

XI-1221 - DETERMINAÇÃO DE UMA ESCALA MÍNIMA ECONOMICAMENTE VIÁVEL PARA IMPLANTAÇÃO DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE BIOGÁS EM ESTAÇÕES DE TRATAMENTO DE ESGOTO

Sebastian Rosenfeldt ⁽¹⁾

Engenheiro Químico formado na Universidade de Ciências Aplicadas FHTW Berlim. Doutorando na Universidade Técnica de Berlim. Co-Gerente de Consultoria e Projetos Especiais na Rotária do Brasil Ltda.

Christoph Julius Platzer

Engenheiro Civil pela Universidade Técnica de Munique, doutor em engenharia sanitária pela Universidade Técnica de Berlim, especialista em tratamento de efluentes, autor de mais de 50 publicações em saneamento, sócio-diretor da empresa Rotária do Brasil Ltda., consultor internacional em diversos países da América Latina e África.

Matthias Barjenbruch

Engenheiro Civil pela Universidade de Hannover. Doutor em Engenharia Sanitária pela Universidade de Hannover. Professor titular na Universidade Técnica de Berlim (TU Berlin). Chefe do departamento de Engenharia Sanitária na TU Berlin. Membro do conselho diretivo da DWA. Especialista em tratamento avançado para remoção de microplásticos e fósforo; Tecnologias anaeróbias. Redução de odores e corrosão em sistemas de esgoto; Eficiência energética; Sistemas descentralizado, Reuso; Gestão de águas pluviais.

Endereço ⁽¹⁾: Rua Teodoro Manuel Dias, 421 - Bairro Santo Antônio de Lisboa - Florianópolis – Santa Catarina - CEP: 88050-540 - Brasil - Tel: +55 (48) 3234-3164 - Fax: +55 (48) 3234-3164 - e-mail: sebastian@rotaria.net.

RESUMO

O presente trabalho determina a escala mínima economicamente viável para implantação de aproveitamento energético de biogás em estações de tratamento de esgoto (ETE), atualizando e aprimorando as experiências prévias no decorrer da implantação de uma planta em escala real no Brasil. A definição de 13 plantas modelo a partir de grupos motor-gerador de um fabricante estrangeiro com potências elétricas entre 80 e 2.000 kW e a atribuição de custos e receitas em um cenário pré-pandêmico (início de 2020) permite a modelagem financeira. Considerando a operação contínua de 7.500 horas por ano a plena carga, a planta modelo com potência elétrica de 160 kW apresenta viabilidade econômica com a tarifa mediana de energia elétrica de R\$ 0,56 /kWh encontrada. Para a tarifa máxima e mínima, a potência do grupo motor-gerador é de 100 kW e 250 kW, respectivamente. As escalas mínimas, expressas em populações de contribuintes equivalentes, foram determinadas para cenários variando o custo de energia elétrica e captação específica de metano, considerando reator UASB e digestor anaeróbio de lodo. Dependendo da captação específica de metano para reatores UASB e da tarifa de energia, o intervalo da escala mínima com viabilidade econômica varia de 66.985 a 239.418 habitantes. Isto demonstra a importância de projetos bem concebidos na captação do metano em UASB proporcionando benefícios ambientais além do benefício econômico. Para instalações com estabilização do lodo, a viabilidade econômica dá-se com uma população entre 42.471 e 101.199 habitantes, de acordo com a tarifa de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE: Aproveitamento de Biogás, Eficiência energética, Viabilidade econômica, Co-geração, reator UASB.

INTRODUÇÃO

O acesso de toda a população a sistemas de esgotamento sanitário é um dos objetivos de sustentabilidade da Agenda 2030 das Nações Unidas, mas continua sendo um desafio no Brasil, exigindo esforços intensificados para ampliar esses serviços.

Os investimentos dessa ampliação e a posterior operação implicam em custos elevados, que fazem com que medidas de aumento de eficiência econômica ganhem mais atenção.

Um dos elementos importantes na infraestrutura relacionada ao esgotamento sanitário existente são os reatores UASB, que apresentam, com o devido pós-tratamento conforme Rosenfeldt *et al.* (2017a), não somente vantagens em termos de custos operacionais, quando comparado com outros processos como lodos ativados, mas também em uma abordagem mais ampla sob consideração de custos de ciclo de vida.

O aproveitamento energético de biogás é uma medida que pode aumentar a vantagem de reatores UASB e outros processos anaeróbios. O potencial de redução de custos operacionais da estação de tratamento de esgoto (ETE) por meio de substituição de energia adquirida pela distribuidora de eletricidade é um dos argumentos a favor dessa medida. Vale destacar que o setor gastou no ano de 2019 o valor de R\$ 7,1 bilhões pela eletricidade, o que corresponde a 15,4 % de todo o custo operacional, representando o segundo maior gasto depois das despesas de pessoal (Brasil, 2020). Além do potencial de redução de custos operacionais da ETE por meio de substituição de energia adquirida pela distribuidora de eletricidade, o aproveitamento de biogás aumenta a disponibilidade energética no país, reduzindo as emissões de gases do efeito estufa relacionadas à energia anteriormente recebida pela distribuidora.

Uma das barreiras para a ampla aceitação do aproveitamento energético de biogás em ETEs é a comprovação de sua viabilidade econômica, como detalhadamente estudado e apresentado por Jende *et al.* (2016).

Nesse contexto, esse estudo tem como objetivo determinar uma escala mínima para o aproveitamento energético de biogás, por meio de um motor-gerador que gera energia elétrica em estações de tratamento de esgoto no Brasil, em um cenário pré-pandêmico.

METODOLOGIA UTILIZADA

Foram utilizados como referência os estudos de Rosenfeldt *et al.* (2017b) sobre viabilidade técnica e econômica de uma planta de aproveitamento energético implantada em escala real no Brasil para operação contínua à carga base. Com base nessas informações, foram criadas plantas modelos, utilizando grupos motor-gerador comercializados por um fabricante no mercado internacional.

PREMISSAS

As principais premissas no estudo da viabilidade técnica dessas plantas modelo a serem definidas são a disponibilidade técnica e o grau de aproveitamento. Em relação à disponibilidade técnica, pode ser considerado um range entre 90 e 97 % (WISER *et al.*, 2010). Segundo Berns (2014), é comum utilizar uma disponibilidade mínima de 8.000 h/a (91,3%). A diferença em relação ao número máximo possível de 8.760 horas anuais de operação, se deve à manutenção e manutenção preventiva. Entretanto, podem ser observados internacionalmente valores significativamente mais altos, como foi observado pelo FNR (2009) em plantas de biogás agrícolas na Alemanha, chegando à ordem de ≥ 8.500 horas, o que corresponde a 97 %.

