

Análise de viabilidade técnico-econômica da utilização do biogás/metano de reatores UASB, para geração de energia elétrica

Technical-economic viability analysis of the use of biogas / methane of UASB reactors for electricity generation for self-sufficiency

Análisis de factibilidad técnico-económica del uso de biogás/metano de reactores UASB para generación de electricidad

Thobias Pereira Silva¹
José Lima de Oliveira Júnior²
Rosemary de Matos Cordeiro³

Resumo: Este trabalho relata a análise da viabilidade da recuperação de bioenergia na forma de biogás/metano em estações de tratamento de esgoto doméstico. Para isso foram projetados três sistemas que atendam a 10.000, 50.000 e 100.000 pessoas, aplicando a energia gerada para suprir as demandas (motor/bomba) e o excedente lançado na rede da concessionária gerando créditos. Diante dessas informações avaliou-se o investimento e os custos atrelados a instalação e operação das estações e do sistema de aproveitamento de biogás, determinando sua viabilidade técnico-econômica.

Palavras-chave: Biogás; Digestão anaeróbia; Eletricidade; Metano; Viabilidade.

Abstract: This work reports the analysis of the feasibility of recovering bioenergy in the form of biogas/methane in domestic sewage treatment plants. For this, three systems were designed to serve 10,000, 50,000 and 100,000 people, applying the energy generated to meet the demands (motor/pump) and the surplus released into the concessionaire's network generating credits. In view of this information, the investment and costs associated with the installation and operation of the stations and the biogas system were evaluated, determining their technical-economic viability.

Key-words: Anaerobic digestion; Biogas; Electricity; Methane; Viability.

Resumen: Este trabajo reporta el análisis de factibilidad de recuperación de bioenergía en forma

¹ Departamento de Engenharia Hidráulica e Ambiental, Universidade Federal do Ceará (UFC) (thobias1939@gmail.com). ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7363-0148>

² Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE) - Campus Juazeiro do Norte (profjr3@gmail.com). ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7438-8915>

³ Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE) - Campus Juazeiro do Norte (rosymatos@hotmail.com). ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7449-8196>

de biogás/metano em plantas de tratamento de aguas residuales domésticas. Para ello se diseñaron tres sistemas para atender a 10.000, 50.000 y 100.000 personas, aplicando la energía generada para atender las demandas (motor/bomba) y los excedentes liberados a la red de la concesionaria generando créditos. En vista de esta información, se evaluó la inversión y los costos vinculados a la instalación y operación de las estaciones y del sistema de biogás, determinando su factibilidad técnico-económica.

Palabras-llave: Digestión anaeróbica; Biogás; Electricidad; Metano; Viabilidad.

1. Introdução

O aumento da preocupação com as questões ambientais vem aumentando com a escassez dos recursos naturais e redução de sua qualidade resultantes das atividades humanas. Diante disso, iniciou-se a procurar por métodos e tecnologias para reduzir tais problemas, dentre esses cita-se o saneamento que envolve diversas vertentes.

O novo marco legal do saneamento básico instituído pela Lei nº 14.026/2020, trás em seu escopo a necessidade do tratamento de águas residuárias, entretanto, existem limitações quanto a economia e a viabilidade financeira de tais sistemas, pois a maioria das tecnologias consomem grandes quantidades de energia associado aos seus processos. Partindo de pressuposto estações que possam se manter autossuficiente energeticamente possuem o potencial de gerar receitas através de dois métodos, custo evitado com energia e a comercialização da energia excedente.

O processo responsável por produzir biogás/metano é a digestão anaeróbia (DA), que segundo Hai et al. (2015) e Padmasiri et al. (2007) é um processo já difundido e aplicado amplamente para tratamento de resíduos líquidos e sólidos, seja de origem doméstica, industrial e/ou agrícola. Na DA ocorre uma série de processos que de acordo com Ma et al. (2021) e Pham et al. (2015) desencadeia a conversão de matéria orgânica através de um grupo de microrganismos, sejam hidrolíticos, acidogênicos, acetogênicos e metanogênicos em biogás, um produto renovável com alto potencial energético.

Gupta et al. (2016), Li et al. (2014) e Moreira et al. (2020) relatam que existem algumas tecnologias anaeróbias com potencial de recuperação de metano, dentre estas cita-se o reator UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket), que é uma opção adequada no que tange a consumo de energia e o clima tropical do Brasil. Conforme Cremonez et al. (2020) e Loganath e Senophiyah-Mary (2020) um dos principais objetivos do uso desse reator é o tratamento de águas residuais de alta resistência, e ainda comparando-o com outros digestores pode-se obter uma alta produção de

biogás.

A DA também é um processo versátil e barato que permite a recuperação de energia contida em resíduos orgânicos na forma de hidrogênio e/ou metano. Camacho e Ruggeri, (2018) relataram que a principal constituição do gás produzido é metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2), podendo aplicá-lo para geração de energia térmica (aquecimento/secagem do lodo), energia elétrica (demanda dos sistemas de bombeamento, recirculação e iluminação) e a após um tratamento adequado pode servir para abastecer carros movidos a gás natural.

Chernicharo (2006), Chernicharo et al. (2015) e von Sperling e Chernicharo (2005) relataram que a aplicação de reatores UASB em países de clima tropical como o Brasil tem aumentado. Sistemas de tratamento com essa tecnologia seguido de tratamento biológico aeróbio geralmente permitem uma redução do Custo de Investimento (CAPEX – Capital Expenditure) na faixa de 20% a 50% e no custo de operação e manutenção (OPEX – Operational Expenditure) de 50% menores, em comparação com plantas de lodo ativado convencional. Pois ocorre a redução da demanda de energia pelo sistema, menores áreas são requisitadas, simplicidade operacional, redução de mão de obra e dentre outros aspectos intrínsecos do sistema.

Todavia, de acordo com Rosa et al. (2018), existem algumas limitações quanto ao projeto, construção e operação no que concerne ao consumo de energia e demanda de recursos. Noyola et al. (2006) afirmam que o potencial do produto gerado na DA poderia é negligenciado, pois é queimado e lançado na atmosfera.

