

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA, ECÔNOMICA, SOCIAL E AMBIENTAL DOS DIFERENTES USOS FINAIS DO BIOGÁS/BIOMETANO PROVENIENTES DA CENTRAL DE TRATAMENTO DE RESÍDUOS SÓLIDOS DE SANTO ANDRÉ

Carlos Fernando Rioli Duarte de Souza ⁽¹⁾

Engenheiro Civil com ênfase em Engenharia Urbana pela Universidade Federal de São Carlos. Diretor Técnico da Sistemas Urbanos Engenharia.

Giovanna Arroyo Jardim ⁽²⁾

Engenheira Civil pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Pós-Graduada em Gestão de Projetos pela Universidade de São Paulo. Engenheira de Projetos de Infraestrutura Urbana voltados à Saneamento Básico na Sistemas Urbanos Engenharia.

Giovana da Silva Darico ⁽³⁾

Bióloga pela Universidade Paulista, Graduanda em Hidráulica e Saneamento Ambiental pela Faculdade de Tecnologia do Estado de São Paulo.

Endereço ⁽¹⁾: Rua Suíça, 660, ap. 1 – Parque da Nações – Santo André – São Paulo – CEP: 09210-000 – Brasil – Tel: +55 (11) 08309-9726 – e-mail: Fernando.duarte@sistemasurbanos.com.br

RESUMO

O estudo realizado no município de Santo André, analisou a viabilidade técnica e econômica da utilização do biogás gerado em um aterro sanitário. Foram consideradas diferentes fases do processo de formação do biogás, desde a fase aeróbia até a fase de oxidação do metano. A quantidade estimada de resíduos recebidos no aterro sanitário ao longo dos anos foi apresentada, assim como a composição gravimétrica dos resíduos, que influencia na produção de biogás. A modelagem da produção de biogás e metano foi realizada com base em normas e variáveis adaptadas à realidade brasileira. Foram realizados estudos de viabilidade técnica e econômica, considerando diferentes cenários de implantação de sistemas de captação, queima e geração de energia a partir do biogás, bem como a purificação do biogás para produção de biometano. Foram apresentadas premissas adotadas para cada cenário, incluindo custos de tecnologia, eficiência de operação e receitas provenientes da comercialização de energia, biometano e créditos de carbono.

PALAVRAS-CHAVE:

Biogás, Biometano, Captação

INTRODUÇÃO

O biogás tem emergido como uma fonte de energia promissora e sustentável, despertando interesse global devido aos seus benefícios ambientais e econômicos. Trata-se de um combustível renovável produzido através da decomposição anaeróbica de materiais orgânicos. No contexto dos resíduos sólidos urbanos, os aterros sanitários se tornaram uma importante fonte de biogás. À medida que os resíduos são depositados no aterro, ocorre um processo natural de decomposição anaeróbica, resultando na produção de biogás composto principalmente por metano (CH₄) e dióxido de carbono (CO₂), juntamente com pequenas quantidades de outros gases.

O aproveitamento do biogás é essencial não apenas para reduzir as emissões de gases de efeito estufa, mas também para aproveitar seu potencial energético. O metano presente no biogás é um gás de efeito estufa muito mais potente do que o dióxido de carbono, portanto, sua captura e utilização adequada têm um impacto significativo na mitigação das mudanças climáticas.

A produção de biogás não apenas fornece uma alternativa sustentável aos combustíveis fósseis, mas também oferece benefícios econômicos, sociais e ambientais. O biogás pode ser utilizado para a geração de eletricidade e calor, substituindo combustíveis fósseis em usinas de energia, indústrias e residências. Além disso, pode ser purificado e refinado para produzir biometano, um combustível renovável de alta qualidade que pode ser injetado na rede de gás natural ou utilizado como combustível veicular.

No entanto, a viabilidade técnica e econômica do aproveitamento do biogás depende de vários fatores, como a quantidade e composição dos resíduos orgânicos disponíveis, a eficiência dos sistemas de captação e tratamento do biogás, bem como a infraestrutura necessária para sua utilização. Estudos e modelagens são realizados para avaliar o potencial de produção de biogás, estimar as emissões de gases de efeito estufa evitadas e determinar os cenários mais adequados para o aproveitamento do biogás.

OBJETIVOS

O Objetivo deste trabalho é apresentar a avaliação da vazão e qualidade do biogás produzido na Central de Tratamento de Resíduos Sólidos – CTR de Santo André para embasamento da modelação de produção de biogás/metano, bem como estudo de viabilidade técnica/econômica para aproveitamento energético do biogás adotou-se a implantação de sistema piloto de captação de biogás.

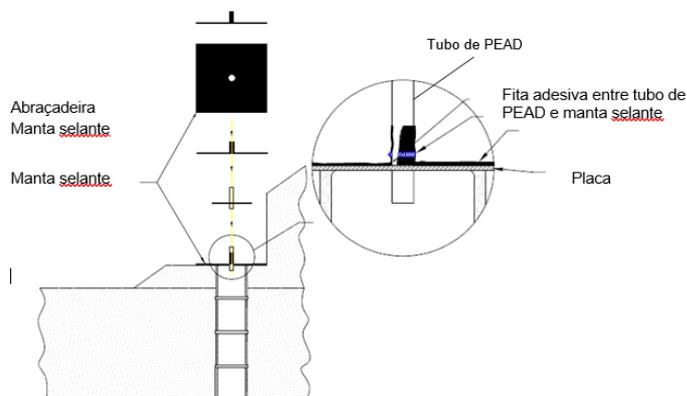
METODOLOGIA UTILIZADA

Para a realização inicial do trabalho, foi realizada uma visita técnica na CTR – Santo André para avaliação do melhor local para a implantação do sistema piloto de captação de biogás, bem como seleção dos quatro poços verticais que seriam interligados ao mesmo. Para a obtenção de média realista, os poços foram selecionados de modo a abranger células em que a deposição de resíduos ocorreu em diferentes períodos, tendo em vista que este é um fator que influencia na produção de biogás.

