



ACESSO ABERTO

Data de Recebimento:

12/08/2026

Data de Aceite:

18/09/2026

Data de Publicação:

29/09/2026

**Autor correspondente:*

Giovano Candiani, Doutorado,
Avenida Conceição, 545 – Cen-
tro - Diadema/SP - CEP: 09920-
000. Telefone: (11) 3385-4137;
E-mail: gcandiani@unifesp.br.

Citação:

CANDIANI, G., CANDIANI, V. Potencial teórico e realidade operacional do biometano em aterro sanitário: modelagem da geração e análise econômico-financeira em Jambéiro, São Paulo. *Revista Multidisciplinar em Educação e Meio Ambiente*, v. 7, n. 3, 2026. <https://doi.org/10.51161/integrar/rema/4945>

POTENCIAL TEÓRICO E REALIDADE OPERACIONAL DO BIOMETANO EM ATERRO SANITÁRIO: MODELAGEM DA GERAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA EM JAMBEIRO, SÃO PAULO

Vitor Candiani^a, Giovano Candiani^b.

^a Departamento de Biotecnologia, Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ-MG), Campus Dom Bosco. Praça Dom Helvécio, 74, Fábricas, São João del-Rei, MG - CEP: 36301-160.

^b Departamento de Ciências Ambientais, Universidade Federal de São Paulo (UNIFESP-SP), Campus Diadema. Avenida Conceição, 545, Centro, Diadema, SP - CEP: 09920-000.

RESUMO

Introdução: A valorização do gás de aterro como biometano pode ampliar a recuperação energética de resíduos e reduzir emissões de metano. **Metodologia:** A UTGR Jambéiro, São Paulo, foi avaliada pelo LandGEM, com $L_0=76 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{Mg}$ e análise de sensibilidade para $k=0,05, 0,069$ e $0,12 \text{ ano}^{-1}$. A disposição utilizou a série ex ante de 2012–2023 e dois cenários posteriores: persistência de 527.000 t/ano e máximo de 2.000 t/dia limitado à capacidade total de projeto. A capacidade de processamento de 2.500 Nm^3/h foi comparada à geração modelada. O teste econômico adotou CAPEX de R\$ 40 milhões, bases públicas de 12.000 e 30.000 m^3/dia de biometano, preços de R\$ 2,43–2,79/ m^3 e OPEX de 20%–50% da receita. **Resultados:** Em 2026, a geração modelada variou de 3.887 a 7.593 m^3/h , e a capacidade de processamento correspondeu a 32,9%–64,3% desse intervalo. Os picos variaram de 5.244 a 9.498 m^3/h entre 2030 e 2032. O payback simples variou de 20 a 90 meses conforme capacidade, preço e OPEX. **Conclusões:** Os resultados indicam potencial de valorização energética, condicionado às premissas de disposição, cinética, utilização da planta e condições econômicas, não devendo ser interpretados como previsão operacional.

Palavras-chave: Biocombustíveis; Gerenciamento de Resíduos; Metano; Energia Renovável; Resíduos Sólidos.

ABSTRACT

Introduction: Upgrading landfill gas to biomethane can increase energy recovery from waste and reduce methane emissions. **Methods:** UTGR Jambéiro, São Paulo, Brazil, was assessed with LandGEM using $L_0=76 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{Mg}$ and sensitivity analysis for $k=0.05, 0.069$, and 0.12 yr^{-1} . Waste disposal used the 2012–2023 ex ante series and two subsequent scenarios: persistence at 527,000 Mg/yr and maximum throughput of 2,000 Mg/day constrained by total design capacity. The 2,500 Nm^3/h processing capacity was compared

DOI: 10.51161/integrar/
rema/4945

Editora Integrar© 2026.

Todos os direitos reservados.

with modeled generation. The economic stress test adopted BRL 40 million CAPEX, public biomethane capacity bases of 12,000 and 30,000 m³/day, prices of BRL 2.43–2.79/m³, and OPEX of 20%–50% of revenue. Results: In 2026, modeled generation ranged from 3,887 to 7,593 m³/h, and processing capacity corresponded to 32.9%–64.3% of this interval. Peaks ranged from 5,244 to 9,498 m³/h between 2030 and 2032. Simple payback ranged from 20 to 90 months depending on capacity, price, and OPEX. Conclusions: The results indicate energy-recovery potential, conditional on disposal, kinetic, plant-utilization, and economic assumptions, and should not be interpreted as an operational forecast.

Keywords: Biofuels; Waste Management; Methane; Renewable Energy; Solid Waste.

