto (cenários ilustrativos $\sim 5,6\%$ a $10,4\%$ a.a.) afeta o LCOB com intensidade menor. Em Poços de Caldas, $\pm 10\%$ na taxa move o LCOB em aproximadamente $\pm 3,0\%$ (faixa US\$ 0,448–0,535/m³ para -30% / $+30\%$); em Uberaba, aproximadamente $\pm 2,4\%$ (faixa US\$ 0,244–0,281/m³). O resultado preserva a hierarquia OPEX > CAPEX > juros.

De forma agregada, a sensibilidade corrobora o diagnóstico central dos resultados: o LCOB depende fortemente da eficiência operacional e da economia de escala — esta última já evidenciada pela relação custo \times vazão de metano e pela comparação entre municípios de maior porte e o Sul de Minas

Em Poços de Caldas, a proximidade entre as elasticidades de OPEX e CAPEX sinaliza que projetos modulares e compras eficientes (para reduzir CAPEX) devem caminhar junto com gestão energética e O&M preditiva (para reduzir OPEX). Em Uberaba, OPEX domina a variação, e aprimoramentos operacionais (energia, reagentes, manutenção) são a alavanca prioritária.

6. Conclusões

Os resultados apontam Poços de Caldas como o caso mais promissor no Sul de Minas, com custo específico do biometano (LCOB) de 0,49 US\$/m³ e vazão de metano próxima de 66 m³/h, seguido por seguido por Alfenas (0,54 US\$/m³; 52 m³/h); Varginha (0,56 US\$/m³; 52 m³/h) e Lavras (0,58 US\$/m³; 49 m³/h). No conjunto ampliado de comparação (municípios maiores com ETE UASB), os menores custos observados foram Contagem e Uberaba (ambos 0,26 US\$/m³), seguidos por Uberlândia (0,31 US\$/m³) e Betim (0,35 US\$/m³); Montes Claros apresentou 0,50 US\$/m³, patamar comparável ao de Poços de Caldas (0,49 US\$/m³), que é o melhor caso do Sul de Minas. A faixa de custos obtida é ampla: no Sul de Minas, 0,49–12,72 US\$/m³; no total analisado, 0,26–12,72 US\$/m³. Essa amplitude confirma que o LCOB é fortemente condicionado por economias de escala e por condições técnico-operacionais locais,

Ao selecionar Uberaba para a análise de sensibilidade — por combinar LCOB mínimo (0,26 US\$/m³) com a maior produção de biometano entre os casos de comparação (QCH₄ = 314,47 m³/h) — evidenciou-se que o OPEX é a principal alavanca do LCOB, seguido de CAPEX e juros, resultado consistente com a literatura e com a comparação intermunicipal realizada,

Entre os fatores que mais influenciam os custos, destaca-se, em primeiro lugar, a escala (vazão de CH₄): o investimento por unidade de capacidade (C_{inv}, US\$/m³·h) cai de forma acentuada à medida que a vazão cresce, e o OPEX específico também declina, embora mais lentamente. Em seguida, a composição e a qualidade do biogás (CH₄, CO₂, H₂S, umidade) e os requisitos de especificação impactam o consumo energético e de insumos do *upgrading*; a configuração tecnológica e a integração de processos (tipo de *upgrading*, compressão/armazenamento, estação de transferência) alteram a intensidade de CAPEX e OPEX; e a integração com o escoamento/oferta (acesso à rede, distância a consumidores, logística) afeta diretamente a viabilidade global. Por fim, condições econômico-financeiras (custo de capital, linhas de financiamento, instrumentos de incentivo) e parâmetros operacionais (disponibilidade da unidade, eficiência de purificação) modulam o volume útil e o custo unitário,

A comparação entre os maiores municípios e o Sul de Minas evidencia que maior potencial (QCH₄) tende a se associar a menores custos unitários, mas não garante automaticamente o menor LCOB, já que diferenças de C_{inv}, arranjos de processo e custos locais introduzem dispersão. Isso é particularmente visível quando se confrontam casos como Itajubá

(vazão intermediária, LCOB = 0,92 US\$/m³) com Lavras e Varginha (LCOB mais baixo), sinalizando o peso do investimento específico e das escolhas tecnológicas,