Com a determinação dos poços, os quais foram denominados de DG-01, DG-02, DG-03 e DG-04, foi elaborado o projeto para a implantação do sistema piloto de captação de biogás. O projeto foi elaborado considerando tubulação de Polietileno de Alta Densidade - PEAD e a adaptação dos poços que consiste na utilização de placa, manta selante e kit cabeçote ECO-FLO, conforme ilustrado pelas figuras 1 e 2 adiante.

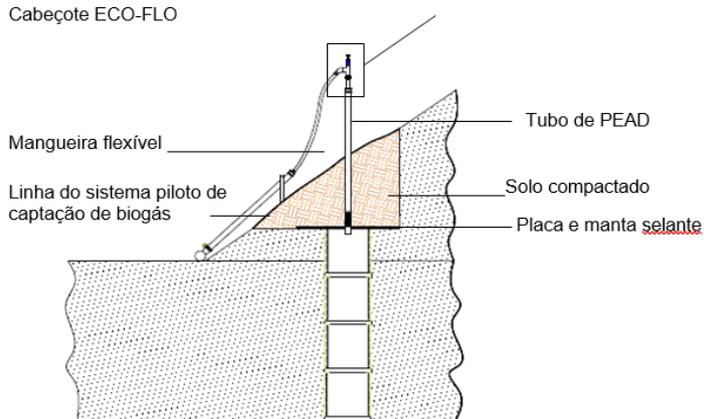
A placa tem como função segurar o tubo de PEAD no qual foi adaptado o cabeçote. A manta selante auxilia na minimização de entrada de nitrogênio e oxigênio no maciço de resíduos, obtendo assim biogás de melhor qualidade destinado para o aproveitamento energético. Já o cabeçote ECO-FLO é compacto e de fácil instalação e manutenção, além de simplificar e otimizar o processo de monitoramento em campo, pois permite que o operador de campo realize a medição da qualidade e vazão do biogás com o auxílio de analisador portátil, além de possuir válvula para o ajuste fino, maximizando a qualidade do biogás captado.

Figura 1 – Processo típico de adaptação do poço com placa e manta



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Figura 2 – Processo típico de adaptação do poço com cabeçote ECO-FLO



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Com base no projeto elaborado, nos dias 12/01/2023 e 13/01/2023 foi realizada a implantação do sistema piloto de captação de biogás. No período de 16/01/2023 foi realizada a partida do sistema piloto de captação de biogás e treinamento da equipe quanto ao monitoramento dos cabeçotes com o analisador portátil Optima 7, ilustrado abaixo pela figura 3. Os monitoramentos foram realizados até o dia 20/01/2023. Foram utilizados os analisadores portáteis Optima 7 n/s 323333 e n/s 316884. A Tabela 1 apresenta os parâmetros monitorados pelo analisador portátil Optima 7, as seguintes tabelas apresentam o monitoramento de cada DG e a tabela 6 apresenta a média geral obtida, considerando a média dos quatro poços selecionados e monitorados:

Figura 3 – Analisador portátil Optima 7



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 1 – Parâmetros

Parâmetro	Método de medição	Faixa de medição (mín./máx.)
Metano (CH ₄)	NDIR	0 - 100%
Dióxido de Carbono (CO ₂)	NDIR	0 - 100%
Sulfeto de Hidrogênio (H ₂ S)	Eletroquímico	0 - 2000 ppm
Oxigênio (O ₂)	Eletroquímico	0 - 25%
Nitrogênio (N ₂) *	Calculado	0 - 80%

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

*O N₂ apresentado no instrumento refere-se ao <Balanço> e, portanto, é composto por nitrogênio, umidade e outros componentes.

Tabela 2 – Resultados do monitoramento do DG-01



Poço	Data	Hora	CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	Balanco [%]	H ₂ S (ppm)	Vazão [m ³ /h]
DG-01	16/01/2023	09:40:28	58,1	40,0	0,1	1,8	71	84,1
DG-01	16/01/2023	10:44:58	56,4	38,9	0,3	4,4	4	92,0
DG-01	16/01/2023	13:04:57	54,6	38,9	0,4	6,1	4	92,8
DG-01	16/01/2023	15:10:12	50,4	36,3	1,8	11,5	2	83,7
DG-01	18/01/2023	17:06:04	52,7	39,6	0,4	7,3	2	84,1
DG-01	19/01/2023	08:49:52	52,0	39,4	0,3	8,3	1	86,0
DG-01	19/01/2023	16:18:51	49,1	36,7	1,1	13,1	1	84,2
DG-01	20/01/2023	08:33:08	51,7	39,3	0,4	8,6	1	84,4
MÉDIA			53,1	38,6	0,6	7,6	11	86,4

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 3 – Resultados do monitoramento do DG-02

Poço	Data	Hora	CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	Balanco [%]	H ₂ S (ppm)	Vazão [m ³ /h]
DG-02	16/01/2023	09:46:33	34,8	25,4	7,5	32,3	1	66,8
DG-02	16/01/2023	10:51:00	33,1	23,7	8,5	34,7	0	20,0
DG-02	16/01/2023	13:11:12	39,6	28,5	5,4	26,5	0	-
DG-02	17/01/2023	17:20:45	51,7	38,1	0,9	9,4	4	12,5
DG-02	18/01/2023	12:00:23	53,1	40,6	0,1	6,2	3	-
DG-02	18/01/2023	17:20:16	52,5	41,9	0,0	5,6	3	-
DG-02	19/01/2023	16:19:17	49,1	36,7	1,1	13,1	1	83,0
DG-02	20/01/2023	08:36:52	52,6	42,8	0,1	4,5	2	83,5
MÉDIA			45,8	34,7	2,9	16,5	2	53,2

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 4 – Resultados do monitoramento do DG-03