Existem várias vantagens associadas a recuperação de metano na DA, tais como: a descentralização da produção de energia, a geração de energia elétrica e térmica, a redução das emissões de metano e dióxido de carbono, assim como a possibilidade de geração de receitas para empresa. Achinas et al. (2017) ressaltam também a possibilidade de atingir a autossuficiência energética nas estações de tratamento, possibilitando a redução de custo e as emissões de gases do efeito estufa (GEE).

Considerando o que foi relatado, afirma-se que o Brasil possui um grande potencial para recuperação de bioenergia em ETEs, a qual pode ser aproveitada para a geração e energia elétrica e térmica. Assim, essa pesquisa objetivou analisar a viabilidade técnico-econômica do aproveitamento do metano gerado na DA de águas residuária em reatores UASB, visando a recuperação de energia e sua aplicação em ETE, reduzindo custo e gerando receitas para o empreendedor.

2. Materiais e métodos

Realizou-se essa pesquisa para analisar, por meios teóricos, o potencial técnico-econômico do uso do metano recuperado no tratamento de água residuária doméstica para a geração de energia. O estudo foi realizado para três casos de ETEs, definidas para atender a três populações diferentes em condições semelhantes. Adotou-se um sistema composto primordialmente por reator UASB, seguido de Filtro Biológico Percolador (FBP). Selecionou-se pela maior remoção de Demanda Bioquímica de Oxigênio (DBO) e o custo da tecnologia, utilizou-se, ainda, a recirculação do lodo do Decantador Secundário (DS) para o reator UASB, podendo potencializar a produção de gás devido ao aumento da carga aplicada. Além do reator UASB e do FBP, adotou-se o tratamento preliminar como recomendado por Ribeiro et al. (2018), gradeamento (fino ou grosso) seguido de caixa de areia e calha Parshall.

Para o dimensionamento de todos os sistemas, foi necessário determinar a população atendida para cada caso. Assim no presente estudo considerou para as ETEs, o limite inferior e superior de respectivamente 10.000 e 100.000 habitantes. Em subsequência da definição da população, elencou-se os critérios qualitativos e quantitativos, com base a ABNT NBR 12.209:2011. Os dados definidos podem ser visualizados na

Tabela 1.

Tabela 1 - Características do esgoto, vazão de projeto e premissas do estudo

	Descrição	Unidade	Valor	OBS.
PARÂMETRO	Caso 1 – População		10.000	Adotado
	Caso 2 – População	Hab	50.000	Adotado
	Caso 3 – População		100.000	Adotado
	Contribuição per capita de esgoto	L hab ⁻¹ d ⁻¹	150	Adotado
	Coefficiente de vazão máxima diária	Adimensional	1,2	Adotado
	Coefficiente de vazão máxima horária		1,5	Adotado
	Carga per capita	g(DBO)hab ⁻¹ d ⁻¹	54	
	Carga per capita	g(DQO)hab ⁻¹ d ⁻¹	110	(BRASIL, 2011)
	Carga per capita	g(NTK)hab ⁻¹ d ⁻¹	11	
	Carga per capita	g(ST)hab ⁻¹ d ⁻¹	60	

Fonte: (BRASIL, 2011).

Nota: DBO – Demanda Bioquímica de Oxigênio; DQO – Demanda Química de Oxigênio; NTK – Nitrogênio Total Kjeldahl; ST – Sólidos Totais; Q – Vazão; CPCE – Contribuição per capita de esgoto.

2.1. Cálculos

2.1.1 Estimativa teórica de metano

As equações aplicadas para estimar a produção de metano nos reatores UASB, bem como a potência elétrica recuperada, estão expostas na

Tabela 2, considerando o balanço de massa do sistema e as parcelas de metano perdidas ao longo do processo como recomendado por Chernicharo (2017), IPCC (2009) e MetCalf & Eddy (2014). Para o sistema considerou o funcionamento em uma situação típica com eficiência de remoção de carga orgânica de 65%, perda de DQO_{CH_4} como gás residuária (5%), outras perdas de DQO_{CH_4} (vazamento de biogás) (5%) e DQO_{CH_4} dissolvida perdida com o efluente ($0,020 \text{ Kg m}^{-3}$) como sugerido por Lobato, Chernicharo e Souza (2012) e Rosa, Lobato e Chernicharo (2020).

2.1.2. Potência elétrica disponível

Calculou-se a potência elétrica para o biogás/metano estimado para os casos, na

Tabela 2 consta as equações de base para o cálculo da energia recuperada. Utilizou-se uma eficiência de conversão de máquinas térmicas de 25%, valor esse dentro da média de equipamentos disponíveis no Brasil, como relatam Ribeiro et al. (2016) e Santos, Barros e Tiago Filho (2016). Considerando um biogás com 65% de CH_4 e utilizou-se um peso específico (PE_{CH_4}) de $1,15 \text{ Kg Nm}^{-3}$ assim como um PCI_{CH_4} de $4.831,1 \text{ Kcal Kg}^{-1}$, resultando em um $PCI_{disponível}$ de $6,48 \text{ KWh Nm}^{-3}$.

2.2. Custos

Calculou-se os custos de capital (CAPEX) e as despesas operacionais (OPEX) envolvidas no sistema. Segundo Chernicharo et al. (2018) e Rosenfeldt (2017) o CAPEX engloba os custos com a construção das unidades e despesas com equipamento, considerando também a mão de obra. As unidades auxiliares, como a casa de operação e o prédio administrativo, considerou-se as mesmas nas três unidades do estudo, portanto, não foram incluídas nos cálculos. O OPEX considerou os custos para operação e manutenção durante a vida útil da estação. Foi incluído também os custos de descarte de lodo gerado durante o tratamento, consumo de energia elétrica, sendo parcialmente hidráulico, o consumo referente apenas à Estação de Bombeamento e ao sistema de recirculação de lodo.