O grau de aproveitamento da planta, por outro lado, leva em consideração a geração de energia elétrica, sendo definida pela relação entre o quociente de energia gerada e a potência nominal da planta com as 8.760 horas anuais. Também podendo ser expresso em horas anuais de carga plena, é limitada pela disponibilidade técnica da planta e de biogás. Em função da disponibilidade de biogás, plantas de geração de energia podem ser operadas com 7.000 a 8.000 horas por ano, de acordo com Kaltschmitt, Streicher e Wiese (2013). A FNR (2009) determinou uma utilização média de 85% em um programa de medição em 61 sistemas de biogás agrícola, o que corresponde aproximadamente a 7.500 horas teóricas a plena carga. Embora as plantas de biogás agrícola difiram em logística e complexidade de processo de sistemas de geração de energia a partir de biogás em uma ETE, Blesl e Ohl (2010) afirmam que esse valor também pode ser alcançado em sistemas de tratamento de esgoto.

Considerando a possibilidade de tempos prolongados para manutenção corretiva, devido à necessidade de adquirir peças de reposição do exterior, optou-se por uma abordagem conservadora, adotando uma disponibilidade técnica de 90 %. Esse valor corresponde ao limite inferior do intervalo segundo Wiser *et al.* (2010). O grau de aproveitamento da planta é adotado em 7.500 horas a plena carga, permitindo a determinação da energia elétrica anual gerada ao multiplicar pela potência nominal do grupo motor-gerador.

Por meio da eficiência elétrica do grupo motor-gerador estimada com base no ASUE (2014) e a potência nominal de cada planta modelo, é calculado o consumo médio de metano. Multiplicando-o por 7.500 horas a plena carga, calcula-se o consumo anual de metano.

Para avaliar a viabilidade econômica dessas plantas modelo, foi necessário seguir as etapas estabelecidas pela DWA (2012), que começam com a determinação de custos e a elaboração de um fluxo de caixa. Posteriormente, são calculados indicadores de resultado econômico em termos reais.

CUSTOS DE INVESTIMENTO

Os custos de investimento dos grupos motor-gerador, condicionamento de biogás e gasômetro são determinados através de cotações junto a fornecedores internacionais. Concebe-se um armazenamento de biogás através de gasômetro de camada dupla, que de acordo com Rosenwinkel *et al.* (2015) para uma grande variação de produção de biogás deve corresponder a um volume entre 25 e 60% da produção diária. Optou-se por um volume para cada planta modelo correspondendo a 25 % da geração diária de biogás. Os custos levantados em Euro (€) são convertidos em Real (R\$), adotando uma taxa cambial de 4,515, correspondendo ao cenário pré-pandêmico no início de 2020. São considerados os acréscimos pelo transporte e importação, bem como os BDI, dependendo de incidência de impostos específicos para cada tipo de produto.

Os custos relativos às obras relacionadas e demais unidades, sistema de transporte de biogás, instalações elétricas, bem como a elaboração do projeto são estimados adotando custos relativos conforme a composição da planta já implantada em escala real, apresentada por Rosenfeldt *et al.* (2017b) e atualizado para 2020. Desta experiência também são extraídos os custos referentes à instrumentação para determinação da vazão e composição do biogás corrigidos para 2020, considerando um aumento de 5,5% com base no índice de custo para máquinas e equipamentos (DESTATIS, 2022). O resumo da metodologia para formação dos custos de investimento das plantas modelo é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1: Resumo de custos de investimentos.

Item		Custo
Elaboração do Projeto		5 % do custo total
Grupo motor-gerador	Equipamento	Cotado para cada planta modelo
	Obra civil	1,8% do custo total de grupo motor-gerador
Condicionamento de biogás	Refrigeração	Cotado para cada planta modelo
	Filtro de carvão ativado	Cotado para cada planta modelo
Gasômetro	Equipamento	Cotado para cada planta modelo
	Obra civil	35,4% do custo total de gasômetro
Sistema de transporte de biogás		2,6 % do custo total
Instalações Elétricas		7,6 % do custo total
Sistema de medição (vazão e composição de biogás)		R\$ 212.745

CUSTOS DE MANUTENÇÃO E OPERAÇÃO

Com relação aos custos de operação são considerados custos específicos para manutenção do grupo motor-gerador, insumos para condicionamento de biogás, consumo de óleo lubrificante, autoconsumo de eletricidade da planta de aproveitamento, análises laboratoriais, mão-de-obra de operação e por fim, custos para administração e seguros.

As atividades de manutenção e reparação do grupo motor-gerador consistem em inspeções de rotina, revisões planejadas, manutenção preventiva e uso de mão-de-obra. De acordo com a EPA (2017), para a faixa de potência mostrada na Figura 1, os custos de manutenção e reparação, convertidos em Euro, podem ser estimados entre 0,0133 e 0,0212 € por quilowatt-hora. Conforme mostrado na Figura 1, à medida que a potência nominal do BHKW aumenta, os custos de manutenção e operação específicos diminuem. Além disso, os dados da ASUE (2014) são apresentados, apontando que em média os custos são significativamente menores. No entanto, é importante mencionar que foram identificadas diferenças de custo consideráveis dependendo do fabricante do

grupo motor-gerador. A exemplo de um grupo motor-gerador com potência nominal de 200 kW_{el}, a pesquisa da ASUE (2014) aponta custos entre 0,0084 e 0,0255 € por quilowatt-hora. Vale ressaltar que tanto as informações da EPA quanto da ASUE já incluem os custos de revisão geral. De acordo com a ASUE (2014), os custos de revisão geral podem representar de 10% a 20% dos custos de manutenção, dependendo do equipamento e do fabricante. Os custos de manutenção e reparação para cada planta modelo são calculados com a curva resultante dos custos específicos da EPA (2017), apresentado na Figura 1, e convertidos em Real brasileiro.