1 INTRODUÇÃO

A transição para sistemas energéticos de menor intensidade de carbono tem ampliado o interesse pelo aproveitamento de resíduos sólidos urbanos (RSU). Em aterros sanitários, a recuperação do gás da decomposição anaeróbia permite converter um fluxo rico em metano em eletricidade, calor ou combustível, integrando gestão de resíduos, recuperação de recursos e economia circular (LEME et al., 2014; MAMBELI BARROS; TIAGO FILHO; SILVA, 2014). No Brasil, o biometano de aterro pode substituir combustíveis fósseis em usos veiculares e estacionários, desde que atenda aos requisitos de qualidade, e sua atratividade depende da escala de produção, infraestrutura e condições econômicas (SILVA et al., 2022).

A geração de gás é temporalmente variável e depende, entre outros fatores, da massa e composição dos resíduos, umidade, temperatura, idade do maciço e práticas operacionais. Modelos de decaimento de primeira ordem, como o LandGEM, são úteis para estruturar projeções, mas seus resultados permanecem condicionados aos parâmetros adotados e devem, idealmente, ser confrontados com dados locais (KRAUSE; THORNELOE, 2024; CANDIANI; MOREIRA, 2018).

A recuperação e o tratamento do gás de aterro reduzem a liberação direta de metano e podem gerar um produto energético de maior valor. Entretanto, os benefícios ambientais dependem das emissões fugitivas, do consumo energético do upgrading, das fronteiras do sistema e do combustível substituído; por isso, não se presume neutralidade ou negatividade de carbono sem avaliação específica (PHEAKDEY; NOUDENG; XUAN, 2023; GODOY et al., 2024).

O upgrading por membranas é uma rota consolidada para enriquecer o teor de CH₄ no biogás, embora a conformidade do biometano dependa do conjunto de parâmetros de qualidade, e não apenas da concentração de metano (SCHOLZ; MELIN; WESSLING, 2013; VRBOVÁ; CIAHOTNÝ, 2017). No Brasil, a regulação do biometano e os instrumentos do RenovaBio integram o ambiente institucional do setor; receitas de CBIOS exigem certificação e lastro próprios e, portanto, não devem ser inferidas somente a partir do volume produzido (ANP, 2019; ANP, 2025; ANP, 2026).

Uma questão central é distinguir geração modelada de capacidade efetivamente disponível para processar e aproveitar o gás. O LandGEM permite dados específicos do local ou parâmetros padrão, e estudos brasileiros mostram que parâmetros cinéticos podem variar substancialmente, justificando análise de sensibilidade e cautela na extrapolação (KRAUSE; THORNELOE, 2024; CANDIANI; MOREIRA, 2018; PIÑAS et al., 2016).

Este estudo analisa a Unidade de Tratamento e Gestão de Resíduos Sólidos (UTGR) de Jambuí, São Paulo, integrando dados documentais públicos, modelagem LandGEM e teste econômico. Busca-se:

(i) estimar o intervalo de geração sob diferentes premissas cinéticas e de disposição; (ii) comparar esse intervalo com a capacidade nominal de processamento da planta; e (iii) avaliar, por teste de estresse, como capacidade, preço e OPEX influenciam o payback simples do empreendimento.

2 MATERIAL E MÉTODOS

2.1 Base documental, dados do estudo de caso e fundamentação bibliográfica

O estudo combina dados documentais públicos da UTGR Jambuí, literatura técnico-científica e documentos oficiais. A série de disposição de 2012–2023 e a capacidade de projeto de até 2.000 t/dia foram obtidas do Documento de Concepção do Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo da UTGR, elaborado em 2012 e disponibilizado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação; nele, as massas são projeções ex ante, e não pesagens históricas posteriores (BRASIL, 2012). Para a infraestrutura de aproveitamento, o Grupo Multilixo informa capacidade de processamento de até 2.500 Nm³/h, motogerador de 1,2 MW e enriquecimento do metano para valores superiores a 90%; a página institucional da BioBR, usina de biometano do Grupo Multilixo, informa capacidade de até 12.000 m³/dia de biometano, enquanto comunicações de implantação de 2023 reportaram 30.000 m³/dia e investimento de R\$ 40 milhões (GRUPO MULTILIXO, s.d.a; s.d.b; ABEGÁS, 2023; OBRIEM, 2023).

A bibliografia foi utilizada como suporte aos modelos de primeira ordem, parâmetros cinéticos, recuperação energética, upgrading, impactos ambientais e análise econômica. O levantamento não é apresentado como revisão sistemática ou meta-análise. Por se tratar de análise documental e modelagem, sem participação de seres humanos ou utilização de animais, não se aplica apreciação por Comitê de Ética em Pesquisa.