Considerou-se custos referentes ao consumo elétrico por ano, a partir dos sistemas de distribuição do efluente no reator UASB e no sistema de bombeamento para a recirculação do lodo. Para a determinação do valor de compra da energia, considerou-se a tarifa determinada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Tabela 2 - Equações para cálculo da porção de biogás/metano recuperado

Porção	Equação	Notas
--------	---------	-------

DQO _{rem}	$DQO_{rem} = DQO_{apl} * \frac{\text{Eficiência}}{100}$	DQO _{rem} = DQO removida (kgDQO d ⁻¹) DQO _{apl} = DQO aplicada (kgDQO d ⁻¹)*
Estimativa de massa de DQO utilizada pelo lodo	$DQO_{lodo} = DQO_{rem} * Y_{DQO}$ $Y_{DQO} = Y * K_{SVT-DQO}$	DQO _{lodo} = DQO convertida em lodo (kgDQO _{lodo} d ⁻¹) Y _{DQO} = Rendimento de lodo, como DQO (kgDQO _{lodo} kgDQO _{rem} ⁻¹)* Y = Rendimento do lodo, como SVT (kgSVT kgDQO _{rem} ⁻¹)* Y _{SVT-DQO} = Fator de conversão (1kgSVT=1,42kgDQO _{lodo})
Estimativa de DQO convertida em metano	$DQO_{CH4} = DQO_{rem} - DQO_{lodo} - DQO_{SO4}$ $Q_{CH4} = \frac{(DQO_{CH4} * R * (273 + T))}{(P * K_{DQO} * 1000)}$	DQO _{CH4} = DQO para produção do metano (kgDQO _{CH4} d ⁻¹) DQO _{SO4} = DQO para redução do sulfato (kgDQO _{SO4} d ⁻¹) Q _{CH4} = Vazão de metano (m ³ d ⁻¹) R = Constante dos gases (0,08206 atm.L (mol.K) ⁻¹) T = Temperatura operacional do reator (°C) P = Pressão atmosférica (1 atm) K _{DQO} = DQO de um mol de CH ₄ (0,064 kgDQO kgCH ₄ ⁻¹)
Estimativa de metano perdido	$Q_{w-CH4} = Q_{CH4} * p_w$ $Q_{o-CH4} = Q_{CH4} * p_o$ $Q_{L-CH4} = Q_m * p_l * f_{CH4} * \left(\frac{R * (273 + T)}{P * K_{DQO} * 1000} \right)$	Q _{w-CH4} = Perda de metano como gás residual (m ³ d ⁻¹) Q _{o-CH4} = Outras perdas de metano na fase gasosa (m ³ d ⁻¹) Q _{L-CH4} = Perda de metano dissolvido no efluente (m ³ d ⁻¹) p _w = metano na fase gasosa perdida como gás residual (%) p _o = metano na fase gasosa considerada outras perdas (%) p _l = metano dissolvido no efluente líquido (kg m ⁻³) f _{CH4} = Fator de conversão da massa de metano em massa de DQO (4kgDQO kgCH ₄ ⁻¹)
Estimativa da real produção de metano	$Q_{CH4-real} = Q_{CH4} - Q_{w-CH4} - Q_{o-CH4} - Q_{L-CH4}$	Q _{CH4-real} = Produção real de metano disponível para recuperação de energia (m ³ d ⁻¹)
Estimativa do potencial energético disponível	$PCI_D = PE_{CH4} * PCI_{CH4} * K$ $P_e = Q_{N-CH4} * PCI_d * ef$	PCI _D = Poder calorífico inferior disponível (kWh Nm ⁻³) - (65% de CH ₄) PE _{CH4} = Peso específico do CH ₄ (kg Nm ⁻³) PCI _{CH4} = Poder calorífico inferior do CH ₄ (kcal kg ⁻¹) K = 4,19 kWh.3600 ⁻¹ (conversão de unidades kcal-kJoules-kWh) Q _{N-CH4-real} = Vazão disponível normalizada (Nm ³ d ⁻¹) P _e = Potencial de energia disponível (kWh d ⁻¹) Ef = Eficiência de conversão da máquina térmica (0,25)

Fonte: Adaptado de (BILOTTA; ROSS, 2016; CHERNICHARO, 2017; LOBATO; CHERNICHARO; SOUZA, 2012; ROSA; LOBATO; CHERNICHARO, 2020)

Adotou-se a tarifa horo-sazonal – modalidade verde grupo A4 (BRASIL, 2019). Aplicando ainda as alíquotas de “ICMS (27%), PIS (1,65%) e CONFINS (7,6%)” (ROSENFELDT, 2017). Também, foi adotado o descontos para a TE – Tarifa de Energia e TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, do valor de 15% para ambos como recomenda BRASIL (2013). Para obter uma tarifa constante, calculou-se conforme recomendado por Rosenfeldt (2017) a média ponderada de energia por hora, resultando no valor de 0,3876 R\$/kWh. Onde, T = Tarifa média ponderada (R\$); T_{fp} = Tarifa fora de ponta (R\$) e T_p = Tarifa de ponta (R\$).

Contou-se também com a possibilidade da comercialização da energia produzida, através do leilão da ANEEL para geração distribuída de energia elétrica reportado por Brasil (2020). Dentre os valores identificados, visualizou-se que a UTE – Usina Termoelétrica de Biogás Bonfim, com a taxa de 0,251 R\$ kWh⁻¹, essa é uma das poucas unidades que vende energia com base no metano.

Diante disso, determinou-se o preço o kWh, com base na razão entre OPEX e a energia disponível para venda, tendo em conta a rentabilidade do setor de 24,4% e as taxas e impostos, ICMS, PIS e CONFINS relatado por Rosenfeldt (2017), bem como os descontos de 15% tanto para

TE e TUSD garantidos por lei, como ressalta BRASIL (2013).

2.3. Receitas

Realizou-se duas análises, (1) levando em conta a entrada oriunda da tarifa de serviço de esgoto sanitário cobrada pelos prestadores e (2) sem essa contribuição, para assim, definir um limite de viabilidade sobre o sistema de cogeração de energia elétrica, sem interferência das entradas econômicas do esgoto sanitário. Para defini-la utilizou-se o consumo de água das populações atendidas de $150L \text{ hab}^{-1}d^{-1}$.