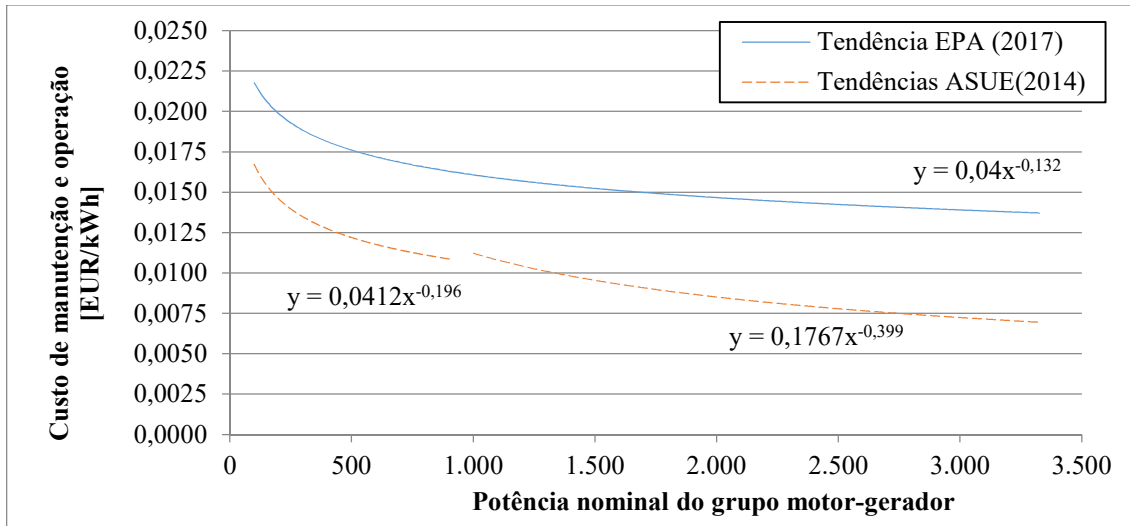


Figura 1: Custos de manutenção e operação do motor gerador
(elaborado com dados de ASUE, 2014; EPA, 2017).

Para os custos de manutenção dos outros componentes do sistema, o KTBL (2013) indica entre 1% e 2%, enquanto o FNR (2013) indica valores entre 1% e 3% do preço de aquisição. Neste trabalho, foram considerados 2% dos custos de investimento.

Os custos com os insumos utilizados no processamento do biogás são determinados principalmente pelo consumo de carvão ativado, que depende da carga de H₂S e das propriedades do carvão ativado. Os custos de um contrato de manutenção ou serviço completo relacionado ao processamento de biogás podem variar na Alemanha entre 0,007 a 0,013 €/Nm³ de gás bruto, de acordo com o KTBL (2013). Para se fazer uma conversão de custos com validade para Brasil, foi usado o fator de 3,84, que é a relação encontrada entre os custos do carvão ativado para o processamento de biogás nos dois países. Portanto, o valor médio dos custos de 0,010 €/Nm³ de gás bruto, segundo o KTBL (2013), foi corrigido pelo fator de 3,84, resultando em um valor convertido em moeda local de R\$ 0,1736/m³ de biogás bruto.

O custo do óleo lubrificante é relacionado a substituição regular durante a operação pela perda de suas propriedades originais devido à acidificação causada pela oxidação e à formação de resíduos ou componentes semelhantes ao asfalto. O consumo de óleo lubrificante estimado por KTBL (2013) em 0,3 g/kWh_{el} enquanto os fabricantes de grupos motor-gerador podem sugerir consumos maiores até 0,7 g/kWh_{el} (DREYER & BOSSE, 2013). Adotando o valor de 0,7 g/kWh_{el} e uma densidade de 896 kg/m³, o consumo de óleo corresponde a 0,78125 litros/MWh. Enquanto o custo específico médio na Alemanha pode variar entre 2,0 e 2,4 €/kg (KONSTANTIN, 2017). Com base em um estudo de mercado realizado no Brasil pelo autor que determinou um custo de 5,723 €/L, assume-se um custo de R\$ 25,84 por litro. Relacionado à energia produzida, isso equivale a um custo de R\$ 0,0202/kWh.

Para o consumo de energia elétrica própria da periferia do grupo motor-gerador, composta, entre outras coisas, por compressão de gás, controle e refrigeração, foi estimada uma proporção de 3% da eletricidade gerada, com base em Dachs e Rehm (2006).

Os custos das análises laboratoriais do óleo lubrificante para determinar a necessidade de troca de óleo e do biogás para testar a plausibilidade do analisador de gás foram estimados em R\$ 435 e R\$ 1.800, respectivamente, de acordo com Rosenfeldt *et al.* (2015). Corrigidos em analogia com os demais custos nacionais para o ano base de 2020 pelo IPCA de 29,7% (IBGE, 2022), adotou-se R\$ 564 e R\$ 2.335, respectivamente.

Os custos com pessoal são baseados nos custos brutos específicos do país de R\$ 21,05 por hora trabalhada e na estimativa da demanda de mão-de-obra utilizando-se uma abordagem em derivada da norma alemã DWA-M 271 (DWA, 2017). O suporte técnico inclui inspeções, coleta de dados, pequenos reparos e correção de problemas. Não são considerados custos adicionais para a operação do processo de tratamento de esgoto anaeróbio, que deve ocorrer também em ETEs sem instalações de aproveitamento energético de biogás. Como a validade dessa norma se limita a instalações de até 250.000 habitantes, adota-se o valor médio específico de pessoal de 0,009 h/(hab.a), determinado com base no limite superior do intervalo de valores derivados para instalações com capacidade ≥ 50.000 habitantes equivalentes (Figura 2).

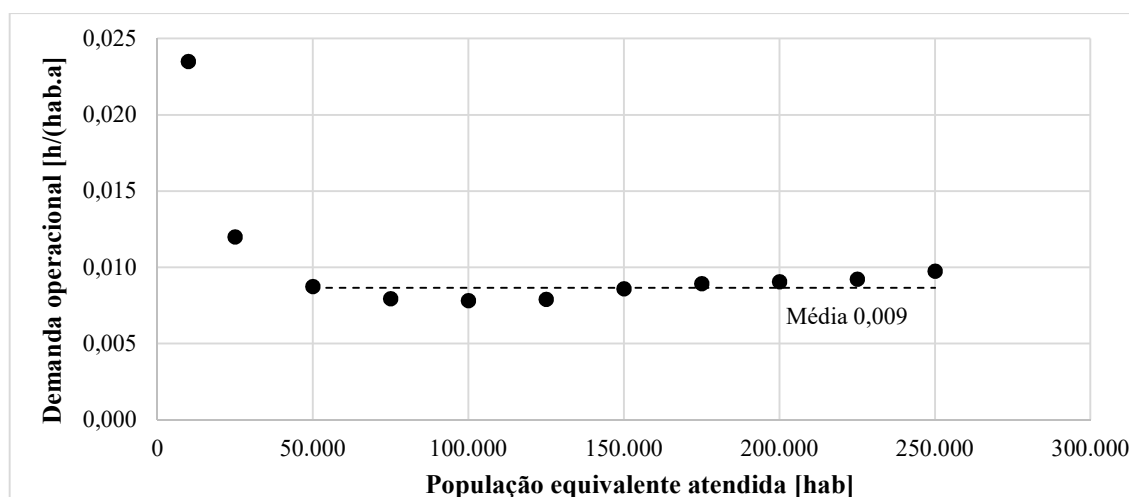


Figura 2: Demanda de mão-de-obra específica para planta de aproveitamento energético (elaborado com dados de DWA, 2017).