2.2 Estimativa do potencial teórico de metano (IPCC)

Para estimar o potencial estequiométrico máximo de metano associado à fração biodegradável dos resíduos, adotou-se a estrutura de parâmetros das diretrizes do IPCC (2006). A Equação 1a fornece a massa potencial de CH₄ por massa de resíduo; a conversão para volume específico é apresentada na Equação 1b. Essa explicitação evita tratar diretamente uma fração mássica como m³ CH₄/Mg. Os valores de DOC=0,15, DOCf=0,5 e F=0,5 são adotados como premissas do cenário teórico e não representam caracterização gravimétrica ou ensaio específico da UTGR; consequentemente, L₀ é tratado como parâmetro teórico fixo, cuja incerteza é reconhecida nas limitações do estudo.

$$L_{0,m} = \text{MCF} \times \text{DOC} \times \text{DOCf} \times F \times (16/12) = 0,050 \text{ kg CH}_4/\text{kg RSU} \quad (\text{Eq. 1a})$$

$$L_{0,v} = L_{0,m} \times 1000 / \rho_{\text{CH}_4} \approx 76 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{Mg}, \text{ para } \rho_{\text{CH}_4} \approx 0,656 \text{ kg/m}^3 (25^\circ\text{C}; 1 \text{ atm}) \quad (\text{Eq. 1b})$$

Onde MCF=1,0; DOC=0,15; DOCf=0,5; F=0,5; 16/12 é a razão estequiométrica metano/carbono; e ρ_{CH_4} é a densidade de referência empregada apenas na conversão massa-volume. DOC, DOCf e F são premissas do cenário teórico, não parâmetros medidos especificamente na UTGR.

2.3 Modelagem Temporal e Cinética de Geração (LandGEM)

A projeção temporal da vazão de biogás foi calculada pela formulação de decaimento de primeira ordem utilizada pelo Landfill Gas Emissions Model (LandGEM). A implementação reproduz a estrutura da versão 3.02, com discretização anual em dez frações de 0,1 ano, e foi confrontada com a documentação

atual do LandGEM 3.1, que enfatiza o uso de dados específicos do local e a cautela na transferência de parâmetros padrão para contextos distintos (EPA, 2005; KRAUSE; THORNELOE, 2024). O potencial L0 foi fixado em 76 m³ CH4/Mg, enquanto k foi tratado como parâmetro de incerteza, e não como constante conhecida da UTGR.

$$Q_{CH4} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=0,1} k \times L_0 \times \left(\frac{M_i}{10} \right) \times e^{-k \times t_{ij}} \text{ (Eq. 2)}$$

Onde QCH4 é a geração anual de metano (m³/ano); k é a taxa de geração testada em 0,05, 0,069 e 0,12 ano⁻¹; L0=76 m³ CH4/Mg; Mi é a massa aceita no ano i; e tij é a idade da fração de massa em anos decimais.

Como a Equação 2 estima a geração de metano, a conversão para vazão total de biogás adotou fração volumétrica de CH4 igual a 50%, hipótese compatível com a aproximação utilizada pelo LandGEM para gás de aterro. Assim, Qbiogás = QCH4/0,50. Os resultados apresentados como “biogás” nas Tabelas 2 e 3 e na Figura 1 decorrem dessa conversão.

A série de entrada de 2012–2023 reproduz a trajetória de disposição projetada ex ante no PDD de 2012 (BRASIL, 2012). Para 2024 em diante foram testados dois cenários determinísticos: (A) persistência de 527.000 t/ano até 2032; e (B) recebimento máximo de 2.000 t/dia, limitado simultaneamente à capacidade total de projeto de 9.656.025 t. Como 4.464.000 t já estão projetadas até 2023, o cenário B admite 730.000 t/ano em 2024–2030, 82.025 t em 2031 e zero a partir de 2032. Nenhum cenário é interpretado como previsão probabilística.

Tabela 1 – Série de disposição utilizada como entrada no LandGEM

Ano/Período	Mi (t/ano)	Natureza / fonte
2012	155.000	PDD 2012 – projeção ex ante
2013–2018	310.000 em cada ano	PDD 2012 – projeção ex ante
2019–2020	465.000 em cada ano	PDD 2012 – projeção ex ante
2021–2022	496.000 em cada ano	PDD 2012 – projeção ex ante
2023	527.000	PDD 2012 – projeção ex ante

Ano/Período	Mi (t/ano)	Natureza / fonte
2024–2032	527.000 em cada ano	Premissa A – persistência
2024–2030	730.000 em cada ano	Premissa B – máximo limitado à capacidade total
2031–2032	82.025 em 2031; 0 em 2032	Premissa B – saldo remanescente
2033–2042	0	Pósdisposição – sem nova massa

Nota: a série de 2012–2023 é ex ante. A análise cruza os dois cenários de disposição com k=0,05; 0,069 e 0,12 ano⁻¹. Os valores representam referências de sensibilidade, sem alegação de calibração específica para Jambeiro.