Poço	Data	Hora	CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	Balanco [%]	H ₂ S (ppm)	Vazão [m ³ /h]
DG-03	16/01/2023	09:52:21	55,0	41,7	0,2	3,2	1	69,4
DG-03	16/01/2023	10:57:04	50,9	39,7	1,1	8,3	3	77,6
DG-03	16/01/2023	13:17:31	50,3	38,3	1,6	9,8	2	74,9
DG-03	17/01/2023	17:35:21	45,7	35,4	2,0	17,0	11	66,2
DG-03	18/01/2023	12:02:37	53,1	40,6	0,1	6,2	3	24,8
DG-03	18/01/2023	17:27:51	43,1	34,7	3,8	18,4	2	88,0
DG-03	19/01/2023	09:04:57	52,5	42,1	0,0	5,4	1	56,7
DG-03	19/01/2023	16:26:28	51,2	41,3	0,1	7,5	2	75,9
DG-03	20/01/2023	08:38:43	52,6	42,8	0,1	4,5	2	94,0
MÉDIA			50,5	39,6	1,0	8,9	3	69,7

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 5 – Resultados do monitoramento do DG-04



Poço	Data	Hora	CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	Balanço [%]	H ₂ S (ppm)	Vazão [m ³ /h]
DG-04	16/01/2023	09:59:50	51,7	36,3	2,0	9,9	3	76,6
DG-04	16/01/2023	11:02:49	51,3	37,3	1,6	9,8	6	67,8
DG-04	16/01/2023	13:25:56	55,2	39,5	0,5	4,7	6	75,1
DG-04	18/01/2023	12:14:06	51,7	37,9	1,3	9,1	4	67,8
DG-04	18/01/2023	17:33:42	46,9	35,5	2,3	15,3	3	60,8
DG-04	19/01/2023	09:40:45	49,9	37,6	1,8	10,7	3	10,1
DG-04	19/01/2023	16:33:12	52,2	39,4	0,7	7,7	2	72,6
DG-04	20/01/2023	08:43:57	50,6	38,4	1,7	9,3	2	72,3
MÉDIA			51,2	37,8	1,5	9,6	4	62,9

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

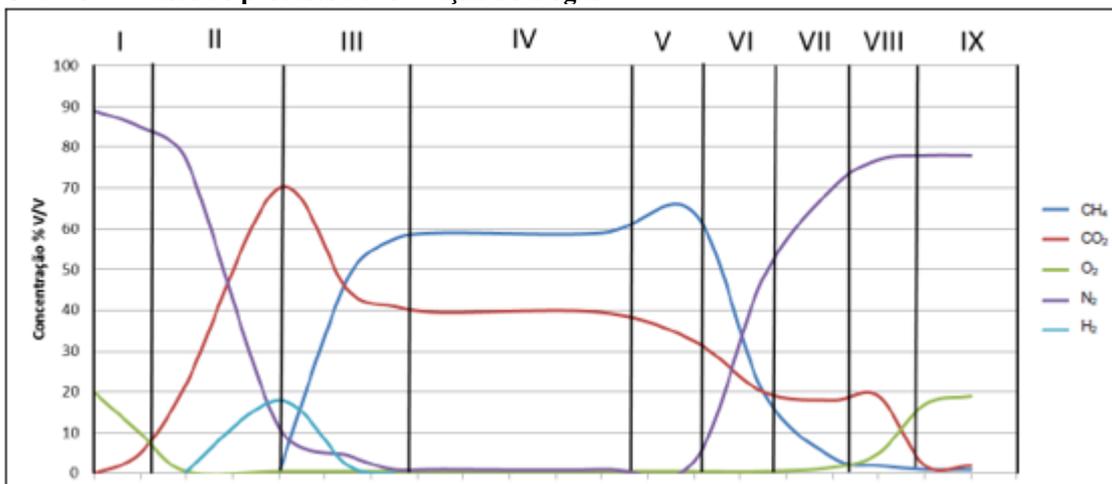
Tabela 6 – Média geral dos DG's

Poço	CH ₄ [%]	CO ₂ [%]	O ₂ [%]	Balanço [%]	H ₂ S (ppm)	Vazão [m ³ /h]
Média DG-01	53,1	38,6	0,6	7,6	11	86,4
Média DG-02	45,8	34,7	2,9	16,5	2	53,2
Média DG-03	50,5	39,6	1,0	8,9	3	69,7
Média DG-04	51,2	37,8	1,5	9,6	4	62,9
MÉDIA GERAL	50,1	37,7	1,5	10,7	5	68,0

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

A seguir é apresentado os resultados estudados da modelagem, resultando as informações obtidas em campo. Abaixo podemos observar o gráfico 1, que mostra o detalhamento das fases do processo de formação do biogás.

Gráfico 1 – Fases do processo de formação do biogás



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

- **Fase I (Fase aeróbia):** Durante degradação aeróbia é produzido até 20% de CO₂, bem como, água e

calor. O Oxigênio (O₂) contido nos poros são substituídos por Dióxido de Carbono (CO₂), resultando em um ambiente redutivo.