Finalmente, os custos de seguro e administração foram baseados na faixa de valores apresentada por Schaumann e Schmitz (2010), com uma proporção percentual de 1,5% do custo de investimento. Vale salientar, que essa posição de custo não costuma ser considerada em avaliações no Brasil. Contudo foi considerado, por mais que não seja contratado um seguro, levando em conta os riscos após o comissionamento.

A seguir na Tabela 2 é apresentado o resumo de custos específicos para manutenção e operação adotados.

Tabela 2: Resumo de custos específicos para manutenção e operação.

Item		Custos específicos
Manutenção	Grupo motor-gerador	Curva de custos da EPA (2017) na Figura 1
	Gasômetro	2 % do CAPEX
	Sistema de transporte de biogás	2 % do CAPEX
	Instalações Elétricas	2 % do CAPEX
	Sistema de medição (vazão e composição)	2 % do CAPEX
Insumos	Carvão ativado	R\$ 0,1736 /m ³ biogás
	Óleo lubrificante	R\$ 0,0202 / kWh _{gerado}
	Autoconsumo de energia elétrica	3 % da geração de energia elétrica
Análises Laboratoriais Óleo Lubrificante		R\$ 564 /análise
Análises Laboratoriais Biogás		R\$ 2.335 / análise
Mão de Obra de Operador		R\$ 21,05 /h
Administração e seguros		1,5 % do CAPEX

RECEITAS

A receita, resultado da substituição da energia recebida pela distribuidora de energia elétrica é determinada com base nas 7.500 horas de operação a plena carga, do custo específico da energia elétrica e as respectivas capacidades nominais de cada planta modelo.

Considerando que a tarifa de ponta incide a 3 horas por dia útil, tem-se 780 horas de tarifa de ponta por ano. Com uma a disponibilidade técnica adotada de 90 % esse número é reduzido a 702 h/a e permite calcular a tarifa média anual pela Equação 1.

$$\overline{TA} = \frac{780 \text{ h} \cdot \eta_{\text{disp}} \cdot TA_h + [T_{a,pc} - (780 \text{ h} \cdot \eta_{\text{disp}})] \cdot TA_n}{T_{a,pc}} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

$\overline{TA}$	Tarifa média ponderada [R\$/kWh]
TA_n	Tarifa fora de ponta [R\$/kWh]
TA_h	Tarifa na ponta [R\$/kWh]
η_{disp}	Grau de aproveitamento da planta [%]
$T_{a,pc}$	Tempo de funcionamento em plena carga [h/a]

Para a determinação das tarifas de eletricidade a serem adotadas para o cálculo das receitas dos 3 cenários, analisou-se as tarifas de 53 das 131 distribuidoras atuantes no Brasil conforme MME (2020). Considerou-se a tarifa verde com os tributos incidentes, calculando uma tarifa média ponderado com base nas tarifas de ponta e fora de ponta, apresentados na Figura 1. Extraiu-se deste levantamento o valor mediano, o mínimo e máximo, utilizando a Equação 1.

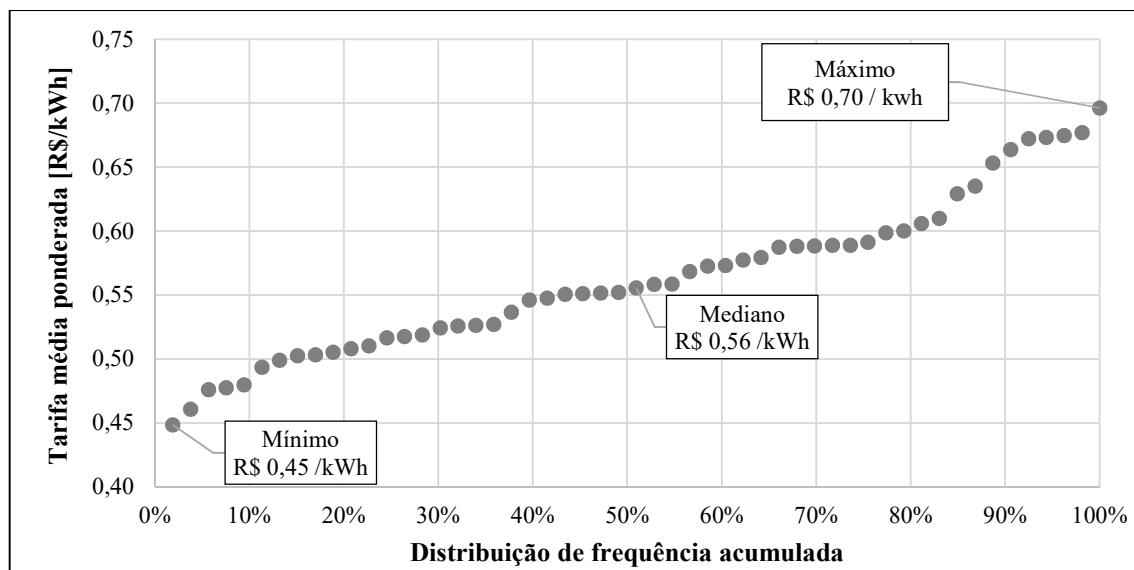


Figura 3: Distribuição de frequência acumulada da tarifa média ponderada de distribuidoras brasileiras de eletricidade (elaborado com dados de MME, 2020).

Para estimar o desenvolvimento futuro dos custos de energia elétrica, foram utilizados os custos médios de energia elétrica entre 2003 e 2020 (Figura 4), segundo a ANEEL (2023). Nesse período, o aumento do preço médio nominal da energia elétrica foi de 247%, ou 39% ajustados pela inflação. Isso corresponde a uma taxa de inflação anual de custos de energia elétrica real, acima da inflação, de 2%, que é considerada na análise de viabilidade econômica.