Conforme preconizado pela CAGECE (2020), adotou-se uma tarifa entre 3,21 e 1,13 R\$ m^{-3} de para um volume faturável de 80% do consumo de água de até $10 m^3$ e para residências sociais e 1,72 R\$ m^{-3} para valores inferiores a $10 m^3$.

Associou-se também as receitas provenientes dos custos evitados com energia. Para seu cálculo aplicou-se 0,387 R\$ kWh^{-1} . Ordenou-se sobre esse valor, todas as taxas e descontos relatados na pesquisa. Para a tarifa aplicou-se com uma taxa de inflação de 4% a.a, para a projeção do estudo.

Tabela 3 - Equações para cálculo da receita e o custo operacional

$R_{el,n} = R_{el(n-1)} * T_{infl} + R_{el(n-1)}$	$R_{el,n}$ = Receita anual com autoconsumo de eletricidade com a variação da tarifa ao longo dos anos (R\$); $R_{el(n-1)}$ = Receita anual com autoconsumo de eletricidade do ano anterior ao calculado (R\$); T_{infl} = Taxa de inflação (%); n = Vida útil do projeto (anos).
$OPEX_n = OPEX_{(n-1)} * T_{infl} + OPEX_{(n-1)}$	$OPEX_n$ = Custo operacional anual considerando variação da tarifa ao longo dos anos (R\$); $OPEX_{(n-1)}$ = Custo operacional anual do ano anterior ao calculado (R\$); T_{infl} = Taxa de inflação (%); n = Vida útil do projeto (anos).

Fonte: Adaptado de valente (2015).

2.4. Cálculos financeiros durante a vida útil do projeto

Os cálculos de OPEX e receita, foram gerados para um horizonte de vinte anos, aplicando uma taxa de inflação determinada entre o limite inferior e superior de 2022, como sugere BRASIL (2017). Os limites supracitados foram respectivamente 2,5% e 5,5%, com uma meta para inflação efetiva de 4,0% a.a. Determinou-se as receitas e os custo por meio das equações expostas na Tabela 3.

2.5. Análise de viabilidade

Para a análise de viabilidade adotou-se a abordagem baseando-se em diversas etapas como recomendam Rasoto et al. (2012): Coleta de dados; Estimativa do fluxo de caixa líquido; Aplicação da MMAI (Metodologia Multi-índice de Análise de Investimento; Determinação dos IVEPIS (Indicadores de Viabilidade Econômica de Projetos de Inovação); Interpretação dos IVEPIS (outros fatores não ponderáveis monetariamente); Emissão do parecer econômico e pôr fim a Decisão gerencial.

Utilizou-se os seguintes indicadores VPL, VPLa, TIR, TIRm (Taxa Interna de Retorno Modificada) e Levelized cost of electricity (LCOE), sendo esses expressos na Tabela 4, dentre esses o TIRm consiste no ajuste da TIR. Os parâmetros financeiros foram baseados em uma inflação de 4,0 % a.a, com projeto de vida útil de 20 anos e Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 12%.

Tabela 4 - Indicadores econômicos: VPL, VPLa, TIR e LCOE

$\text{VPL} = \text{FC}_p + \frac{\text{FC}_1}{(1+t)^1} + \dots + \frac{\text{FC}_n}{(1+t)^n}$	VPL = Valor Presente Líquido (R\$); FC _n = Fluxo de Caixa para o enésimo ano (R\$); FC _p = Fluxo de Caixa para o ano zero (R\$); t = taxa de desconto (%); n = Vida útil do projeto (anos).
$\text{VPLa} = \text{VPL} * \left(\frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right)$	VPLa = Valor Presente Líquido Anualizado (R\$); i = taxa de juros (%);
$\text{TIR} = \text{Investimento} + \sum_{j=0}^n \frac{\text{FC}_j}{(1+\text{TIR})^j}$	FC = Fluxo de Caixa líquido no momento j (R\$); J = Momento (ano)
$\text{LCOE} = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{\text{CAPEX}_j + \text{OPEX}_j}{(1+t)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{E_j}{(1+t)^j}}$	LCOE = Custo de Nivelamento de Eletricidade Gerada durante vida útil (R\$ Kwh ⁻¹); CAPEX = Custo de Investimento do ano j (R\$); OPEX = Custo de Operação e manutenção do ano j (R\$); E = Energia gerada no ano j (Kwh ano ⁻¹);

Fonte: Adaptado de Rasoto et al. (2012).

2.6. LCOE – Custo Nivelado de Energia

Calculou-se também o LCOE⁴ para determinar o custo da produção de energia, aplicando os limites estabelecidos por REN21 (2017), para produção de energia elétrica em plantas de 1 a 20 MW, conforme expresso na Tabela 4.

3. Resultados

Por meio das características predefinidas (

⁴Levelized Cost of Energy ou Levelized Energy Cost – Custo Nivelado de Energia

Tabela 1) da água residuária, estimou-se a parcela de DQO_{CH_4} (

Tabela 2) e obteve-se a vazão de metano e por meio disso calculou-se a potência elétrica recuperada para cada situação do estudo. Foi incluído também as perdas de DQO e metano ao longo do processo, resultando nas parcelas na Tabela 5. Para os cálculos de potência elétrica gerada, adotou-se um gerador GTK, visando ao aproveitamento do metano em sua totalidade.

Diante disso, obteve-se a relação unitária de geração de metano ($0,132 \text{ Nm}^3\text{CH}_4 \text{ m}^{-3}\text{AR}$), para um reator UASB, com o aumento da carga devido a recirculação do decantador secundário após o FBP para o reator UASB. Com o metano estimado, alcançou-se uma recuperação de energia elétrica média de $0,562 \text{ kWh m}^{-3}\text{AR}$. Os valores sobreditos encontram-se dentro da faixa obtida nas literaturas como Estrada-Arriaga et al. (2021), Lobato, Chernicharo e Souza (2012), Montes et al. (2019) e Rosa et al. (2016), as quais variam dentre $0,134$ a $0,416 \text{ Nm}^3\text{CH}_4 \text{ m}^{-3}\text{AR}$ e $0,417$ a $0,562 \text{ kWh m}^{-3}\text{AR}$.