- **Fase II (Fase ácida - fermentação):** Substâncias poliméricas como gorduras, celulose, proteínas e seus compostos como: ácidos graxos, aminoácidos, monossacarídeos etc., são reduzidos para produtos de fermentação como: acetato, ácidos graxos inferiores, CO₂ e H₂. Assim a produção de CO₂ e H₂ atingem seus pontos máximos e o N₂ é substituído completamente. As bactérias de deterioração são anaeróbias facultativas, que degradam mesmo na presença oxigênio.
- **Fase III (Fermentação de metano instável):** Durante a fase de fermentação, as bactérias de metano começam a se desenvolver. Os produtos da fermentação da Fase II são convertidos em Metano, assim, os gases H₂, CO₂, Formiatos e Acetatos são convertidos diretamente em Metano. Na Fase intermediária forma-se Ácidos Graxos Inferiores.
- **Fase IV (Fase do metano estável):** Fase de grande produção de gás, ocorre aproximadamente 3 anos após a deposição do resíduo. Metano (CH₄) pode atingir concentração de cerca de 59% v/v, enquanto o Dióxido de Carbono (CO₂) atinge concentração de aproximadamente 41% v/v. No fim desta fase ocorre um ligeiro aumento de metano e um leve decaimento na concentração de dióxido de carbono. Nesta fase, formada no interior do depósito de resíduo, não há nenhuma desgaseificação ativa.
- **Fase V (Fase de longo prazo):** Fase em que o Metano (CH₄) apresenta valores entre 60 e 70% v/v e o Dióxido de Carbono (CO₂) sofre decaimento, apontando concentrações entre 35 e 40% v/v. Assim como a Fase IV ainda há uma grande produção de gás. A queda na concentração de dióxido de carbono se deve principalmente à lixiviação dele na água.
- **Fase VI (Fase de entrada de ar):** Fase em que há uma queda nas produções de Metano, 60% v/v para 20% v/v e Dióxido de Carbono, 35% v/v para 18% v/v. Nesta fase o azoto (N₂) volta a ser produzido, na ausência de Oxigênio (O₂). As porções periféricas (superficiais) já começam a sofrer influências atmosféricas significativas. O metano pode ser detectado apenas em maiores profundidades. Nota-se uma grande diferença de concentração de gases em razão da localização dentro do aterro.
- **Fase VII (Fase de oxidação do metano):** Fase em que o Oxigênio (O₂) volta a ser produzido, e consequentemente, o metano passa a ser oxidado por bactérias metanotróficas, formando Dióxido de Carbono. Nesta fase a razão de Metano para concentração de Dióxido de Carbono é inferior a 1.
- **Fase VIII (Fase de Dióxido de Carbono):** Fase em que a concentração de Metano fica próximo de % v/v, enquanto o Dióxido de Carbono fica entorno de 10% e 20% v/v. Os valores de azoto (N₂) são próximo aos que ocorrem naturalmente no solo e o Oxigênio apresenta concentração de 15% v/v. O metano é formado em sua totalidade em profundidades maiores.
- **Fase IX (Fase de Ar):** Nessa fase, a concentração de dióxido de carbono diminui para valores abaixo de 4% v/v. Já concentração de metano tende a 0% v/v. A concentração de oxigênio fica entre 18 e 20 % v/v e a concentração de azoto em 78% v/v. As concentrações de O₂ e N₂ podem atingir valores do ar normal do solo. Já não existe perigo de gás.

O quantitativo de resíduos é considerado item importante para a modelagem da produção de biogás/metano. Foi informado que desde o início da operação da CTR – Santo André no ano de 1986 até seu fechamento previsto para em 2027, a quantidade estimada de resíduos recebidos será de 9.063.828,71 toneladas.

Outro fator importante para a modelagem da produção de biogás e metano é a composição gravimétrica dos resíduos recebidos, tendo em vista que a composição orgânica, o teor de umidade e "degradabilidade" dos resíduos podem afetar diretamente nas características da produção de biogás/metano. Para tanto, foi utilizado o estudo sobre a Gravimetria para obtenção de dados para a modelagem de produção de biogás e metano, foram utilizados os dados dos gráficos de levantamento realizado e classificado como setores úmidos total, conforme é mostrado no gráfico 2.

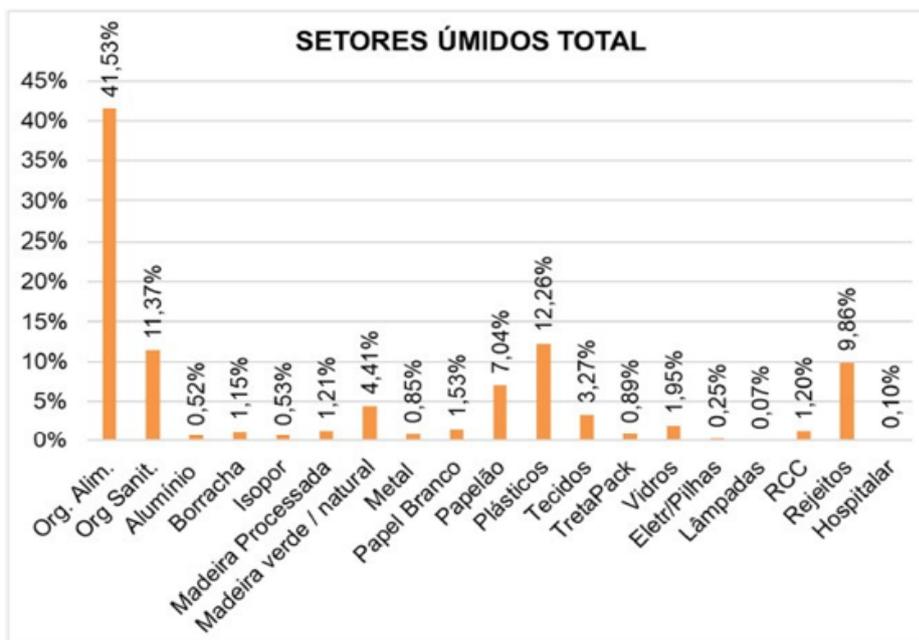
A modelagem de geração de biogás e metano foi realizada com base nas normas da USEPA (United States Environmental Protection Agency), IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) e outras variáveis adaptadas à realidade brasileira. Considerando “k” a taxa de geração de metano padrão recomendada e “Lo” o potencial de geração de metano, na modelagem realizada, foram considerados os seguintes valores para o Aterro Sanitário, conforme a figura a seguir.