Para a construção do fluxo de caixa são atribuídos custos para os reinvestimentos durante o período e valores residuais ao final do período de avaliação econômica de acordo com a vida útil dos componentes das plantas modelo conforme Tabela 3. O período de avaliação econômica é escolhido com base da vida útil do grupo motor-gerador, que é adotado em 20 anos, o limite inferior do range de 20 a 25 anos informado por DWA (2012).

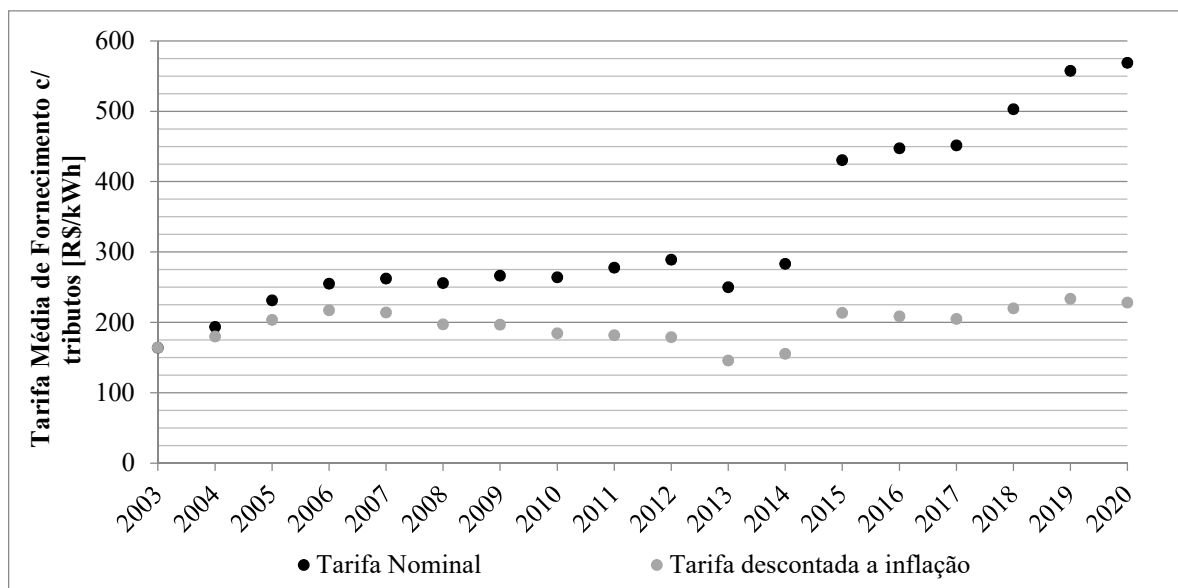


Figura 4: Evolução da tarifa média de fornecimento com tributos (elaborado com dados de ANEEL, 2023)

CÁLCULO DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Em seguida calcula-se a viabilidade econômica, determinando o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR) para todas as plantas modelos nos 3 cenários tarifários. Com o objetivo de considerar as características típicas para esse tipo de empreendimento é considerado Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) como taxa de desconto em termos reais. Enquanto no setor energético brasileiro, de acordo com a EPE (2021b), assume-se que o custo médio ponderado real de capital após impostos varia entre 6% e 10%, Tenório (2021) indica valores entre 7,96% e 8,61% para quatro empresas brasileiras do setor de água e esgoto. Com base nesses valores, uma taxa de juros nominal de 8,2% ao ano é adotada para a análise de viabilidade econômica.

Para os cálculos financeiros seguindo os preceitos de avaliação real adotou-se os parâmetros apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Premissas adotadas para os cálculos financeiros.

Parâmetro		Unidade	Valor	Observação
Taxa Interna de Retorno		%	8,2	Adotado com base em Tenório (2021)
Taxa Cambial		R\$ por €	4,51538	Cambio de 02/01/2020
Vida útil	Grupo motor-gerador	anos	20	Estimativa com base em DWA (2012) e Wagner (2000)
	Condicionamento de biogás	anos	10	
	Gasômetro	anos	15	
	Transporte biogás	anos	10	
	Instalações elétricas	anos	20	
	Instrumentação	anos	8	
Aumento real do custo de energia elétrica		%	2	Estimativa com base em ANEEL (2023)

DETERMINAÇÃO DA POPULAÇÃO CORRESPONDENTE

Na sequência atribui-se a cada planta uma população contribuinte. Para isso diferencia-se entre uma ETE constituído de reatores UASB e de digestores anaeróbios de lodo, considerando a geração específica de biogás de cada processo com as perdas inerentes ao processo e perdas do sistema de biogás.

Para os reatores UASB, a produção específica de metano é adotada com base de Lobato (2011), mais especificamente nos valores médios do cenário pessimista ($6,8 \text{ NL}_{\text{CH}_4} \cdot \text{hab}^{-1} \cdot \text{d}^{-1}$) e típico ($10,2 \text{ NL}_{\text{CH}_4} \cdot \text{hab}^{-1} \cdot \text{d}^{-1}$) da autora, que já contempla as perdas inerentes ao processo, levando em consideração a redução da produção de metano devido à redução do sulfato concorrente, perda de metano na área de sedimentação e dissolução no efluente. Entretanto, é importante destacar que os resultados do programa de medição em 10 estações de tratamento de esgoto brasileiras (CABRAL *et al.*, 2016) apontaram que as 5 ETEs com as maiores produções de metano apresentaram produções específicas abaixo da média do cenário típico de Lobato (2011). A produção observada por Rosenfeldt *et al.* (2017b) na ETE Jacuipe II não alcançou o nível pessimista de Lobato (2011). Uma provável razão para essas observações são perdas adicionais significativas em função de vazamentos provocados por não-conformidades construtivas. Considerando as experiências realizadas no Brasil, Chernicharo e Bressani-Ribeiro (2019) estabelecem uma classificação dos reatores UASB sob consideração de 4 estados e atribuem expectativas de captação de metano. Como apresentado na Tabela 4, o modelo pessimista de Lobato (2011) com $6,8 \text{ NL}_{\text{CH}_4}/(\text{hab} \cdot \text{d})$ corresponde a um reator UASB existente e o modelo típico com $10,2 \text{ NL}_{\text{CH}_4}/(\text{hab} \cdot \text{d})$ pode ser atribuído a um reator UASB novo desta classificação trazida por Chernicharo e Bressani-Ribeiro (2019).

Tabela 4: Comparação das categorias adotadas relacionado a captação de biogás de autores brasileiros.