Para tornar a atividade mais atrativa no Sul de Minas, sobretudo onde as vazões estimadas ficam muito abaixo de 80 m³/h (limite inferior de calibração das curvas), recomendam-se estratégias que elevem a escala efetiva: consórcios intermunicipais para compartilhar *upgrading* e compressão; codigestão com resíduos orgânicos regionais (ou integração entre ETEs) para elevar a vazão; e integração com biogás de aterro, quando logisticamente viável, para compor um portfólio de suprimento mais robusto, Onde o *upgrading* ainda não se paga, o uso local do biogás (geração elétrica/térmica para autoconsumo, secagem de lodo, aquecimento de processos) funciona como etapa-ponte até que a escala justificável seja atingida,

Algumas limitações metodológicas devem ser explicitadas, Parte dos municípios do Sul de Minas apresenta vazões muito inferiores a 80 m³/h; nesses casos, a aplicação das curvas de custo implicou extrapolação e, portanto, maior incerteza, com tendência potencial de superestimar o custo unitário, Além disso, as equações foram ajustadas com três pontos (embora coerentes com a teoria de escala, a base amostral é enxuta), e os custos dependem do ano-base monetário e de condições regionais (energia, insumos, mão de obra), Importa ainda registrar que não foi calculado o VPL (Valor Presente Líquido): este estudo se concentrou nos custos de produção (CAPEX/OPEX) do biometano e não abordou os custos de transporte e de comercialização, que são determinantes para uma análise financeira completa e poderiam alterar a atratividade relativa entre municípios.

Os resultados de sensibilidade consolidam a leitura de que a operação é a principal fonte de incerteza econômica do LCOB, seguida do investimento, e, por fim, do custo de capital. Em Poços de Caldas (LCOB base US\$ 0,49/m³) e Uberaba (LCOB base US\$ 0,26/m³), variações de ±10% no OPEX alteram o LCOB em ≈ 5–6%, enquanto ±10% no CAPEX implica ≈ 4–5% e variações equivalentes na taxa de juros resultam em ≈ 2–3%. Tais achados reforçam as recomendações práticas do trabalho: (i) priorizar eficiência operacional (gestão de energia, manutenção preditiva, otimização de consumos e insumos do *upgrading*); (ii) adotar CAPEX modular e competitivo (dimensionamento aderente à escala real, reaproveitamento de ativos da ETE, padronização e concorrência em compras); e (iii) otimizar o custo de capital por meio de instrumentos de financiamento adequados ao porte do projeto (linhas subsidiadas, prazos longos e contratos que reduzam risco).

Do ponto de vista regional, a sensibilidade dialoga com o efeito de escala já demonstrado na comparação entre municípios: centros de maior vazão exibem LCOB estruturalmente mais baixo, e, portanto, maior resiliência a variações de custo, enquanto municípios menores são mais expostos à deterioração do OPEX/CAPEX. Tal evidência sustenta as estratégias propostas na dissertação — consórcios intermunicipais, codigestão e portfólios de demanda — para viabilizar competitividade no Sul de Minas, sem perder de vista a coerência metodológica e empírica da análise econômica desenvolvida no estudo

Os resultados deste estudo também apresentam implicações diretas para a formulação de políticas públicas. A identificação de municípios de médio porte com maior viabilidade econômica, aliada às dificuldades encontradas em localidades de pequena escala, oferece subsídios concretos para o desenho de instrumentos de incentivo. Tais instrumentos incluem a criação de linhas de financiamento específicas para implantação de tecnologias de purificação em ETEs, a concessão de incentivos fiscais — como isenções ou reduções de ICMS — voltados ao biometano proveniente do saneamento, e o estímulo à formação de consórcios intermunicipais, possibilitando ganhos de escala e maior atratividade econômica. Além disso, os resultados reforçam a importância de integrar as agendas de saneamento e transição energética em programas federais e estaduais, de modo a acelerar a adoção do biometano como alternativa estratégica para a matriz energética brasileira,

Como trabalhos futuros, recomenda-se: (i) realizar uma avaliação financeira completa (VPL, TIR, payback) comparando *upgrading* a biometano com a geração elétrica a partir do mesmo biogás, sob diferentes cenários de tarifas, preços do biometano e custo de capital; (ii) quantificar o potencial integrado ETE + aterro e avaliar desenhos de consórcios e rotas de distribuição (GNC/GNV/rede), com análises de sensibilidade; (iii) refinar as curvas de custo com uma base ampliada de pontos empíricos nas faixas 80–300 e 300–800 m³/h, reduzindo incertezas nos expoentes de escala; (iv) incorporar uma avaliação ambiental monetizada (mitigação de GEE, disposição de lodo, substituição de insumos), de modo a refletir cobenefícios na decisão de investimento,