Conforme demonstrado anteriormente, a energia produzida supera a requerida pelas ETEs (proporcionando o autossuprimento em 100% de suas necessidades), mostrada na Tabela 5. As parcelas da energia gerada utilizada pelo sistema foi de 22,70; 36,07 e 36,06% respectivamente para os casos 1, 2 e 3. Resultando em um excedente de respectivamente de 652,08; 2.696,71 e 5.394,16 kWh d^{-1} os quais foram lançados na rede da concessionária de energia visando a obtenção de créditos

Tabela 5 - Vazão de metano, potência elétrica recuperada e potência requerida pelos sistemas

Caso	Metano	Energia elétrica	Potência de funcionamento	Gerador GTK	Potência requerida
	$\text{Nm}^3 \text{ d}^{-1}$	kWh d^{-1}	Kw	Modelo	kWh d^{-1}
ETE 1	198,11	843,64	34,15	35B	191,56
ETE 2	990,57	4.218,24	175,76	190B	1.521,52
ETE 3	1.981,14	8.436,48	351,52	350B	3.042,32

3.1. Custo do sistema

A composição dos custos de investimento envolveu obras civis, equipamentos e o processo de licenciamento das obras e do sistema (Tabela 6). Tais custos foram determinados pela quantificação de itens, mão de obra para instalação e construção das unidades. Abstraiu-se por meio dos dados, que o investimento per capita, tornou-se mais oneroso para o caso 1 ($272,97 \text{ R\$ habitante}^{-1}$), em relação com os casos 2 e 3, sabendo que ambas as ETEs, possuem valores de investimentos mais dispendiosos se associado com o primeiro caso. Deduz-se, ainda, a proximidade dos valores dos casos 2 e 3 para o investimento per capita, mesmo requerendo um valor de investimento duas vezes superior (Tabela 6).

Tabela 6 - Valor de investimento por caso e custo de manutenção e operação no ano zero

Caso	Obra civil R\$	Equipamentos R\$	Licenças R\$	Valor de investimento R\$	Investimento por habitante R\$ hab ⁻¹	Custo no ano zero R\$
ETE 1	856.155,13	1.558.032,79	23.092,46	2.729.754,02	272,97	49.074,01
ETE 2	2.930.638,10	3.661.506,04	50.474,10	7.439.732,43	148,79	159.326,44
ETE 3	6.752.334,47	6.073.076,55	54.016,73	14.424.959,08	144,25	264.576,64

Nota: Foi aplicado sobre o valor final 12% referente ao projeto, como proposto por Alves (2010).

Os valores referentes ao custo anual de operação e manutenção foram aplicados após o primeiro ano do projeto, e aos posteriores ao primeiro adotou-se uma taxa de inflação de 4% a.a. Inseriu-se no custo, o *overhaul*, no período de “quatro anos, destinado para manutenção do CHP e para troca de peças móveis, devido à vida útil determinada pelo fabricante” (CREMONEZ et al., 2021; VALENTI et al., 2018), na Tabela 6 estão os valores do ano zero para cada ETE do *overhaul*.

3.2. Receita

Como relatado nos capítulos anteriores, os gastos evitados com o autoconsumo de energia e os valores referentes à comercialização do excedente, foram categorizados como receita (Tabela 7). Para os cálculos, utilizou-se o consumo de cada tecnologia, sobre a taxa de energia elétrica determinada pela ENEL e ANEEL, enquanto para a venda aplicou-se os custos anuais, investimento e a rentabilidade, bem como os impostos recomendados por Parra et al. (2019) ICMS, PIS e CONFINS. Tomou-se igualmente como receita a contribuição de esgoto sanitário cobrada pelos prestadores da companhia de saneamento.

Utilizou-se os indicadores VPL e TIR para avaliar os casos do estudo, como possuem diferentes escalas também se aplicou o VPLa e a TIRm. Obteve-se valores negativos para VPL e VPLa resultante da ausência do valor referente a taxa do sistema de esgoto, tendo sido analisado a viabilidade na presença quanto na ausência afim de poder interpretar seu comportamento diante do fluxo caixa.

Tabela 7 - Receita sobre a cobrança da tarifa de esgoto sanitário para o primeiro ano de projeto e demais receitas

Caso	População Hab.	Tarifa de esgoto sanitário R\$ ano ⁻¹	Energia lançada na rede R\$ ano ⁻¹	Custo evitado com o autoconsumo R\$ ano ⁻¹
ETE 1	10.000	753.360,00	181.498,42	27.101,88
ETE 2	50.000	3.766.800,00	750.589,03	215.264,02
ETE 3	100.000	7.533.600,00	1.501.381,63	430.424,57

3.3. Viabilidade

Os principais resultados obtidos com a análise de viabilidade da recuperação de metano para geração de energia elétrica, foram sintetizados nas representações gráficas a seguir. Consta na

Figura 1 os balanços de energia das ETEs fornecendo 100% de suas necessidades energéticas (energia destinada para o sistema de recirculação de lodo e para estação elevatória), possibilitando a geração de receita com o autoconsumo de eletricidade e com a venda do excedente gerado.

Como mostra a Figura 1, a energia consumida nos casos 1, 2 e 3 foram de respectivamente 69.919,76; 555.356,52 e 1.110.446,09 kWh ano⁻¹, são os menores valores das três parcelas de energia (gerada, consumida e excedente), fato este que está associado a reduzida demanda de energia do arranjo estudado, mesmo na situação crítica de energia elétrica aplicada.

As parcelas de energia sobreditas que constituíram as entradas, foram responsáveis por pagar parte do investimento. Analisou-se dos fluxos de caixas (com e sem a taxa de esgoto sanitário). Diante disso, inferiu-se que nos casos com a tarifa identificou-se a viabilidade econômica. Dentre os três casos, o primeiro apresentou o elevado PayBack, que pode ser interpretado como um tempo elevado para o pagamento do investimento. Isso torna o projeto com um alto risco, pois, podem ocorrer problemas externos (foram do alcance de controle do empreendedor) afetando-o, elevando o tempo do pagamento. Em contrapartida avaliando o VPL e a TIR houve viabilidade, entretanto, com um alto risco. Identificou-se o mesmo na situação desconsiderando a tarifa de esgoto sanitário, e o caso sobredito, mostrou-se inviável e não rentável, apresentando ainda uma TIR inferior a TMA de 12%.