Figura 4 – Considerações sobre as taxas no Aterro Sanitário

k seco=	0,100	k úmido =	0,217
LO seco =	45,15	LO úmido=	163,60

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Gráfico 2 – Composição gravimétrica dos setores úmidos total



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

A tabela a seguir apresenta os valores estimados de produção obtidos na modelagem para biogás e metano. Importante destacar que foi considerada eficiência de captação de 68%, pois apesar do aterro sanitário possuir potencial de produção de biogás, indicada na coluna B da tabela 7, não é possível captar 100% desse potencial, tendo em vista as emissões fugitivas em aterros sanitários, bem como outros fatores operacionais avaliados em campo, tais como permeabilidade do solo para compactação dos poços, distância entre os poços, processo de implantação dos poços etc.

Tabela 7 – Produção estimada de biogás e metano

A	B	C	D	E
---	---	---	---	---



Ano	Produção estimada de biogás em m ³ /h	Produção estimada de metano em m ³ /h	Produção estimada de biogás em m ³ /h, considerando eficiência de captação	Produção estimada de metano em m ³ /h, considerando eficiência de captação
	Potencial de produção	Concentração de metano	Eficiência de captação	Concentração de metano
	100%	50,1%	68%	50,1%
2023	2.864	1.435	1.947	976
2024	2.899	1.453	1.972	988
2025	2.934	1.470	1.995	1.000
2026	2.967	1.487	2.018	1.011
2027*	3.000	1.503	2.040	1.022
2028	2.792	1.399	1.899	951
2029	2.598	1.302	1.767	885
2030	2.418	1.211	1.644	824
2031	2.250	1.127	1.530	767
2032	2.094	1.049	1.424	713
2033	1.949	976	1.325	664
2034	1.814	909	1.233	618
2035	1.688	846	1.148	575
2036	1.571	787	1.068	535
2037	1.462	732	994	498
2038	1.360	682	925	463
2039	1.266	634	861	431
2040	1.178	590	801	401
2041	1.096	549	746	374
2042	1.020	511	694	348
2043	950	476	646	323
2044	884	443	601	301
2045	822	412	559	280
2046	765	383	520	261
2047	712	357	484	243

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

*Encerramento da operação da CTR – Santo André

A tabela e o gráfico adiante, apresenta os valores estimados de captação obtidos na modelagem para biogás e metano, considerando os dados de produção com 68% de eficiência de captação no maciço e eficiência de operação variável entre 60% e 95% nos anos de 2023 a 2027 em função da conciliação com a operação do aterro em si e a adaptação efetiva dos poços, tendo em vista que não é possível captar 100% dos poços existentes. A partir do ano de 2028 foi considerada eficiência de operação de 100%, pois com o encerramento das atividades do aterro sanitário, será possível conectar todos os poços existentes.

Tabela 8 – Captação estimada de biogás e metano

Ano	Produção estimada de biogás em m ³ /h, considerando eficiência de captação	Eficiência de Operação (%)	Captação estimada de biogás em m ³ /h, considerando eficiência de operação	Captação estimada de metano em m ³ /h, considerando eficiência de operação
	Eficiência de captação			Concentração de metano



	68%			50,1%
2023	1.947	60%	1.168	585
2024	1.972	70%	1.380	691
2025	1.995	75%	1.496	750
2026	2.018	85%	1.715	859
2027*	2.040	90%	1.836	920
2028	1.899	100%	1.899	951
2029	1.767	100%	1.767	885
2030	1.644	100%	1.644	824
2031	1.530	100%	1.530	767
2032	1.424	100%	1.424	713
2033	1.325	100%	1.325	664
2034	1.233	100%	1.233	618
2035	1.148	100%	1.148	575
2036	1.068	100%	1.068	535
2037	994	100%	994	498
2038	925	100%	925	463
2039	861	100%	861	431
2040	801	100%	801	401
2041	746	100%	746	374
2042	694	100%	694	348
2043	646	100%	646	323
2044	601	100%	601	301
2045	559	100%	559	280
2046	520	100%	520	261
2047	484	100%	484	243

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

*Encerramento da operação da CTR – Santo André

Gráfico 3 – Captação estimada de biogás e metano



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Foi realizado um estudo sobre a viabilidade técnica e econômica com quatro cenários de comparação. O cenário 01 consiste na implantação de Sistema de Captação e Queima de Biogás e obtenção de receita por meio de créditos de carbono. A seguir apresentam as premissas adotadas no estudo de viabilidade para o cenário 01 que consiste na implantação de Sistema de Captação e Queima de Biogás e obtenção de receita por meio de créditos de carbono. Importante destacar que os valores informados podem variar conforme o fornecedor da tecnologia, equipamentos etc.

Tabela 9 – CAPEX do Cenário 01



ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Investimento total estimado do Sistema de Captação de Biogás – SCB [1]	R\$	985.000
2	Investimento total estimado do Sistema de Queima de Biogás – SQB [2]	R\$	3.913.250
3	Investimento total estimado do SCB + SQB	R\$	4.898.250
4	Vida econômica do projeto	Ano	10
5	Valor anual de investimento	R\$ / Ano	489.825

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 10 – OPEX do Cenário 01

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Custo estimado de operação do Sistema de Captação de Biogás - SCB	R\$ / Mês	4.925
2	Custo estimado de operação do Sistema de Queima de Biogás - SQB	R\$ / Mês	19.566
3	Outros custos operacionais diretos e indiretos (água, energia, etc)	R\$ / Mês	7.827
4	Custo total estimado de operação do SCB + SQB	R\$ / Mês	32.318
5	Meses no ano	Mês	12
6	Valor anual estimado de operação	R\$ / Ano	387.813

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 11 – Receita do Cenário 01

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Quantidade estimada de CERs (Ver cálculo na Tabela 16)	ton CERs / Ano	67.243
2	Valor de venda de CERs [1]	USD / ton CERs	5,50
3	Receita bruta estimada da venda de CERs	USD / Ano	369.836
4	Câmbio (USD > R\$)	R\$	5,20
5	Receita bruta estimada da venda de CERs [2]	R\$ / Ano	1.923.145