2.4 Potencial energético e comparação com a capacidade de processamento

A conversão do potencial volumétrico de metano recuperável em potência elétrica foi realizada com base no poder calorífico inferior do CH4 (35,9 MJ/m³) e eficiência global de conversão elétrica de 35%, em linha com abordagens de aproveitamento energético discutidas para aterros brasileiros (MAMBELI BARROS; TIAGO FILHO; SILVA, 2014). A Equação 3 é aplicada após a conversão da vazão para m³/dia:

$$P_{inst.} = \frac{Q_{CH4} \times PCI_{CH4} \times \eta}{86400} \text{ (Eq. 3)}$$

Onde Pinst. é a potência média (MW); PCI_CH4=35,9 MJ/m³; η=35%; e 86.400 é o fator de conversão de segundos por dia.

Para a Figura 1, a vazão estimada de metano é convertida para m³/dia e aplica-se, apenas como hipótese ilustrativa, recuperação de 50% no cenário de referência (k=0,12 ano⁻¹ e máximo recebimento limitado pela capacidade total). Esse percentual não representa eficiência observada.

A capacidade nominal de processamento da usina é de até 2.500 Nm³/h (GRUPO MULTILIXO, s.d.a). Frente à geração modelada para 2026 (3.887–7.593 m³/h), ela corresponde numericamente a 32,9%–64,3% do intervalo. Essa razão é apenas indicador de escala: capacidade e modelo usam convenções volumétricas distintas (Nm³/h e m³/h), e o valor não constitui eficiência de captação nem balanço metrológico normalizado.

2.5 Premissas econômico-financeiras e teste de estresse

A avaliação econômico-financeira foi estruturada como teste de estresse, não como previsão de fluxo

de caixa. Foram consideradas duas bases públicas de capacidade de biometano: 12.000 m³/dia na página institucional atual e 30.000 m³/dia nas comunicações de implantação de 2023; a diferença é mantida como sensibilidade, sem inferir produção realizada (GRUPO MULTILIXO, s.d.b; ABEGÁS, 2023; OBRIEM, 2023). Adotaram-se preços de paridade de R\$ 2,43–2,79/m³ (ARGUS MEDIA, 2024), OPEX de 20%, 40% e 50% da receita e CAPEX de referência de R\$ 40 milhões (ABEGÁS, 2023; OBRIEM, 2023).

Cada base de capacidade é aplicada por 365 dias, sem imputar indisponibilidade, sazonalidade, tributos, financiamento ou produção efetiva. O payback simples é CAPEX dividido pelo resultado operacional anual (receita menos OPEX), sem valor do dinheiro no tempo. CBIOS foram excluídos por ausência de dados específicos de certificação e lastro; VPL e TIR não foram calculados por falta de parâmetros suficientes para fluxo de caixa descontado.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, os dados documentais públicos da Unidade de Jambeiro são analisados de forma integrada, relacionando os parâmetros da infraestrutura de purificação às projeções de geração de longo prazo e ao teste econômico do empreendimento.

3.1 Desempenho técnico e qualidade do biometano

Os parâmetros documentais confirmam infraestrutura de processamento de até 2.500 Nm³/h, motogerador de 1,2 MW e purificação para teor de metano superior a 90%, enquanto as capacidades públicas de biometano variam entre 12.000 e 30.000 m³/dia conforme a fonte e o momento da divulgação (GRUPO MULTILIXO, s.d.a; s.d.b; ABEGÁS, 2023; OBRIEM, 2023). Esses valores são capacidades divulgadas, não medições de produção efetivamente realizada.