Já os casos 2 e 3, atingiram o retorno em um tempo consideravelmente inferior ao caso 1, levando em conta a amortização e taxas de desconto, interpretando-se como projetos viáveis e rentáveis, como exposto na Tabela 8. Deve-se salientar que se aplicou as situações críticas para os casos, visando explorar os limites de cada situação estudada.

Tabela 8 – Projetos elaborados e seus indicadores econômicos

Caso	População Habitantes	VPL R\$	VPLa R\$	TIR %	TIRm %	Payback	
						Descontado Meses	Simples
ETE 1*	10.000	2.187.947,87	292.919,79	21,93	15,35	90,36	36,6
ETE 2*	50.000	29.458.425,95	3.943.858,13	55,49	21,34	26,16	25,2
ETE 3*	100.000	61.987.823,51	8.298.854,19	58,98	21,73	25,41	26,52
ETE 1**	10.000	-861.016,94 ⁽¹⁾	-115.271,90 ⁽¹⁾	1,67	7,05	200,76	<240 ¹
ETE 2**	50.000	3.193.198,37	427.501,50	24,16	15,94	41,52	65,88
ETE 3**	100.000	8.892.078,32	1.190.460,60	32,28	17,78	32,4	42,12

Nota: ⁽¹⁾Saldo do caso 1 é negativo, ou seja, o investimento não se paga no tempo de projeto estabelecido.

* Considerando a tarifa de esgoto sanitário como receita; ** Desconsiderando a tarifa de esgoto sanitário como receita

Ressalta-se, ainda, que os custos de investimento influem diretamente na viabilidade, visualiza-se na Figura 1, uma diferença do caso 3 quanto ao valor de obra civil que se sobrepõe a de equipamentos em R\$ 679.257,92, fato este que esteve associado a dimensão da ETE, o que não

ocorre nos casos 1 e 2.

Figura 1 - Geração de energia elétrica por caso

	ETE 1	ETE 2	ETE 3
■ Energia elétrica gerada	307.931,89	1.539.658,70	3.079.317,39
■ Energia elétrica consumida	69.919,76	555.356,52	1.110.446,09
■ Energia elétrica excedente	238.012,13	984.302,17	1.968.871,30

Caso

Nota: Eixo do gráfico está representado em escala logarítmica para melhor comparação dos casos

Do mesmo modo a representação das entradas financeiras da ETE não apresentaram uma expansão considerável no tempo do projeto, comparando ao cenário de 50.000 e 100.000 habitantes. Sabendo-se que a aplicação em plantas de bioenergia apresenta um elevado potencial de gerar valores de entrada, contribuindo para um pagamento da aplicação inicial em um menor tempo. A primeira ETE possui risco admissível de não haver o retorno do valor investido, como debatido anteriormente, mesmo abordando uma faturação improvável, como a tarifa de esgoto sanitário.

Comparou-se o capital aplicado por kW instalado e por energia produzida com o limiar levantado no relatório de status global de energia, que estabelece margens quanto ao valor de aplicação na instalação do sistema, bem como o nivelamento por escala de cada caso de acordo com a tecnologia adotada para geração. O capital de investimento, segundo REN21 (2017), deve estar entre 500 a 6.500 US\$ kW⁻¹ e os custos típicos de energia (custo para produzir energia, leva em consideração o investimento apenas no sistema de cogeração) custo de nivelamento de energia (LCOE) de 0,06 a 0,19 US\$ KWh⁻¹, para determinação em real aplicou-se uma taxa de câmbio de R\$ 3,82.

Comparou-se os resultados dos cálculos (

Tabela 9) com os parâmetros supracitados, e os casos que atenderam foram os cenários de 50.000 e o de 100.000 habitantes, com respectivamente 4.774,87 e 3.812,41 US\$ kW⁻¹. Ambos atenderam o LCOE com valores de 0,10 US\$ kWh⁻¹ [caso 2] e 0,08 US\$ kWh⁻¹ [caso 3].

Já o primeiro cenário [caso I], o qual mostrou um elevando *Payback* representando um elevado risco para uma aplicação financeira também não atendeu os limites recomendados pela

REN21 (2017), o que o torna inviável para o investimento aplicado de R\$ 2.729.754,02 e obtendo uma entrada de apenas 307.932,25 kWh ano⁻¹, com potência instalada 35,15 kW, o mesmo foi confirmado pelos indicadores calculados, abordados anteriormente, sem os custos do sistema de esgoto sanitário (considera os custo apenas da planta de biogás), o qual apresentou uma TIR e TIRm respectivamente de 1,67 e 7,05% e valores para o VPL e VPLa inferiores a zero (R\$ - 861.016,94 e R\$ - 115.271,90).

Tabela 9 - Custo de nivelamento e instalação

Caso	População Hab.	Investimento US\$ KW ⁻¹	LCOE US\$ kWh ⁻¹
ETE 1	10.000	10.769,08	0,25
ETE 2	50.000	4.774,87	0,10
ETE 3	100.000	3.812,41	0,08

Nota: Taxa de câmbio de R\$ 3,82 considerada para conversão de Dólar para Real.

Analisando os custos por kW instalado e o LCOE comentados anteriormente dos casos 2 e 3, com seus resultados de viabilidade, e afirma-se que são os cenários de maior viabilidade e rentabilidade para o investimento nas plantas de biogás de R\$ 3.205.865,02 [caso 2] e R\$ 5.119.341,87 [caso 3], levando-se em consideração o investimento por potência de 4.774,87 e 3.812,41 US\$ kW⁻¹ e os indicadores como TIR 24,16% [caso 2] e 32,28% [caso3] e TIRm de 15,94% [caso 2] e 17,78% [caso 3], os quais são superiores ao mínimo determinado.

Segundo REN21 (2017) o investimento em energia a base de biogás, é o mais reduzido no mundo, todavia é uma das propostas mais viáveis se comparados com o valor de investimento para produção de kWh como pôde ser observado com os valores para os cenários de 50000 habitantes e 100000 habitantes de respectivamente 0,10 e 0,08 US\$ kWh⁻¹.