Outro aspecto relevante para investigações futuras refere-se a municípios que já contam com rede de distribuição de gás natural, como é o caso de Poços de Caldas. A existência dessa infraestrutura cria condições favoráveis para a injeção direta do biometano na rede, reduzindo barreiras logísticas e de investimento. Estudos específicos sobre o aproveitamento dessa vantagem podem contribuir para avaliar a competitividade do biometano frente ao gás natural

fóssil, além de subsidiar políticas de incentivo direcionadas a municípios com infraestrutura pré-existente

Em síntese, Poços de Caldas é o melhor candidato regional; no conjunto estadual ampliado, Uberlândia apresenta o menor custo unitário e a maior escala, e o Sul de Minas pode elevar significativamente sua atratividade via escala cooperada (consórcios/codigestão) e integração com aterros.

Referências

ABIOGÁS, Panorama do biogás no Brasil 2022, Associação Brasileira do Biogás, Disponível em: <https://www.abiogas.org.br>, Acesso em: 5 ago, 2025,

ABIOGÁS – Associação Brasileira do Biogás, Contribuição da ABiogás ao PDE 2034–PDE 2035 (Consulta Pública nº 179/2024), [S, l.: s, n.], 2024, Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=7b4e7a1b-ab3d-77d7-a79d-f63d04e99721&groupId=436859, Acesso em: 14 ago, 2025,

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA, Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector, Paris: IEA, 2021, Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/063ae08a-7114-4b58-a34e-39db2112d0a2/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector.pdf>, Acesso em: 11 nov, 2024,

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA), [Nome do conjunto de dados]: séries históricas, Brasília, DF: ANA, [s, d.], Disponível em: [https://dadosabertos.ana.gov.br/datasets/\[slug-do-dataset\]](https://dadosabertos.ana.gov.br/datasets/[slug-do-dataset]), Acesso em: 14 ago, 2025,

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, n, 75, p, 94, 18 abril, 2012,

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, Altera a Resolução Normativa nº 482/2012, Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, n, 226, p, 100, 25 nov, 2015,

ANEEL, Projeto da Raízen é vencedor em leilão, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016, Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>, Acesso em: 5 ago, 2025,

ANEEL, Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>, Acesso em: 5 ago, 2025,

ANEEL, Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, Altera a Resolução nº 482/2012, Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>, Acesso em: 5 ago, 2025,

ANGELIDAKI, I, *et al*, Biogas upgrading and utilization: current status and perspectives, *Biotechnology Advances*, v, 36, n, 2, p, 452-466, 2018. Disponível em: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/29360505/>, Acesso em: 14 ago, 2025

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, Resolução nº 685, de 29 de junho de 2017, Altera a Resolução ANP nº 8/2015, que estabelece a especificação do biometano, Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, n, 124, p, 108, 30 junho, 2017,

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, Resolução nº 8, de 30 de janeiro de 2015, Estabelece a especificação do biometano oriundo de aterro sanitário e de estações de tratamento de esgoto destinadas ao uso veicular e em

instalações residenciais e comerciais, Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, n, 21, p, 68, 2 fev., 2015,

ANP, Boletim de acompanhamento da indústria de gás natural - Junho de 2024, Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/serie-historica-de-precos-de-combustiveis>, Acesso em: nov, 2024,

ANP, Despacho nº 1,084, de 14 de setembro de 2017, Disponível em: <https://www.gov.br/anp>, Acesso em: 5 ago, 2025,

ANP, Resolução nº 08, de 30 de janeiro de 2015, Estabelece as especificações do biometano, Disponível em: <https://www.gov.br/anp>, Acesso em: 5 ago, 2025,

ANP, Resolução nº 685, de 29 de junho de 2017, Altera dispositivos da Resolução nº 08/2015, Disponível em: <https://www.gov.br/anp>, Acesso em: 5 ago, 2025,

ANP, Resolução nº 886, de 29 de setembro de 2022, Estabelece especificações e regras para o biometano oriundo de aterros e ETEs, Disponível em: <https://www.gov.br/anp>, Acesso em: 5 ago, 2025,

BIOGÁS E ENERGIA, Biometano atrai empresas em 2025 – Maio de 2025b, Disponível em: <https://biogaseenergia.com.br/biometano-empresas-2025>, Acesso em: 6 ago, 2025,

BIOGÁS E ENERGIA, Mercado de biometano no Brasil – Maio de 2025a, Disponível em: <https://biogaseenergia.com.br/mercado-de-biometano-no-brasil-maio-de-2025>, Acesso em: 6 ago, 2025,

BORGES, G, P.; FERREIRA, A, M.; NOGUEIRA, A, C, Biometano produzido a partir de biogás de ETEs e seu uso como combustível veicular, 2016, Disponível em: https://www.academia.edu/56506022/Biometano_produzido_a_partir_de_biog%C3%A1s_de_ETEs_e_seu_uso_como_combust%C3%ADvel_veicular, Acesso em: 15 maio 2025.