3.2 Seletividade das membranas e parâmetros cinéticos

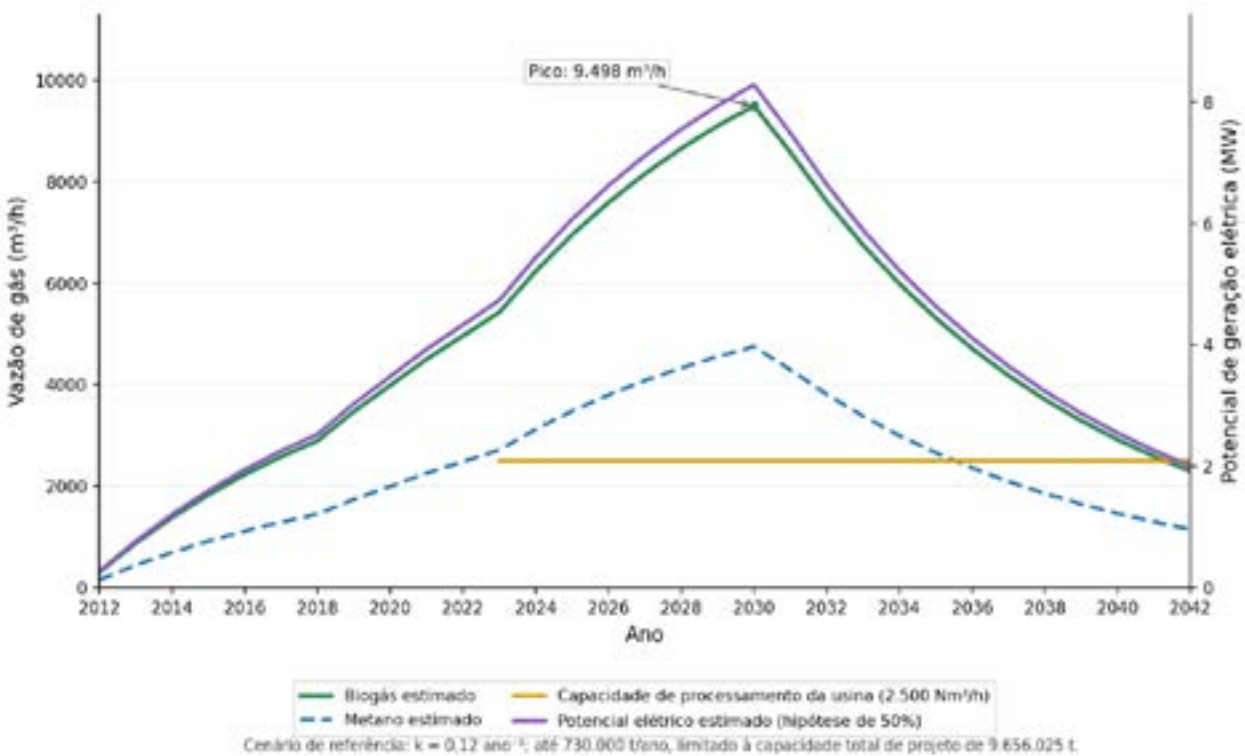
O Grupo Multilixo informa enriquecimento do metano de aproximadamente 50% para valores superiores a 90% (GRUPO MULTILIXO, s.d.a), desempenho compatível com aplicações de membranas, embora a conformidade regulatória dependa de outros parâmetros de qualidade (SCHOLZ; MELIN; WESSLING, 2013; VRBOVÁ; CIAHOTNÝ, 2017).

A taxa k é uma das principais fontes de incerteza. Por isso, testaram-se k=0,05; 0,069 e 0,12 ano⁻¹: o primeiro como referência mais lenta, o segundo em ordem de grandeza reportada em ajuste brasileiro de longo prazo e o terceiro como hipótese de cinética acelerada. A faixa é análise de sensibilidade e não calibração específica da UTGR (CANDIANI; MOREIRA, 2018).

3.3 Análise da Evolução Temporal e Desempenho Ambiental

A Figura 1 apresenta a trajetória do cenário de referência (k=0,12 ano⁻¹ e máximo recebimento limitado pela capacidade total de projeto) para facilitar a leitura temporal da geração de biogás, metano e do potencial elétrico associado à hipótese de recuperação de 50%. A incerteza paramétrica do modelo é sintetizada separadamente na Tabela 3.

Figura 1 – Projeção de biogás, metano e potencial elétrico do Aterro de Jambeiro.



Fonte: Elaborado pelos autores com base na formulação LandGEM, no PDD da UTGR Jambeiro e em parâmetros públicos da infraestrutura. Nota: no cenário de referência, k=0,12 ano⁻¹ e o recebimento é limitado simultaneamente a 2.000 t/dia e à capacidade total de projeto de 9.656.025 t. A linha de 2.500 Nm³/h representa capacidade nominal de processamento da usina de biometano, não vazão total captada. A curva de potência utiliza 50% da geração modelada apenas como hipótese de aproveitamento.