Lobato (2011)			Chernicharo e Bressani-Ribeiro (2019)	
Descrição	$\text{NL}_{\text{CH}_4}/(\text{hab} \cdot \text{d})$	$\text{NL}_{\text{CH}_4}/\text{kgDQO}_{\text{removida}}$	Descrição	
pior situação (pessimista)	6,8	113	60 - 90	mal estado
			110 - 130	bom estado
situação típica	10,2	158,3	140 - 160	estado normal
melhor situação	13,7	196	190	melhor estado

No caso de digestores de lodo a produção de biogás pode ser assumida como sendo de 20 a $30 \text{ L}_{\text{biogás}}/(\text{hab} \cdot \text{d})$ com uma concentração característica de metano de 65%, de acordo com Andreoli *et al.* (2001). Isso resulta em uma produção média específica de metano de $16,25 \text{ L}_{\text{CH}_4}/(\text{hab} \cdot \text{d})$, que também corresponde à faixa média da norma DWA M-363 (DWA, 2022a). Com base na norma DWA M-230-1 (2022b), Parravicini *et al.* (2015) e IPCC (2006) assume-se uma perda de metano inerente ao digestor de lodo de 1,0%, resultando em uma produção de metano de $16,09 \text{ L}_{\text{CH}_4}/(\text{E} \cdot \text{d})$.

Além das perdas inerentes de cada processo de geração de biogás são considerados perdas de metano proveniente de vazamentos do sistema de transporte de biogás e de uma combustão incompleta, totalizando 5% (IPCC, 2019).

$$\text{POP}_{\text{DQO-100}} = \frac{Q_{\text{CH}_4, \text{consumo}, i}}{(1 - \text{perda}_{\text{a jusante}}) \cdot (1 - \text{perda}_{\text{processo anaeróbio}})} \cdot q_{\text{CH}_4} \quad \text{Equação 2}$$

Onde

$\text{POP}_{\text{DQO-100}}$ População equivalente com carga específica de $100 \text{ gDQO}/(\text{hab} \cdot \text{d})$

$Q_{\text{CH}_4, \text{Verbrauch}}$ Consumo de metano do grupo motor-gerador [$\text{Nm}^3_{\text{CH}_4}/\text{d}$]

q_{CH_4} produção específica de metano [$\text{L}/(\text{hab} \cdot \text{d})$]

RESULTADOS OBTIDOS

Foram definidas 13 plantas modelo com base no portfólio de um fornecedor estrangeiro, apresentando potências instaladas entre 80 e 2.000 kWel. As eficiências foram estimadas com base no ASUE (2014), permitindo assim calcular para cada potência o consumo de metano e biogás. Com a produção de biogás diária foi determinado o volume para o armazenamento de biogás e com a população média atribuído com base no cenário típico de Lobato (2011) estimou-se o esforço operacional considerando as constatações de DWA (2017), aplicado também para os demais cenários com produções de biogás variados. O resumo das características das plantas modelo é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5: Resumo das características das plantas modelo.

Planta Modelo	Potência elétrica instalada [kW]	Eficiência elétrica do grupo motor-gerador ASUE (2014)	Consumo médio de combustível [Nm³/h]		Volume do gasômetro [m³]	Homem-Hora para operação [h/a]
			Metano	Biogás		
1	80	35,6%	22,5	30,0	180	483
2	100	37,1%	27,0	36,1	216	580
3	160	38,0%	42,2	56,3	338	906
4	250	38,9%	64,4	85,9	516	1.382
5	360	39,7%	91,0	121,4	728	1.953
6	450	40,1%	112,5	150,0	900	2.413
7	550	40,6%	136,0	181,4	1.088	2.918
8	635	40,9%	155,9	207,8	1.247	3.344
9	800	41,4%	194,0	258,7	1.552	4.162
10	1.000	41,4%	242,6	323,4	1.940	5.203
11	1.200	41,6%	289,2	385,7	2.314	6.205
12	1.500	41,9%	358,8	478,4	2.870	7.696
13	2.000	42,4%	473,6	631,5	3.789	10.160

O levantamento de custos junto a um fornecedor europeu permitiu a determinação do preço incidente, por meio de aplicação de um fator de importação de 1,56 proveniente de consulta de uma importadora, um BDI de 1,44 e considerando uma parcela de 1,8% para a obra civil para essa unidade (Figura 5).

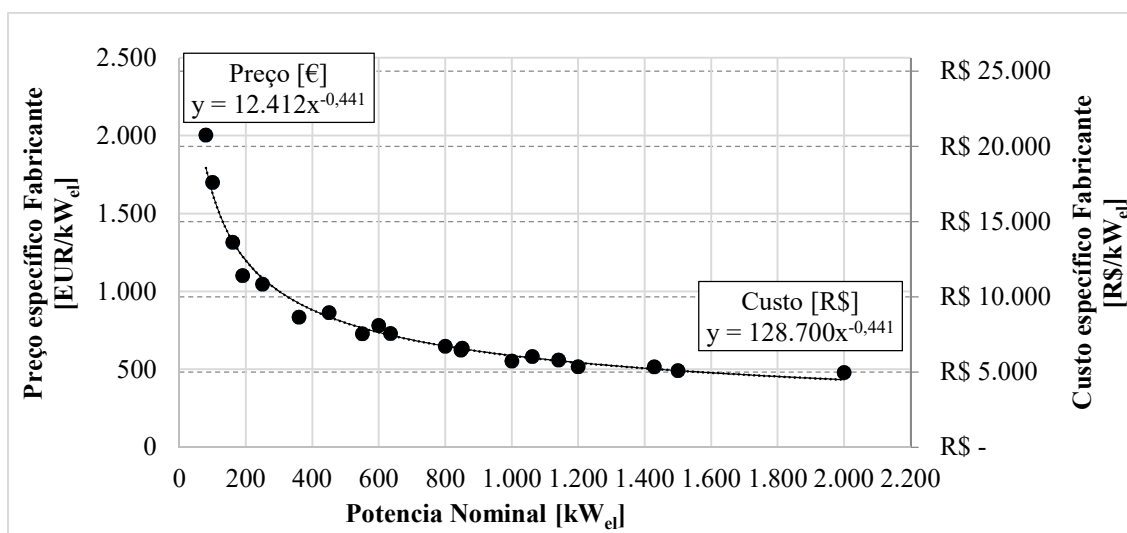


Figura 5: Preços e Custos Nacionalizados específicos de grupos motor-gerador.