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 12 – Custos estimados com o processo de CERs



ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Registro do projeto de CERs	R\$	100.000
2	Auditoria do processo de registro do projeto de CERs	R\$	90.000
3	Verificação anual de CERs	R\$ / Ano	192.314
4	Auditoria anual do processo de verificação de CERs	R\$ / Ano	90.000
5	Análise laboratorial semestral das emissões do flare	R\$ / Ano	60.000

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

O cenário 02 consiste na implantação de Sistema de Captação e Queima e Geração de Energia de Biogás e obtenção de receita por meio de créditos de carbono, conforme apresentado no abaixo:

A seguir apresentam as premissas adotadas no estudo de viabilidade para o cenário 02 que consiste na implantação de Sistema de Captação, Queima e Geração de Energia e obtenção de receita por meio comercialização de energia e créditos de carbono. Importante destacar que os valores informados podem variar conforme o fornecedor da tecnologia, equipamentos etc.

Tabela 13 – CAPEX do cenário 02

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Investimento total estimado do Sistema de Captação de Biogás – SCB [1]	R\$	985.000
2	Investimento total estimado do Sistema de Queima de Biogás – SQB [2]	R\$	3.913.250
3	Investimento total estimado do Sistema de Geração de Energia – SGE [3]	R\$	4.500.000
4	Investimento total estimado do SCB + SQB + SGE	R\$	9.398.250
5	Vida econômica do projeto	Ano	10
6	Valor anual de investimento	R\$ / Ano	939.825

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 14 – OPEX do cenário 02

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Custo estimado de operação do Sistema de Captação de Biogás - SCB	R\$ / Mês	4.925
2	Custo estimado de operação do Sistema de Queima de Biogás - SQB	R\$ / Mês	19.566
3	Custo estimado de operação do Sistema de Geração de Energia - SGE	R\$ / Mês	120.000
4	Outros custos operacionais diretos e indiretos (água, energia, etc)	R\$ / Mês	19.566
5	Custo total estimado de operação do SCB + SQB + SGE	R\$ / Mês	164.058
6	Meses no ano	Mês	12
7	Valor anual estimado de operação	R\$ / Ano	1.968.690

Fonte: Desenvolvido pelo autor.



Tabela 15 – Receita do cenário 02

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Quantidade estimada de CERs (Ver cálculo na Tabela 22)	ton CERs / Ano	67.243
2	Valor de venda de CERs [1]	USD / ton CERs	7,80
3	Receita bruta estimada da venda de CERs	USD / Ano	524.494
4	Câmbio (USD > R\$)	R\$	5,20
5	Receita bruta estimada da venda de CERs	R\$ / Ano	2.727.369
6	Valor de venda de energia [2]	R\$ / MWh	220
7	Receita bruta estimada da venda de energia	R\$	1.755.328

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 16 – Capacidade de Geração de Energia

Item	Descrição	Valor	Unidade
1	11,2 kW de energia em 1 Nm ³ CH ₄	11,2	kW/Nm ³
2	Concentração estimada de metano no biogás	50,1	%
3	Conteúdo energético do biogás	5,61	kW/Nm ³
4	Perdas e Ineficiências	0,0	%
Item	Eficiência de motogerador	Valor	Unidade
5	Eletricidade	36,0%	2,02 kW/Nm ³
6	Calor	41,5%	2,33 kW/Nm ³
7	Perda	22,5%	1,26 kW/Nm ³
Item	Geração de energia	Valor	Unidade
8	Vazão de biogás	1.000	Nm ³ /h
9	Concentração de metano	50,1	%
10	Vazão de metano	501	Nm ³ /h
11	Capacidade de geração de energia elétrica líquida	1.012	kW
12	Capacidade de geração de energia elétrica líquida	1	MW

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 17 – Capacidade de Geração de Energia

Item	Descrição	Unidade	Valor
1	Vazão de biogás	Nm³/h	1.000
2	Concentração de metano	%	50,1%
3	Vazão de metano	Nm³/h	501
4	Horas de operação no ano	h	8.760
5	Disponibilidade da planta	%	90%
6	Horas de operação efetiva da planta	h	7.884
7	Capacidade de geração de energia elétrica líquida	kW	1.012
8	Geração de energia líquida anual	kWh	7.978.766
9	Geração de energia líquida anual	MWh	7.979
10	Geração de energia líquida mensal	MWh	665

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 18 – Custos Estimativos com processo de CERs

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Registro do projeto de CERs	R\$	100.000
2	Auditoria do processo de registro do projeto de CERs	R\$	90.000
3	Verificação anual de CERs	R\$ / Ano	272.737
4	Auditoria anual do processo de verificação de CERs	R\$ / Ano	90.000
5	Análise laboratorial semestral das emissões do flare	R\$ / Ano	60.000

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

O cenário 03 consiste na implantação de Sistema de Captação, Queima e Purificação de Biogás (tecnologia PSA) e obtenção de receita por meio da comercialização do biometano produzido e créditos de carbono. A seguir apresentam as premissas adotadas no estudo de viabilidade para o cenário 03 que consiste na implantação de Sistema de Captação, Queima e Purificação de Biogás (tecnologia PSA) e obtenção de receita por meio da comercialização do biometano produzido e créditos de carbono. Importante destacar que os valores informados podem variar conforme o fornecedor da tecnologia, equipamentos etc.