Tabela 2 – Sensibilidade da geração modelada à taxa k e ao cenário de disposição de resíduos

k (ano ⁻¹)	Cenário de disposição		Processamento/modelo 2026	Pico (m³/h)
	após 2023	Biogás 2026 (m³/h)		
0,05	Persistência: 527.000 t/ano	3.887	64,3%	5.244 (2032)
0,05	Máximo limitado à capacidade total	4.376	57,1%	5.873 (2030)
0,069	Persistência: 527.000 t/ano	4.836	51,7%	6.286 (2032)
0,069	Máximo limitado à capacidade total	5.493	45,5%	7.212 (2030)

k (ano ⁻¹)	Cenário de disposição		Processamento/modelo	
	após 2023	Biogás 2026 (m³/h)	2026	Pico (m³/h)
0,12	Persistência: 527.000 t/ano	6.535	38,3%	7.846 (2032)
0,12	Máximo limitado à capacidade total	7.593	32,9%	9.498 (2030)

Nota: todas as combinações utilizam L_o=76 m³ CH₄/Mg e a mesma série de disposição projetada ex ante para 2012–2023. No cenário de máximo recebimento, o teto de 2.000 t/dia é aplicado somente até atingir a capacidade total de projeto de 9.656.025 t. A razão processamento/modelo é calculada, apenas como indicador de escala, pela capacidade nominal de 2.500 Nm³/h dividida pela geração modelada de 2026. Como as grandezas são divulgadas sob convenções volumétricas distintas (Nm³/h e m³/h), a razão não constitui balanço metrológico normalizado nem eficiência de captação. A matriz é determinística e não atribui probabilidades aos cenários.

3.4 Discussão do Potencial de Mitigação de Metano

A Figura 1 ilustra o cenário de referência, enquanto a Tabela 2 evidencia a sensibilidade às premissas. Em 2026, a geração modelada varia de 3.887 a 7.593 m³/h e a capacidade nominal de 2.500 Nm³/h corresponde numericamente a 32,9%–64,3% desse intervalo; essa relação é indicador de escala, não eficiência física de coleta.

- Em parte dos cenários, a geração teórica supera a capacidade nominal de processamento, sugerindo espaço potencial para ampliação do aproveitamento; contudo, a parcela efetivamente disponível exigiria balanço de metano com vazão e composição, consumo, queima, emissões fugitivas, oxidação na cobertura e disponibilidade da planta.
- Os picos variam de 5.244 a 9.498 m³/h: nos cenários de persistência ocorrem em 2032 e, nos de máximo recebimento limitado pela capacidade total, em 2030. O valor de 9.498 m³/h corresponde ao caso mais elevado da matriz (k=0,12 ano⁻¹) e deve ser lido como limite de cenário, não como previsão única.

3.5 Substituição Energética e Potencial de Redução de Emissões

No cenário de referência, a hipótese de recuperação de 50% com eficiência elétrica de 35% resulta em pico teórico de aproximadamente 8,3 MW, valor distinto do motogerador instalado de 1,2 MW. Ambientalmente, maior recuperação pode reduzir emissões de metano e substituir fontes fósseis, mas o estudo não realiza inventário completo nem Avaliação de Ciclo de Vida e, portanto, não atribui balanço líquido de carbono à unidade (GODOY et al., 2024).

3.6 Avaliação do Desempenho Econômico e Análise de Sensibilidade

O teste econômico cruza as capacidades públicas de 12.000 e 30.000 m³/dia com preços de R\$ 2,43–2,79/m³ e OPEX de 20%, 40% e 50% da receita. A Tabela 3 apresenta receita bruta, resultado operacional simplificado e payback simples, mantendo CAPEX de R\$ 40 milhões.

Tabela 3 – Teste de estresse econômico com duas bases públicas de capacidade de biometano

Base de capacidade	OPEX / receita	Receita bruta anual	Resultado operacional	Payback simples
12.000 m³/dia (BioBR/Multilixo)	20%	R\$ 10,64– 12,22 milhões	R\$ 8,51–9,78 milhões	~49–56 meses
12.000 m³/dia (BioBR/Multilixo)	40%	R\$ 10,64– 12,22 milhões	R\$ 6,39–7,33 milhões	~65–75 meses
12.000 m³/dia (BioBR/Multilixo)	50%	R\$ 10,64– 12,22 milhões	R\$ 5,32–6,11 milhões	~79–90 meses
30.000 m³/dia (implantação 2023)	20%	R\$ 26,61– 30,55 milhões	R\$ 21,29– 24,44 milhões	~20–23 meses
30.000 m³/dia (implantação 2023)	40%	R\$ 26,61– 30,55 milhões	R\$ 15,97– 18,33 milhões	~26–30 meses
30.000 m³/dia (implantação 2023)	50%	R\$ 26,61– 30,55 milhões	R\$ 13,30– 15,28 milhões	~31–36 meses