BRASIL, Decreto nº 10,712, de 2 de junho de 2021, Regulamenta a Lei nº 14,134/2021, Diário Oficial da União, Brasília, DF, 3 jun, 2021b,

BRASIL, Decreto nº 11,003, de 21 de março de 2022, Institui a Estratégia Federal de Incentivo ao Uso Sustentável de Biogás e Biometano, Diário Oficial da União, Brasília, DF, 22 mar, 2022b,

BRASIL, Lei nº 12,305, de 2 de agosto de 2010, Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos; altera a Lei nº 9,605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências, Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, ano 147, n, 147, p, 3-7, 3 ago, 2010,

BRASIL, Lei nº 13,576, de 26 de dezembro de 2017, Institui a Política Nacional de Biocombustíveis – RenovaBio e dá outras providências, Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, ano 154, n, 248, p, 6-10, 27 dez, 2017,

BRASIL, Lei nº 13,576, de 26 de dezembro de 2017, Institui a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 dez, 2017,

BRASIL, Lei nº 14,026, de 15 de julho de 2020, Atualiza o marco legal do saneamento básico, Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16 jul, 2020,

BRASIL, Lei nº 14,026, de 15 de julho de 2020, Atualiza o Marco Legal do Saneamento Básico e altera as Leis nº 9,984, de 17 de julho de 2000, nº 10,768, de 19 de novembro de 2003, nº 11,107, de 6 de abril de 2005, e nº 11,445, de 5 de janeiro de 2007, Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, ano 158, n, 134, p, 1-8, 16 jul, 2020, Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/lei/L14026.htm, Acesso em: 3 ago, 2025,,

BRASIL, Lei nº 14,134, de 8 de abril de 2021, Dispõe sobre o transporte de gás natural, Diário Oficial da União, Brasília, DF, 9 abr, 2021a,

BRASIL, Lei nº 14,300, de 6 de janeiro de 2022, Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 jan, 2022a,

BRASIL, Plano de Transformação Ecológica do Brasil, Ministério da Fazenda, 2023, Disponível em: <https://www.gov.br/fazenda>, Acesso em: 6 ago, 2025,

CAMPRELLO, Laura Dardot; BARROS, Regina Mambeli; TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio; SANTOS, Ivan Felipe Silva dos, Analysis of the economic viability of the use of biogas produced in wastewater treatment plants to generate electrical energy, Environment, Development and Sustainability, v, 23, p, 2614-2629, 2020,

CAÑOTE, Susan J, B, et al, Energy and economic evaluation of the production of biogas from anaerobic and aerobic sludge in Brazil, Waste and Biomass Valorization, v, 12, p, 947-969, 2020,

CLEANTECHLOOPS, Técnicas de adsorção por oscilação de pressão para enriquecimento de biogás, Blogging hub, Elaborado por Salman Zafar, jan, 2024, Disponível em: <https://www.cleantechloops.com/pressure-swing-adsorption-for-biogas-enrichment/>, Acesso em: jan, 2024,

COELHO, Suani Teixeira (Coord.); GARCILASSO, Vanessa Pecora; FERRAZ JUNIOR, Antônio Djalma Nunes; SANTOS, Marilin Mariano dos; JOPPERT, Caio Luca, Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano: Parte I Biogás; Parte II Biometano, São Paulo: IEE-USP, 2018,

COVOLAN, J, P, M.; SILVA, M, A, Z, M, e, Comparação entre métodos numéricos para sistemas lineares na aplicação do método primal dual barreira logarítmica para dimensionamento de biodigestores rurais, C,Q,D, – Revista Eletrônica Paulista de Matemática, Bauru, v, 17, p, 12-23, fev, 2020, DOI: 10,21167/cqdvoll7ermacic202023169664jpmcmazms1223,

DEVI, M, K, et al, A comprehensive review on current trends and development of biomethane production from food waste: Circular economy and techno economic analysis, Energy Conversion and Management, 2023, Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236123015764#ab005>, Acesso em: nov, 2023,