Tabela 19 – CAPEX do Cenário 03

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Investimento total estimado do Sistema de Captação de Biogás – SCB [1]	R\$	985.000
2	Investimento total estimado do Sistema de Queima de Biogás – SQB [2]	R\$	3.913.250
3	Investimento total estimado do Sistema de Purificação de Biogás - SPB (tecnologia PSA) [3]	R\$	30.000.000
4	Investimento total estimado do SCB + SQB + SPB	R\$	34.898.250
5	Vida econômica do projeto	Ano	15
6	Valor anual de investimento	R\$ / Ano	2.326.550

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 20 – OPEX do Cenário 03



ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Custo estimado de operação do Sistema de Captação de Biogás - SCB	R\$ / Mês	4.925
2	Custo estimado de operação do Sistema de Queima de Biogás - SQB	R\$ / Mês	19.566
3	Custo estimado de operação do Sistema de Purificação de Biogás - SPB (tecnologia PSA)	R\$ / Mês	90.000
4	Outros custos operacionais diretos e indiretos (água, energia, etc)	R\$ / Mês	27.393
5	Custo total estimado de operação do SCB + SQB + SPB	R\$ / Mês	141.884
6	Meses no ano	Mês	12
7	Valor anual estimado de operação	R\$ / Ano	1.702.608

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 21 – Receita do Cenário 03

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Quantidade estimada de CERs (Ver cálculo na Tabela 30)	ton CERs / Ano	67.243
2	Valor de venda de CERs [1]	USD / ton CERs	3,00
3	Receita bruta estimada da venda de CERs	USD / Ano	201.728
4	Câmbio (USD > R\$)	R\$	5,20
5	Receita bruta estimada da venda de CERs	R\$ / Ano	1.048.988
6	Quantidade estimada de produção de biometano	Nm ³ / ano	3.547.800
7	Valor de venda de biometano [2]	R\$ / Nm ³	1,70
8	Receita bruta estimada da venda de biometano	R\$	6.031.260

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 22 – Cálculo Estimado de Biometano

Item	Descrição	Unidade	Valor
1	Vazão de biometano estimada	Nm ³ /h	450
4	Horas de operação no ano	h	8.760
5	Disponibilidade da planta	%	90%
6	Horas de operação efetiva da planta	h	7.884
7	Total de biometano estimado produzido no ano	Nm ³	3.547.800

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 23 – Custos Estimativos com processo de CERs

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Registro do projeto de CERs	R\$	100.000
2	Auditoria do processo de registro do projeto de CERs	R\$	90.000
3	Verificação anual de CERs	R\$ / Ano	272.737
4	Auditoria anual do processo de verificação de CERs	R\$ / Ano	90.000
5	Análise laboratorial semestral das emissões do flare	R\$ / Ano	60.000

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

O cenário 04 consiste na implantação de Sistema de Captação, Queima e Purificação de Biogás (tecnologia por membrana) e obtenção de receita por meio da comercialização do biometano produzido e de créditos de carbono. A seguir apresentam as premissas adotadas no estudo de viabilidade para o cenário 04 que consiste na implantação de Sistema de Captação, Queima e Purificação de Biogás (tecnologia por membrana) e obtenção de receita por meio da comercialização do biometano produzido e de créditos de carbono. Importante destacar que os valores informados podem variar conforme o fornecedor da tecnologia, equipamentos etc.

Tabela 24 – CAPEX do Cenário 04

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Investimento total estimado do Sistema de Captação de Biogás – SCB [1]	R\$	985.000
2	Investimento total estimado do Sistema de Queima de Biogás – SQB [2]	R\$	3.913.250
3	Co-Investimento inicial do Sistema de Purificação de Biogás - SPB (tecnologia membrana) [3,4]	R\$	21.630.763
4	Investimento total estimado do SCB + SQB + SPB	R\$	26.529.013
5	Vida econômica do projeto	Ano	15
6	Valor anual de investimento	R\$ / Ano	1.768.601

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 25 – OPEX do Cenário 04



ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Custo estimado de operação do Sistema de Captação de Biogás - SCB	R\$ / Mês	4.925
2	Custo estimado de operação do Sistema de Queima de Biogás - SQB	R\$ / Mês	19.566
3	Custo estimado de operação do Sistema de Purificação de Biogás - SPB (tecnologia membrana)	R\$ / Mês	21.631
3.1	<i>Custo estimado de operação do Sistema de Purificação de Biogás - SPB (tecnologia membrana) por meio do pagamento pela molécula de biometano produzida (cliente para fornecedor da tecnologia)</i>	R\$ / Nm ³	0,47
3.2	<i>Total de biometano estimado produzido no ano</i>	Nm ³ / Ano	3.547.800
3.3	<i>Pagamento pela molécula de biometano (cliente para fornecedor da tecnologia) [1]</i>	R\$ / Ano	1.667.466
4	Outros custos operacionais diretos e indiretos (água, energia, etc)	R\$ / Mês	27.393
5	Custo total estimado de operação do SCB + SQB + SPB	R\$ / Mês	212.470
6	Meses no ano	Mês	12
7	Valor anual estimado de operação	R\$ / Ano	2.549.643

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 26 – Receita do Cenário 04

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Quantidade estimada de CERs	ton CERs / Ano	67.243
2	Valor de venda de CERs [1]	USD / ton CERs	3,00
3	Receita bruta estimada da venda de CERs	USD / Ano	201.728
4	Câmbio (USD > R\$)	R\$	5,20
5	Receita bruta estimada da venda de CERs	R\$ / Ano	1.048.988
6	Quantidade estimada de produção de biometano	Nm ³ / ano	3.547.800
7	Valor de venda de biometano [2]	R\$ / Nm ³	1,60
8	Receita bruta estimada da venda de biometano	R\$	5.676.480

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 27 – Cálculo Estimado de Biometano

Item	Descrição	Unidade	Valor
1	Vazão de biometano estimada	Nm ³ /h	450
4	Horas de operação no ano	h	8.760
5	Disponibilidade da planta	%	90%
6	Horas de operação efetiva da planta	h	7.884
7	Total de biometano estimado produzido no ano	Nm ³	3.547.800

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela 28 – Custos Estimativos com processo de CERs

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	VALOR
1	Registro do projeto de CERs	R\$	100.000
2	Auditoria do processo de registro do projeto de CERs	R\$	90.000
3	Verificação anual de CERs	R\$ / Ano	272.737
4	Auditoria anual do processo de verificação de CERs	R\$ / Ano	90.000
5	Análise laboratorial semestral das emissões do flare	R\$ / Ano	60.000

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

CONCLUSÕES/RECOMENDAÇÕES

Com base nos resultados apresentados, conforme a tabela e o gráfico abaixo, apresentamos o comparativo entre os quatro itens de avaliação de investimento, ou seja, CAPEX, OPEX, Depreciação e Lucro Bruto, observando que não é apresentado o lucro líquido em função da questão tributária pontal local onde o empreendimento se efetivará, e ainda esses valores são para a soma dos investimentos em 10 anos de operação.