Nota: 12.000 m³/dia é a capacidade atualmente informada na página institucional da BioBR (Grupo Multilixo); 30.000 m³/dia e CAPEX de R\$ 40 milhões foram divulgados na implantação de 2023. OPEX é premissa sobre a receita; CBIOS não são incluídos. O payback é simples e não incorpora valor do dinheiro no tempo, tributos, financiamento, indisponibilidade ou atualização do CAPEX.

Os resultados mostram forte sensibilidade à utilização da planta. Para 12.000 m³/dia, o payback varia de 49–90 meses; para 30.000 m³/dia, de 20–36 meses, conforme preço e OPEX. As faixas não constituem decisão de investimento, pois a produção efetiva, a disponibilidade e a estrutura financeira não foram modeladas. A exclusão de CBIOS evita monetizar lastro não demonstrado no estudo.

3.7 Integração entre energia, clima e sustentabilidade

O aproveitamento de biogás para biometano pode contribuir para a mitigação de emissões e substituição de combustíveis fósseis; contudo, o benefício depende de emissões fugitivas, upgrading, consumo energético, transporte e combustível deslocado. Sem Avaliação de Ciclo de Vida específica para Jambeiro, a discussão permanece no nível de potencial (GODOY et al., 2024).

4 CONCLUSÃO

A análise integrada indica potencial para valorização energética do gás de aterro, mas evidencia a dependência dos resultados em relação aos dados de entrada e às premissas. Com L_o=76 m³ CH₄/Mg, três

valores de k e dois cenários de disposição, a geração em 2026 varia de 3.887 a 7.593 m³/h; a capacidade nominal de processamento de 2.500 Nm³/h corresponde numericamente a 32,9%–64,3% desse intervalo, sem representar eficiência de captação. Os picos variam de 5.244 a 9.498 m³/h entre 2030 e 2032. No teste econômico, capacidades públicas de 12.000 e 30.000 m³/dia, preços de R\$ 2,43–2,79/m³ e OPEX de 20%–50% produzem payback simples de 20 a 90 meses. Assim, os resultados são compatíveis com potencial de aproveitamento energético, mas não constituem previsão operacional ou decisão definitiva de investimento.

As principais limitações são: estudo de caso único; uso de série de disposição ex ante do PDD, e não pesagens históricas posteriores; incerteza de L_o e k; comparação de escala entre 2.500 Nm³/h de capacidade nominal e geração modelada em m³/h sem normalização metrológica; ausência de balanço real de metano; divergência entre capacidades públicas de 12.000 e 30.000 m³/dia; e análise econômica baseada em capacidades nominais, preços externos, CAPEX divulgado e OPEX parametrizado, sem produção efetiva, indisponibilidade, tributos, financiamento, VPL, TIR ou CBIOs.

Pesquisas futuras devem substituir projeções ex ante por séries observadas de pesagem, calibrar k com vazões e composição do biogás, realizar balanço de metano, verificar a utilização efetiva da planta e detalhar fluxo de caixa com CAPEX discriminado, OPEX real, logística, tributação, VPL, TIR e análise probabilística. A monetização de CBIOs deve usar dados específicos de certificação, intensidade de carbono e lastro elegível.

CONFLITOS DE INTERESSE

Não há conflito de interesse.

REFERÊNCIAS

ABEGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. Usina purifica biogás sem usar rede elétrica. 5 set. 2023. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/87833>. Acesso em: 11 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). ANP aprova resolução sobre especificação e controle da qualidade do biometano. Brasília, DF, 7 ago. 2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-aprova-resolucao-sobre-especificacao-e-controle-da-qualidade-do-biometano. Acesso em: 11 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução ANP nº 802, de 5 de dezembro de 2019. Estabelece os procedimentos para geração de lastro necessário para emissão primária de Créditos de Descarbonização (CBIOs). Brasília, DF: ANP, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução ANP nº 984, de 16 de junho de 2025. Regulamenta a certificação da produção ou importação eficiente de biocombustíveis e o credenciamento de firmas inspetoras. Brasília, DF: ANP, 2025.