DOLEJS, P, et al, Psychrophilic anaerobic treatment of sewage: Biomethane potential, kinetics and importance of inoculum selection, Journal of Cleaner Production, 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, Nota Técnica: Inserção do Biogás na Matriz Energética Brasileira, Junho de 2018, Disponível em: <https://www.epe.gov.br>, Acesso em: 5 ago, 2025,

EPE, *RenovaBio: princípios e funcionamento*, Empresa de Pesquisa Energética, 2022, Disponível em: <https://www.epe.gov.br>, Acesso em: 5 ago, 2025,

FEIDEN, A, et al, *Avaliação da eficiência de um biodigestor tubular na produção de biogás a partir de águas residuárias de suinocultura*, Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n5v1/020.pdf>, Acesso em: nov, 2024,

FELCA, A, T, A, et al, *Analysis of biogas produced by the anaerobic digestion of sludge generated at wastewater treatment plants in the South of Minas Gerais, Brazil as a potential energy source*, *Sustainable Cities and Society*, v, 41, p, 139-156, 2018,

FREITAS, Flávio Ferreira et al, *Study of the potential for energy use of biogas from a wastewater treatment plant to a medium-sized city: a technical, economic and environmental analysis*, *Waste and Biomass Valorization*, 2022,

GARCIA, Cornélio Ribeiro et al, *Technical-economic analyses of electric energy generation by biogas from anaerobic digestion of sewage sludge from an aerobic reactor with the addition of charcoal*, *Methane*, v, 3, p, 595-616, 2024,

GARCILASSO, V, P, et al, *Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano: Part, I Biogás; Part, II Biometano*, São Paulo: IEE-USP, 2018, Disponível em: <https://gbio.webhostusp.sti.usp.br/sites/default/files/anexosnoticias/livro-tecnologias-producao-uso-biogas-biometano.pdf>, Acesso em: 24 fev, 2024,

GARDEMANN, A, M,C,V,A,; JUNQUEIRA, Gabriel, *Nota técnica: Purificação do Biogás, ABiogás: Associação Brasileira de Biogás e Biometano*, São Paulo/SP, p, 1-4, 2018, Disponível em: <https://abiogas.org.br/>, Acesso em: 24 fev, 2024,

GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, *Biometano como combustível veicular*, Brasília: GIZ, 2014, Disponível em: https://www.giz.de/en/downloads/giz_biogas_como_combustivel_digital_simples.pdf, Acesso em: 15 maio 2025,

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO, *Decreto nº 58,659, de 4 de dezembro de 2012, Institui o Programa Paulista de Biogás e dá providências correlatas*, *Diário Oficial do Estado de São Paulo*, São Paulo, SP, 5 dez, 2012, Disponível em: <https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/decreto/2012/decreto-58659-04,12,2012.html>, Acesso em: 3 ago, 2025,

GUTIÉRREZ, E, C, et al, *an economic and carbon analysis of biomethane production from food waste to be used as a transport fuel in Mexico*, *Journal of Cleaner Production*, 2018. Acesso em: out, 2024.

INSTITUTO 17; ABIOGÁS, *Biogás no Brasil: barreiras e recomendações para o desenvolvimento do setor*: Instituto 17, 2022, Disponível em: <https://abiogas.org.br/wp-content/uploads/protectedfiles/Biog%C3%A1s%20no%20Brasil%20Barreiras%20e%20recomenda%C3%A7%C3%B5es%20para%20o%20desenvolvimento%20do%20setor%20%282022%29.pdf>, Acesso em: 15 maio 2025,

LETTINGA, G,; VAN VELSEN, A, F, M,; HOBMA, S, W,; DE ZEEUW, W, J,; KLAPWIJK, A, *Use of the upflow sludge blanket (USB) reactor concept for biological wastewater treatment*,

especially for anaerobic treatment, *Biotechnology and Bioengineering*, v, 22, n, 4, p, 699-734, 1980, DOI: <https://doi.org/10.1002/bit.260220402>

MINAS GERAIS, Lei nº 24,396, de 13 de julho de 2023, Institui a Política Estadual do Biogás e do Biometano, *Diário do Legislativo*, Belo Horizonte, MG, 14 julho, 2023, Disponível em: <https://www.almg.gov.br/legislacao-mineira/texto/LEI/24396/2023/>, Acesso em: 14 agosto, 2025,