Os preços para o sistema de condicionamento constituído em uma refrigeração de biogás e um filtro de carvão ativado, geralmente fornecido pelo fabricante do grupo motor-gerador são apresentados na Figura 6. O custo foi formado com os mesmos fatores de importação e comercialização como no caso do grupo motor-gerador, não incidindo no caso custos complementares relacionados a obra-civis.

Os preços de um gasômetro de camada dupla foram levantados junto a um fabricante alemão. A formação de custo nacionalizado (Figura 7) foi realizada, considerando um fator de importação de 1,59 proveniente de consulta de uma importadora para esse tipo de mercadoria e um BDI de 1,44. As obras civis relacionadas a essa unidade foram calculados adotando uma parcela de 35,4%, contemplando também a periferia para realização de remoção primária de H₂S por biodessulfurização, como executado na planta descrita por Rosenfeldt *et al.* (2017b).

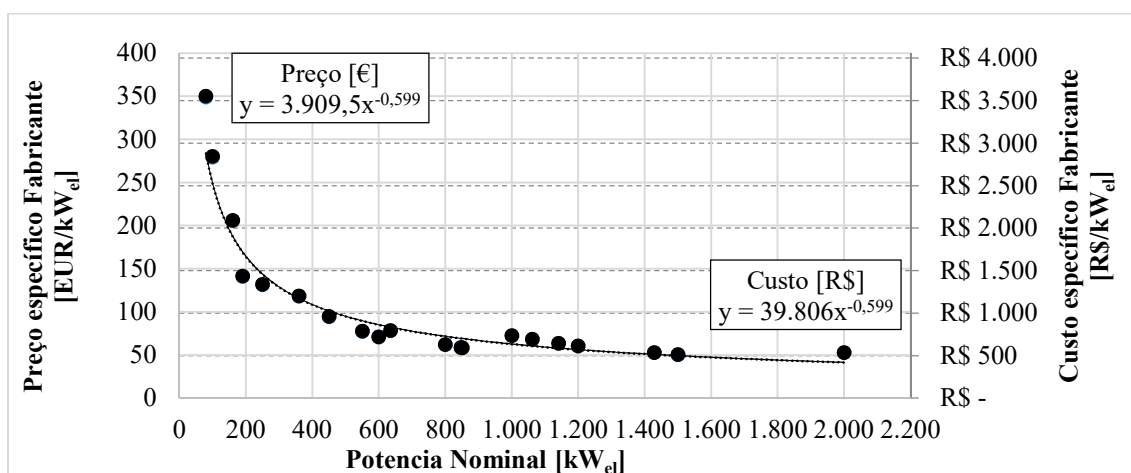


Figura 6: Preços e Custos Nacionalizados específicos de condicionamento de biogás.

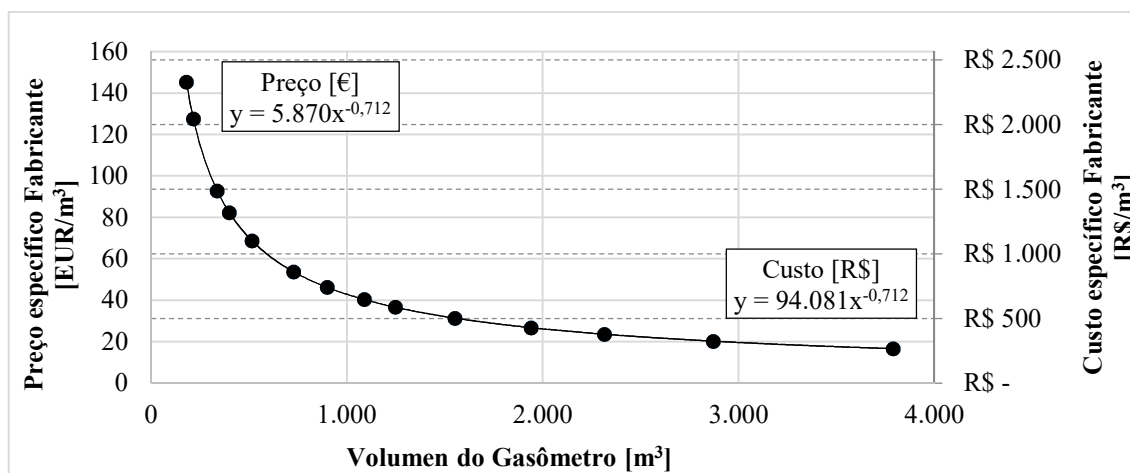


Figura 7: Custos e Preços Nacionalizados específicos de gasômetro.

A composição dos custos de investimentos levantados é apresentada na Tabela 6.

Tabela 6: Custos de investimento das plantas modelo.

Planta	Projeto	Transporte de biogás	Instal. elétricas	Instru- mentação	Grupo Motor- Gerador	Condicio- namento de biogás	Gasômetro	Custos totais
	[R\$]							
1	151.878	77.460	230.878	212.745	1.660.619	284.380	419.597	3.037.556
2	159.157	81.172	241.943	212.745	1.761.416	284.380	442.319	3.183.131
3	190.461	97.138	289.531	212.745	2.181.690	334.831	502.823	3.809.218
4	225.642	115.080	343.011	212.745	2.713.607	334.831	567.917	4.512.833
5	258.599	131.889	393.112	212.745	3.115.798	432.526	627.311	5.171.978
6	314.712	160.507	478.413	212.745	4.028.660	432.526	666.680	6.294.243
7	324.109	165.300	492.697	212.745	4.150.609	432.526	704.190	6.482.176
8	368.513	187.946	560.198	212.745	4.803.895	504.613	732.343	7.370.253
9	405.502	206.811	616.427	212.745	5.383.965	504.613	779.971	8.110.035
10	442.947	225.909	673.349	212.745	5.735.120	737.116	831.745	8.858.931
11	486.275	248.007	739.215	212.745	6.427.165	737.116	874.974	9.725.496
12	564.253	287.777	857.755	212.745	7.663.258	768.324	930.950	11.285.061
13	720.876	367.656	1.095.846	212.745	9.939.907	1.072.049	1.008.433	14.417.512

Os custos de manutenção da instalação do sistema de aproveitamento energético de biogás são apresentados na Tabela 7, tendo como base os custos específicos apresentados na Tabela 2. As despesas decorrentes de autoconsumo de energia elétrica, apresentadas na Tabela 7, foram consideradas adotando uma parcela de 3% em relação à geração.

Tabela 7: Custo de operação e manutenção das plantas modelo.