3.4. Incentivos do uso energético do biogás

O aproveitamento energético do biogás promove a redução da emissão de “GEEs – Gases do Efeito Estufa, sendo o PAG – Potencial de Aquecimento Global do CH₄ 21 vezes superior ao CO₂” (BILOTTA; ROSS, 2016). Relata-se que a combustão do metano para gerar energia pode “reduzir a tonelada de CO_{2eq} lançado na atmosfera” (IPCC, 2009). Dessa maneira determinou-se quanto seria reduzido em toneladas de CO_{2eq} para os casos em 1, 2 e 3 de respectivamente 1.097; 5.486 e 10.972 T(CO₂) ano⁻¹. Bilotta e Ross (2016) relataram que ao consumir 16 gCH₄ mol⁻¹ são liberadas 44 gCO₂ mol⁻¹ na atmosfera. Diante disso, obteve-se os valores referentes a redução de GEEs por ano como exposto na

Tabela 10 - Redução da emissão de GEEs consideradas para o primeiro dano do estudo

Caso	Massa queimada	Massa de CO ₂	Emissão evitada	Redução de emissão de GEEs
	T(CH ₄) ano ⁻¹	T(CO ₂) ano ⁻¹	T(CO ₂) ano ⁻¹	T(CO _{2eq}) ano ⁻¹
ETE 1	55,36	66,42	1.162,62	1.097
ETE 2	276,81	327,11	5.813,10	5.486
ETE 3	553,63	654,23	11.626,20	10.972

Estimou-se a venda dos certificados de emissão de redução de GEEs, considerando a cotação de 25,29 € T(CO₂)⁻¹ tornando sua comercialização altamente possível. Utilizou-se um câmbio de R\$ 4,11 e inferiu-se que pode ser obtido uma receita anual para as ETEs estudadas, nos casos 1, 2 e 3 de respectivamente 114.024,26; 570.225,26 e 1.140.450,53 R\$ ano⁻¹, valores esses para o ano zero do projeto, são ainda elevados em relação as receitas cotadas, entretanto, mostrando-se altamente admissível. Não levou-se em conta tais receitas para a análise de viabilidade, devido à instabilidade do mercado no tempo de projeto definido, em razão da variação cambial e o preço da T(CO₂). Todavia, isso não impede a sua aplicação em projetos futuros, pois a venda de certificados mostrou-se altamente rentável na situação de mercado estudada.

4. Considerações finais

Considerando o caso 10.000 habitantes, inferiu-se que é inviável investir em uma planta de biogás que atenda essa população com a composição do sistema determinado. Comprovou-se por meio dos indicadores, baseado na receita de autoconsumo e venda do excedente para o pagamento do investimento da planta de biogás, onde nesse caso, a aplicação de R\$ 1.446,079,35 não se pagou, no período de vinte anos de projeto, possuindo ainda valores de TIR e TIRm que não atenderam o mínimo de 12,00%. Isso foi comprovado com o investimento por potência instalada de 10.769,08 US\$/Kw e LCOE de 0,25 US\$/Kwh, não atendendo os limites estabelecidos por REN21 (2017).

Dentre os arranjos, os cenários de 50.000 habitantes e 100.000 habitantes, foram os que mostraram melhores condições para emprego, atendendo, todos os limites dos índices, com tempo de pagamento descontado da aplicação inicial na planta de 65,88 meses [caso 2] e 42,12 meses [caso 3]. A factividade (considerando o pagamento do sistema de cogeração) pôde ser expressa com os indicadores como TIR de 24,16% [caso 2] e 32,28% [caso 3] e TIRm de 15,94 [caso 2] e

17,783% [caso 3], para investimento na planta de biogás dos casos 2 e 3 respectivamente de R\$ 3.205.865,02 e R\$ 5.119.341,87.

A pesquisa observou também que a implementação de medidas de incentivo da utilização do biogás para geração de energia elétrica, contribui diretamente, na instalação de plantas. Dentre esses incentivos aponta-se a redução de impostos e/ou políticas públicas. Com a aplicação desses incentivos visualiza-se o crescimento da instalação de plantas de biogás, em cidades de 50.000 e 100.000 habitantes, com potencial gerador na ordem de produção diária respectivamente de 4218,24Kwh/d e 8436,48Kwh/d.

Em suma, afirmar-se que existem muitas possibilidades a serem exploradas no que tange a recuperação de energia em sistemas de digestão anaeróbia. Cita-se a otimização do tratamento visando maior eficiência de remoção de matéria orgânica, potencialização da produção de subprodutos, recuperação de produtos de alto valor agregado, geração de gás rico em metano que pode ser tratado e comercializado na substituição do gás natural. Esses e outros estudo podem contribuir para preencher as lacunas existentes em diversas áreas de pesquisas no saneamento, voltado ao tratamento de resíduos líquidos e sólidos.

5. Referências

ACHINAS, S.; ACHINAS, V.; EUVERINK, G. J. W. A Technological Overview of Biogas Production from Biowaste. *Engineering*, v. 3, n. 3, p. 299–307, jun. 2017.

BILOTTA, P.; ROSS, B. Z. L. Estimate of energy generation and of greenhouse gas emission on biogas recovery from wastewater treatment plant. *Engenharia Sanitaria e Ambiental*, v. 21, n. 2, p. 275–282, 2016.

BRASIL. Decreto no 7.891, de 23 de janeiro de 2013, 2013.

BRASIL. Resolução no 4.582Brasilia, Distrito Federal, Brasil, 2017.

BRASIL. Leilão no 5/2020 - Processo no 48500.006817/2019-03.Brasil, 2020.

BRASIL, (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT). Elaboração de projetos de hidráulicos-sanitários de estações de tratamento de esgoto sanitário - NBR 12.209-2011Brasil, 2011.

BRASIL, A. N. DE E. E.-A. Resolução Homologatória no 2.530Brasil, 2019.

CAGECE. Estrutura Tarifária. Brasil: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.cagece.com.br/produtos-e-servicos/precos-e-prazos/estrutura-tarifaria/>>.