MINAS GERAIS, Resolução nº 34, de 5 de setembro de 2023, Dispõe sobre as condições e critérios para comercialização e distribuição de biometano por redes estruturantes e redes de gás canalizado no Estado, *Diário do Executivo*, Belo Horizonte, MG, 6 set, 2023, Disponível em: https://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/resolucao/2023/34_2023.html, Acesso em: 14 agosto, 2025,

MINAS GERAIS, Projeto de Lei nº 3,899, de 12 de junho de 2025, Altera a Lei nº 24,396, de 13 de julho de 2023, para dispor sobre incentivo à instalação de biodigestores em instituições públicas, *Assembleia Legislativa do Estado de Minas Gerais*, Belo Horizonte, MG, 2025, Disponível em: <https://www.almg.gov.br/projetos-de-lei/PL/3899/2025/>, Acesso em: 14 agosto, 2025,

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (BRASIL), Caderno de Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão: Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2034, Rio de Janeiro: MME, 2024, Disponível em: , Acesso em: 7 agosto, 2025,

MMA, Ministério do Meio Ambiente, Portaria nº 71, de 22 de março de 2022, Institui o Programa Metano Zero, *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 23 mar, 2022,

MME, Ministério de Minas e Energia, Diretrizes para o Plano de Expansão da Rede de Distribuição de Gás Natural, Brasília, 2024, Disponível em: <https://www.gov.br/mme>, Acesso em: 6 agosto, 2025,

MME, Programa Nacional de Combustível Sustentável, Ministério de Minas e Energia, 2023, Disponível em: <https://www.gov.br/mme>, Acesso em: 6 agosto, 2025,

NARZETTI, D, A, Novo marco regulatório do saneamento básico, Fundação Escola Nacional de Administração Pública, Enap, 2021, Acesso em: out, 2024 pela Escola Virtual Gov,

OLIVEIRA, Gisela, Roteiro Tecnológico (roadmap) da Captação, Utilização e Valorização do Biogás, 2015, Tese (Doutorado em Ciências da Terra) – Universidade Fernando Pessoa, Porto, 2015, Disponível em: https://bdigital.ufp.pt/bitstream/10284/5636/1/TD_Gisela_Oliveira.pdf, Acesso em: 15 maio 2025,

OLIVEIRA, S, M, A, C, Análise de desempenho e confiabilidade de estações de tratamento de esgotos, 2006, Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Disponível em: <http://hdl.handle.net/1843/ENGD-6RFQ6F7>, Acesso em: nov, 2024,

OLSEN, Ana Paula, Panorama e proposições sobre o mercado de biogás e biometano no estado do Paraná, Curitiba: Secretaria de Estado do Planejamento e Projetos Estruturantes, 2020,

OLSEN, Monroe Fabrício, Avaliação do marco legal do Biogás do Paraná (Lei Estadual 19,500/2018) e proposta de regulamentação: relatório final, Ministério da Ciência, Tecnologia

e Inovações, Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial, Brasília/DF, 2020, Disponível em: <https://cibiogas.eadplataforma.app/curso/avaliacao-do-marco-legal-do-biogas-do-parana-lei-estadual-19-500-2018-e-proposta>, Acesso em: 4 mar, 2024,

PARANÁ (Estado), Decreto nº 9,817, de 5 de maio de 2025, Concede isenção de ICMS para aquisições de bens destinados à produção de biogás, biometano, metanol, CO₂ e combustível sustentável de aviação (SAF), Diário Oficial do Estado do Paraná, Curitiba, PR, 6 maio 2025, Disponível em: <https://www.parana.pr.gov.br/Noticia/Decreto-isenta-de-ICMS-biogas-biometano-e-combustivel-sustentavel-de-aviao-no-Parana>, Acesso em: 3 agosto, 2025,

PARANÁ (Estado), Lei Complementar nº 19,500, de 21 de maio de 2018, Institui a Política Estadual do Biogás e Biometano e dá outras providências, Diário Oficial do Estado do Paraná, Curitiba, PR, 22 maio 2018, Disponível em: <https://www.legislador.com.br/LegislatorWEB,ASP?WCI=LeiTexto&ID=4&tpLei=1&nrLei=19500&aaLei=2018>, Acesso em: 3 agosto, 2025,

RIO DE JANEIRO, Decreto nº 44,855, de 26 de junho de 2014, Regulamenta a Lei nº 6,361/2012, Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 27 junho, 2014,