Na avaliação dos custos frente aos investimentos, observamos que os investimentos para todos os cenários serem vultuosos frente ao retorno (lucro) onde o cenário de melhor retorno percentual é o Cenário 1, onde percentualmente o retorno é de 15,69%, já no Cenário 2 resulta em 5,75%, o menor rendimento financeiro. Considerando a questão de investimento, mesmo na alternativa de melhor retorno monetário, ou seja, o Cenário 3 com resultado de R\$ 6.850.000,00 para 10 anos de atuação, resulta em lucratividade menor que R\$ 60.000,00 mensais, números não atrativos para o mercado investidor, pois os valores que deverão ser investidos inicialmente, aplicados no mercado financeiro, mesmo sem em aplicações de baixo risco e pouco retorno como a Poupança, retornam montantes muito superiores aos valores previstos mensais, sem os riscos inerentes ao mercado.

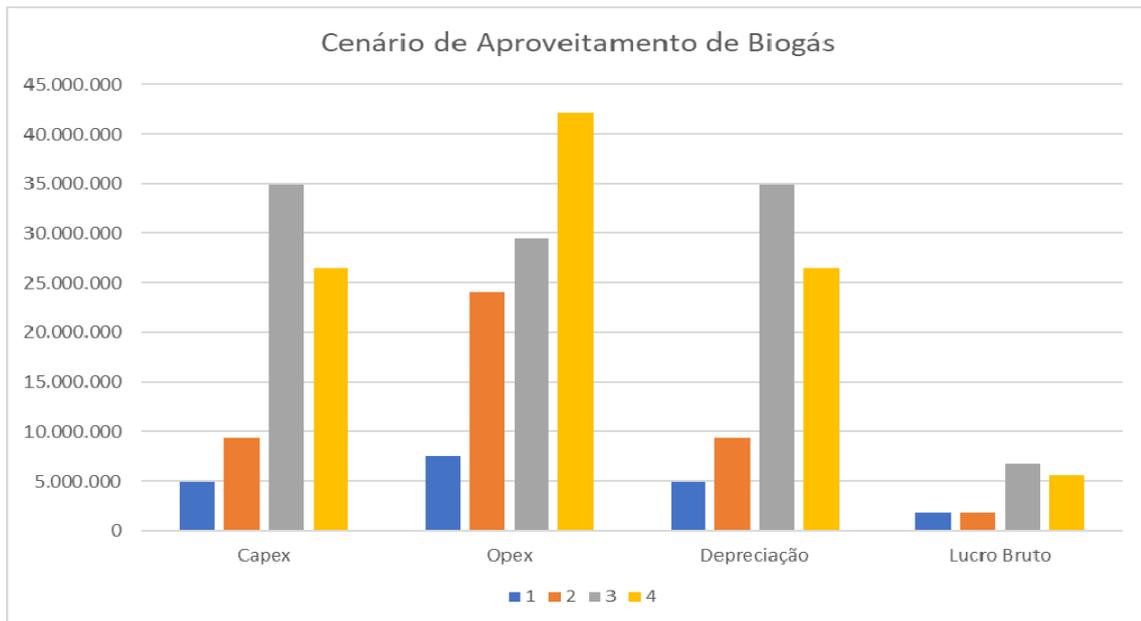
Assim, dadas as condições avaliadas, não vislumbrasse a viabilidade econômica para o aproveitamento do biogás gerado no aterro.

Tabela 29 – Comparativo entre Cenários

Cenário	Capex	Opex	Depreciação	Lucro Bruto
1	4.898.250	7.491.275	4.898.250	1.943.673
2	9.398.250	24.104.269	9.398.250	1.926.205
3	34.898.250	29.552.602	34.898.250	6.854.619
4	26.529.013	42.258.129	26.529.013	5.565.866

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Gráfico 4 – Comparativo entre Cenários



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. LATTANZ, Iasmim Esteves; PRATA FILHO, Dario de Andrade; QUELHAS, Osvaldo Luiz Gonçalves. MODELAGEM DA GERAÇÃO DE BIOGÁS APLICANDO METODOLOGIA CDM PARA REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA: ESTUDO DE CASO DO ATERRO MTR SANTA MARIA MADALENA, RJ, BRASIL. **SISTEMAS & GESTÃO - REVISTA ELETRÔNICA**, Rio de Janeiro, n. 4, p. 483-491.
2. LIMA, Ana Karina Castro; BERNSTEIN, Any; VALLE, Tatiana Freitas. Aproveitamento energético do biogás a partir de resíduos sólidos. **Educação Pública**, [S. l.], p. 1-8, 6 maio 2014. DOI 10.18264/REP. Disponível em: <https://educacaopublica.cecierj.edu.br/#:~:text=O>. Acesso em: 10 ago. 2022.
3. ROSA, B.M. Análise hierárquica de processos aplicada a arquiteturas de integração energética de efluentes de um aterro sanitário. 2018. N° 22. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018
4. SILVA, T. R. Metodologia para a determinação teórica da potência ótima conseguida a partir da combustão do biogás gerado em aterro sanitário: Estudo de caso do aterro sanitário de Itajubá-MG. 2012. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá-MG, 2012. 160p.