ARGUS MEDIA. Brazil biomethane parity prices R2.43-2.79: correction. 21 maio 2024. Disponível em: <https://www.argusmedia.com/pt/news-and-insights/latest-market-news/2541917-brazil-biomethane-parity-prices-r2.43-2.79-correction>. Acesso em: 11 ago. 2026.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Projeto de MDL ENGEP & BEGREEN no aterro UTGR – Jambeiro: documento de concepção do projeto, versão 3. Brasília, DF, 27 mar. 2012. Disponível em: https://antigo.mctic.gov.br/mctic/export/sites/institucional/ciencia/SEPED/clima/mecanismo_de_

desenvolvimento_limpo/submetidos/aprovados_termos_resolucao_1/publicacoes/363/Documento-De-Concepcao-Do-Projeto.pdf. Acesso em: 11 ago. 2026.

CANDIANI, G.; MOREIRA, J. M. L. Avaliação dos parâmetros cinéticos da geração de metano em uma célula experimental de resíduos sólidos. Engenharia Sanitária e Ambiental, v. 23, n. 3, p. 459–470, 2018. DOI: 10.1590/S1413-41522018162393.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA). Landfill Gas Emissions Model (LandGEM), Version 3.02: User’s Guide. Washington, DC: U.S. EPA, 2005.

GODOY, V.; MARTÍN-LARA, M. Á.; GARCIA-GARCIA, G.; ARJANDAS, S.; CALERO, M. Environmental impact assessment of the production of biomethane from landfill biogas and its use as vehicle fuel. Renewable Energy, v. 237, art. 121685, 2024. DOI: 10.1016/j.renene.2024.121685.

GRUPO MULTILIXO. Ações sociais e geração de energia renovável: conheça o biometano. [S. l.], [s. d.a]. Disponível em: <https://multilixo.com.br/acoes-sociais/>. Acesso em: 11 ago. 2026.

GRUPO MULTILIXO. Empresas do Grupo Multilixo. [S. l.], [s. d.b]. Disponível em: <https://multilixo.com.br/grupo-multilixo-2/>. Acesso em: 11 ago. 2026.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5: Waste. Hayama: IGES, 2006.

KRAUSE, M.; THORNELOE, S. Landfill Gas Emissions Model (LandGEM) Version 3.1 User Manual and Tool. Washington, DC: U.S. Environmental Protection Agency, EPA/600/B-24/160, 2024.

LEME, M. M. V.; ROCHA, M. H.; LORA, E. E. S.; VENTURINI, O. J.; LOPES, B. M.; FERREIRA, C. H. Techno-economic analysis and environmental impact assessment of energy recovery from Municipal Solid Waste (MSW) in Brazil. Resources, Conservation and Recycling, v. 87, p. 8–20, 2014. DOI: 10.1016/j.resconrec.2014.03.003.

MAMBELI BARROS, R.; TIAGO FILHO, G. L.; SILVA, T. R. The electric energy potential of landfill biogas in Brazil. Energy Policy, v. 65, p. 150–164, 2014. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.10.028.

OBRIEM, E. Grupo Multilixo investe R\$ 40 milhões em usina de biometano. Brasil Energia, 22 set. 2023. Disponível em: <https://brasilenergia.com.br/energia/grupo-multilixo-investe-r-40-mi-em-usina-de-biometano/>. Acesso em: 11 ago. 2026.

PHEAKDEY, D. V.; NOUDENG, V.; XUAN, T. D. Landfill Biogas Recovery and Its Contribution to Greenhouse Gas Mitigation. Energies, v. 16, n. 12, art. 4689, 2023. DOI: 10.3390/en16124689.

PIÑAS, J. A. V.; VENTURINI, O. J.; LORA, E. E. S.; OLIVEIRA, M. A.; ROALCABA, O. D. C. Aterros sanitários para geração de energia elétrica a partir da produção de biogás no Brasil: comparação dos modelos LandGEM (EPA) e Biogás (Cetesb). Revista Brasileira de Estudos de População, v. 33, n. 1, p. 175–188, 2016. DOI: 10.20947/S0102-309820160009.

SCHOLZ, M.; MELIN, T.; WESSLING, M. Transforming biogas into biomethane using membrane technology. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 17, p. 199–212, 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2012.08.009.

SILVA, S. T. S.; BARROS, R. M.; SANTOS, I. F. S.; CRISPIM, A. M. C.; TIAGO FILHO, G. L.; LORA,

E. E. S. 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. DOI: 10.1016/j.renene.2022.07.020.

VRBOVÁ, V.; CIAHOTNÝ, K. Upgrading Biogas to Biomethane Using Membrane Separation. *Energy & Fuels*, v. 31, n. 9, p. 9393–9401, 2017. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b00120.