RIO DE JANEIRO (Estado), Decreto nº 44,855, de 26 de junho de 2014, Regulamenta a Lei nº 6,361/2012, que institui a Política Estadual de Gás Natural Renovável (GNR) no Estado do Rio de Janeiro, Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 27 jun, 2014, Disponível em: <https://faolex.fao.org/docs/pdf/bra137621.pdf>, Acesso em: 3 ago, 2025,

RIO DE JANEIRO (Estado), Lei nº 6,361, de 18 de dezembro de 2012, Institui a Política Estadual de Gás Natural Renovável (GNR), visando incentivar a produção e o consumo desse combustível, Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 19 dez, 2012, Disponível em: <https://www.jusbrasil.com.br/legislacao/1033645/lei-6361-12>, Acesso em: 3 ago, 2025,

RIO DE JANEIRO, Lei nº 6,361, de 18 de dezembro de 2012, Política Estadual de Gás Natural Renovável, Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 19 dez, 2012,

RIO GRANDE DO SUL (Estado), Lei nº 14,864, de 11 de maio de 2016, Institui a Política Estadual do Biogás e do Biometano e o Programa Gaúcho de Incentivo à Geração e Utilização de Biogás e de Biometano (RSGÁS), Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 12 maio 2016, Disponível em: <https://www.al.rs.gov.br/filerepository/repLegis.aspx?tipo=lei&ano=2016&numero=14864>, Acesso em: 3 ago, 2025,

RIO GRANDE DO SUL (Estado), Lei nº 15,377, de 28 de novembro de 2019, Altera a Lei nº 14,864/2016, que institui a Política Estadual do Biogás e do Biometano, Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 29 nov, 2019, Disponível em: <https://www.al.rs.gov.br/filerepository/repLegis.aspx?tipo=lei&ano=2019&numero=15377>, Acesso em: 3 ago, 2025,

SALES SILVA, Sara Talita et al, Technical and economic evaluation of using biomethane from sanitary landfills for supplying vehicles in the Southeastern region of Brazil, Renewable Energy, v, 196, p, 1142-1157, 2022.

SANTA CATARINA (Estado), Lei nº 17,542, de 12 de julho de 2018, Institui a Política Estadual do Biogás, estabelece definições e mecanismos de incentivo econômico e fiscal para

empreendimentos de produção, comercialização e transporte de biogás, Diário Oficial do Estado de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 13 jul, 2018, Disponível em: https://leis,alesc,sc.gov.br/html/2018/17542_2018_lei.html, Acesso em: 3 ago, 2025

SANTOS, Ivan Felipe Silva dos; BARROS, Regina Mambeli; TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio, Electricity generation from biogas of anaerobic wastewater treatment plants in Brazil: an assessment of feasibility and potential, *Journal of Cleaner Production*, v, 126, p, 504-514, 2016,

SILVA, Ana Paula Moni et al, Study on preliminary economic availability of electric energy use from drying bed sludge by biogas from anaerobic digestion and incineration in Brazil, *Cleaner Waste Systems*, v, 6, p, 100117, 2023,

SILVEIRA, B, et al, Guia técnico de aproveitamento energético de biogás em estações de tratamento de esgoto, Probiogás, Ministério das Cidades; Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2015, Disponível em: <https://antigo.mdr.gov.br/images/stories/ArquivosSNSA/probiogas/probiogas-guia-etes.pdf>, Acesso em: mar, 2024

,SNIS, Diagnóstico Temático – Serviços de Água e Esgoto, Visão Geral - ano de referência 2022, dez, 2023, Disponível em: https://www.gov.br/cidades/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/saneamento/snis/produtos-dosnis/diagnosticos/DIAGNOSTICO_TEMATICO_VISAO_GERAL_AE_SNIS_2023.pdf, Acesso em: nov, 2024,

SNIS, Painel de indicadores – Esgoto, Ano base 2022, Disponível em: http://appsnis.mdr.gov.br/indicadores-hmg/web/agua_esgoto/mapa-esgoto?codigo=3151800, Acesso em: nov, 2024,

SOARES, I, P, et al, Biogás e suas contribuições para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, Embrapa Agroenergia, Brasília/DF, 2022, Disponível em: <https://www.embrapa.br/busca-de-publicacoes/-/publicacao/1149613/biogas-e-suas-contribuicoes-para-os-objetivos-de-desenvolvimento-sustentavel>, Acesso em: 4 mar, 2024,