CAMACHO, C. E. G.; RUGGERI, B. Syntrophic microorganisms interactions in anaerobic digestion (ad): a critical review in the light of increase energy production. *Chemical Engineering Transactions*, v. 64, p. 391–396, 2018.

CHERNICHARO, C. A. L. Post-Treatment Options for the Anaerobic Treatment of Domestic Wastewater. *Reviews in Environmental Science and Bio/Technology*, v. 5, n. 1, p. 73–92, fev. 2006.

CHERNICHARO, C. A. L. et al. Anaerobic sewage treatment: state of the art, constraints and challenges. *Reviews in Environmental Science and Bio/Technology*, v. 14, n. 4, p. 649–679, 21 dez. 2015.

CHERNICHARO, C. A. L. Princípios do Tratamento Biológico de águas residuárias: Reatores Anaerobios. p. 379, 2017.

CHERNICHARO, C. A. DE et al. Contribution for improving the design, construction and operation of UASB reactors treating sewage – Part 1: Topics of Interest. *Revista DAE*, v. 66, n. 214, p. 5–16, 2018.

CREMONEZ, P. A. et al. Two-Stage anaerobic digestion in agroindustrial waste treatment: A review. *Journal of Environmental Management*, v. 281, n. August 2020, p. 111854, mar. 2021.

GUPTA, P.; SREEKRISHNAN, T. R.; AHAMMAD, S. Z. Role of sludge volume index in anaerobic sludge granulation in a hybrid anaerobic reactor. *Chemical Engineering Journal*, v. 283, p. 338–350, 2016.

HAI, R. et al. Simultaneous removal of nitrogen and phosphorus from swine wastewater In a sequencing batch biofilm reactor. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, v. 23, n. 1, p. 303–308, 2015.

IPCC, I. P. O. C. C. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. [s.l.] IGES, Japan, 2009.

LI, J. et al. Performance and granulation in an upflow anaerobic sludge blanket (UASB) reactor treating saline sulfate wastewater. *Biodegradation*, v. 25, n. 1, p. 127–136, 2014.

LOBATO, L. C. S.; CHERNICHARO, C. A. L.; SOUZA, C. L. Estimates of methane loss and energy recovery potential in anaerobic reactors treating domestic wastewater. *Water Science and Technology*, v. 66, n. 12, p. 2745–2753, 1 dez. 2012.

LOGANATH, R.; SENOPHIYAH-MARY, J. Critical review on the necessity of bioelectricity generation from slaughterhouse industry waste and wastewater using different anaerobic digestion reactors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 134, n. August 2019, p. 110360, 2020.

MA, G.; CHEN, Y.; NDEGWA, P. Association between methane yield and microbiota abundance in the anaerobic digestion process: A meta-regression. *Renewable and Sustainable Energy*

Reviews, v. 135, n. March 2020, p. 110212, 2021.

METCALF & EDDY. Wastewater Engineering: Treatment and Resource Recovery. 4. ed. United States of American: [s.n.].

MOREIRA, Y. W. N. et al. Partida de reator uasb em escala real no tratamento de esgoto doméstico em região de clima quente. Revista DAE, v. 68, n. 226, p. 126–146, 18 set. 2020.

NOYOLA, A.; MORGAN-SAGASTUME, J. M.; LÓPEZ-HERNÁNDEZ, J. E. Treatment of Biogas Produced in Anaerobic Reactors for Domestic Wastewater: Odor Control and Energy/Resource Recovery. Reviews in Environmental Science and Bio/Technology, v. 5, n. 1, p. 93–114, fev. 2006.

PADMASIRI, S. I. et al. Methanogenic population dynamics and performance of an anaerobic membrane bioreactor (AnMBR) treating swine manure under high shear conditions. Water Research, v. 41, n. 1, p. 134–144, 2007.

PARRA, D. et al. A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 101, n. July 2018, p. 279–294, 2019.

PHAM, T. P. T. et al. Food waste-to-energy conversion technologies: Current status and future directions. Waste Management, v. 38, n. 1, p. 399–408, 2015.

RASOTO, A. et al. Gestão Financeira: enfoque em Inovação. 1. ed. Curitiba: [s.n.].

REN21. Renewable Energy policy Network for the 12st Century - RENEWABLES 2017 GLOBAL STATUS REPORT. Paris: [s.n.].

RIBEIRO, E. M. et al. Power generation potential in posture aviaries in Brazil in the context of a circular economy. Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 18, p. 153–163, 2016.

RIBEIRO, T. B. et al. Contribuição para o aprimoramento de projeto, construção e operação de reatores UASB aplicados ao tratamento de esgoto sanitário - Parte 2: Tratamento preliminar, bombeamento e distribuição de vazão. Revista DAE, v. 66, n. 214, p. 17–29, 2018.

ROSA, A. P. et al. Assessing the potential of renewable energy sources (biogas and sludge) in a full-scale UASB-based treatment plant. Renewable Energy, v. 124, p. 21–26, ago. 2018.

ROSA, A. P.; LOBATO, L. C. S.; CHERNICHARO, C. A. L. Mathematical model to predict the energy potential of UASB-based sewage treatment plants. Brazilian Journal of Chemical Engineering, v. 37, n. 1, p. 73–87, 18 mar. 2020.

ROSENFELDT, S. Viabilidade técnico-econômica de produção de energia elétrica em ETEs a partir do biogás. 1. ed. Brasília, Distrito Federal: [s.n.].

SANTOS, I. F. S. DOS; BARROS, R. M.; TIAGO FILHO, G. L. 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, jul. 2016.

VALENTE, V. B. Análise de viabilidade econômica e escala mínima de uso do biogás de reatores anaeróbios em estação de tratamento de esgoto no Brasil. [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

VALENTI, F. et al. Spatial analysis of feedstock supply and logistics to establish regional biogas power generation: A case study in the region of Sicily. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 97, n. May 2017, p. 50–63, 2018.

VON SPERLING, M.; CHERNICHARO, C. A. *Biological Wastewater Treatment in Warm Climate Regions*. Iwa Publishing, p. 856, 2005.