SÃO PAULO, Decreto nº 58,659, de 4 de dezembro de 2012, Institui o Programa Paulista de Biogás, Diário Oficial do Estado de São Paulo, São Paulo, SP, 5 dez, 2012,

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ (UFPR), Aula biogás: obtenção e aproveitamento, Palotina: UFPR, 2019, Disponível em: <https://palotina.ufpr.br/bioenergia/wp-content/uploads/sites/5/2019/05/Biogas.pdf>, Acesso em: 15 maio 2025,

SÃO PAULO (Estado), Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP, Deliberação nº 744, de 12 de abril de 2017, Estabelece as condições para a distribuição de biometano por redes canalizadas de gás no Estado de São Paulo, *Diário Oficial do Estado de São Paulo*, Poder Executivo, São Paulo, SP, 13 abr, 2017, Disponível em: <https://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/ld17442017.pdf>, Acesso em: 14 ago, 2025,

SÃO PAULO (Estado), Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP, Deliberação nº 1,105, de 8 de janeiro de 2020, Dispõe sobre condições e critérios para a troca (“swap”) de gás natural e biometano entre redes de distribuição canalizadas, *Diário Oficial do Estado de São Paulo*, Poder Executivo, São Paulo, SP, 9 jan, 2020, Disponível em: <https://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/ld111052020.pdf>, Acesso em: 14 ago, 2025,

SÃO PAULO (Estado), Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP, Deliberação nº 1,342, de 7 de abril de 2022, Altera a Deliberação ARSESP nº 744/2017, que estabelece as condições para a distribuição de biometano por redes canalizadas, *Diário Oficial do Estado de São Paulo*, Poder Executivo, São Paulo, SP, 8 abr, 2022, Disponível em: <https://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/ldl13422022.pdf>, Acesso em: 14 ago, 2025,

PETERSSON, A.; WELLINGER, A, *Biogas upgrading technologies – developments and innovations*, Paris: IEA Bioenergy, Task 37, 2009, Disponível em: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2009/10/upgrading_rz_low_final.pdf, Acesso em: 14 ago, 2025, BAUER, F.; HULTEBERG, C.; PERSSON, T.; TAMM, D, *Biogas upgrading – review of commercial technologies*, Malmö: Svenskt Gastekniskt Center AB (SGC), 2013, (SGC Rapport 2013:270), Disponível em: https://vav.griffel.net/filer/c_sgc2013-270.pdf, Acesso em: 14 ago, 2025,

NIESNER, J.; JECHA, D.; STEHLIK, P, Biogas upgrading technologies: state of art review in European region, *Chemical Engineering Transactions*, v, 35, p, 517-522, 2013, DOI: 10,3303/CET1335086, Disponível em: <https://www.cetjournal.it/index.php/cet/article/view/CET1335086>, Acesso em: 14 ago, 2025,

EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION (EBA), *EBA Statistical Report 2023 – Excerpt*, Brussels: EBA, 2023, Disponível em: <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/12/EBA-Statistical-Report-2023-Excerpt.pdf>, Acesso em: 14 ago, 2025,

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2022: Biogás e Biometano*, Rio de Janeiro: EPE, 2022, Disponível em: <https://www.epe.gov.br>, Acesso em: 2 out, 2025,

LANTZ, M.; SVENSSON, M.; BJÖRNSSON, L.; BÖRJESSON, P, The prospects for an expansion of biogas systems in Sweden—Incentives, barriers and potentials, *Energy Policy*, v, 35, n, 3, p, 1830-1843, 2017, DOI: <https://doi.org/10,1016/j.enpol,2006,12,018>,

ABIOGÁS, Associação Brasileira do Biogás, *Anuário do Biogás 2023*, São Paulo: ABiogás, 2023, Disponível em: <https://abiogas.org.br>, Acesso em: 2 out, 2025,

ANDRIANI, D.; WIDYASTUTI, T.; PRASETYA, A.; SAEPULOH, A.; PRAWANA, A.; RIZKIA, Z, A review on optimization production and upgrading biogas through CO₂ removal using various techniques, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v, 90, p, 715–741, 2018, DOI: <https://doi.org/10,1016/j.rser,2018,03,006>

QASIM, S, R, *Wastewater treatment plants: planning, design and operation*, 2, ed, Lancaster: Technomic Publishing Company, 1999, 1107 p,

BRANKER, K.; PATHAK, M, J, M.; PEARCE, J, M, A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v, 15, p, 4470-4482, 2011, DOI: <https://doi.org/10,1016/j.rser,2011,07,104>,