Planta	Grupo Motor-gerador	Condi. de biogás	Unidades restantes*	Consumo de óleo lubrificante	Mão-de-Obra operacional	Análises Laboratoriais	Admin. e seguros
[R\$]							
1	-60.599	-39.092	-18.814	-12.112	-10.170	- 11.441	-45.563
2	-73.544	-46.951	-19.564	-15.141	-12.214	- 11.441	-47.747
3	-110.571	-73.295	-22.045	-24.225	-19.068	- 11.441	-57.138
4	-162.853	-111.876	-24.775	-37.851	-29.104	- 11.441	-67.692
5	-223.456	-158.053	-27.301	-54.506	-41.117	- 11.441	-77.580
6	-271.188	-195.269	-30.367	-68.132	-50.799	- 11.441	-94.414
7	-322.761	-236.166	-31.499	-83.273	-61.438	- 11.441	-97.233
8	-365.619	-270.619	-33.865	-96.142	-70.401	- 11.441	-110.554
9	-446.747	-336.835	-36.319	-121.124	-87.627	- 11.441	-121.651
10	-542.176	-421.095	-38.875	-151.405	-109.547	- 11.441	-132.884
11	-635.093	-502.136	-41.499	-181.686	-130.630	- 11.441	-145.882
12	-770.755	-622.843	-45.785	-227.108	-162.031	- 11.441	-169.276
13	-989.264	-822.232	-53.694	-302.811	-213.902	- 11.441	-216.263

* Gasômetro, Sistema de transporte de biogás, Instalações elétricas e Instrumentação

A Tabela 8 apresenta os indicadores financeiros VPL e TIR para cada planta modelo. De forma geral, há um aumento na rentabilidade com o aumento da potência instalada. Assumindo um custo médio da energia elétrica, uma planta com capacidade instalada de 160 kW_{el} apresenta uma TIR de 8,4%, enquanto uma planta com 2.000 kW_{el} chega a 41,7%. Na prática, no entanto, para estações de tratamento de esgoto de maior porte, é recomendável modular o armazenamento de gás e a planta de cogeração de energia elétrica para garantir maior segurança operacional, o que pode levar a uma correção na rentabilidade aqui apresentada.

Tabela 8: VPL e TIR das plantas modelo.

Planta Modelo	Potência instalada [kW _{el}]	Valor presente líquido [R\$]			Taxa interna de retorno [%]		
		Tarifa média ponderada de energia elétrica					
		Min	Mediano	Max	Min	Mediano	Max
1	80	-2.362.070	-1.652.220	-718.020	-3,9 %	0,5 %	5,1 %
2	100	-2.047.936	-1.160.623	7.126	-1,2 %	3,4 %	8,2 %
3	160	-1.364.672	55.029	1.923.428	3,5 %	8,4 %	13,9 %
4	250	23.871	2.242.154	5.161.528	8,3 %	13,8 %	20,3 %
5	360	1.963.945	5.158.272	9.362.171	12,5 %	18,8 %	26,5 %
6	450	2.929.992	6.922.901	12.177.775	13,4 %	19,7 %	27,6 %
7	550	5.271.106	10.151.328	16.573.951	16,9 %	24,1 %	33,1 %
8	635	6.386.103	12.020.541	19.435.751	17,4 %	24,6 %	33,8 %
9	800	9.802.415	16.900.920	26.242.917	20,6 %	28,7 %	39,1 %
10	1.000	13.993.124	22.866.255	34.543.752	24,0 %	33,1 %	44,9 %
11	1.200	18.217.761	28.865.518	42.878.514	26,6 %	36,5 %	49,3 %
12	1.500	24.284.584	37.594.280	55.110.525	29,1 %	39,6 %	53,4 %
13	2.000	33.755.285	51.501.546	74.856.540	30,7 %	41,7 %	56,1 %

Dependendo da tarifa de energia elétrica praticada no local da planta, evidenciou-se as plantas de menor potência elétrica instalada com viabilidade econômica por apresentarem um VPL positivo e uma TIR $\geq 8,2\%$, sendo realçado cinza na Tabela 8. São as plantas com as potências instaladas de 100 kW_{el}, 160 kW_{el} e 250 kW_{el}, considerando o aproveitamento a plena carga de 7.500 h/a.

As populações correspondentes foram determinadas com a produção específica de biogás, tecnicamente aproveitável com base em Andreoli *et al.* (2001) e Lobato (2011), considerando as perdas de biogás inerente ao processo anaeróbio e a jusante relacionado ao sistema de aproveitamento de biogás (Tabela 9). Ao considerar o modelo pessimista de Lobato (2011), a viabilidade econômica para uma planta de aproveitamento energética de biogás elétrica pode ser verificada para populações de 100.477 a 239.418 habitantes, dependendo da tarifa de energia elétrica. Para o modelo típico de Lobato (2011), esse range varia entre 66.985 e 159.612 habitantes. No caso de digestores de lodo a população equivalente para qual uma instalação de aproveitamento energético apresentaria viabilidade econômica fica entre 42.471 e 101.199 habitantes.

Tabela 9: Populações correspondentes para as plantas modelo.

Planta Modelo	Potência elétrica instalada [kW]	População correspondente [hab]		
		Digestor de lodo	Reator UASB	
		16,0 NL _{CH4} /(E.d)	6,8 NL _{CH4} /(E.d)	10,2 NL _{CH4} /(E.d)
1	80	35.361	83.657	55.772
2	100	42.471	100.477	66.985
3	160	66.300	156.853	104.569
4	250	101.199	239.418	159.612
5	360	142.969	338.237	225.491
6	450	176.633	417.881	278.587
7	550	213.627	505.401	336.934
8	635	244.792	579.131	386.087
9	800	304.689	720.836	480.557
10	1.000	380.907	901.154	600.770
11	1.200	454.215	1.074.585	716.390
12	1.500	563.402	1.332.900	888.600
13	2.000	743.762	1.759.598	1.173.066

ANÁLISE DOS RESULTADOS

A escala mínima, expressa em populações equivalentes para as plantas modelo de 100, 160 e 250 kW para cada variante de produção de biogás com sua produção específica de biogás para cada cenário de custo de energia elétrica é apresentada na Tabela 10. Os resultados mostraram uma variação significativa da escala mínima com viabilidade mínima de uma planta para o aproveitamento energético de biogás em função dos custos de fornecimento de energia elétrica, que por sua vez apresenta um amplo range no território nacional.

Tabela 10: Populações correspondentes para as plantas modelo.

Origem do biogás		Captação específica de metano NL _{CH4} /(hab.d)	População correspondente [hab]		
			Custo de energia elétrica		
			Min R\$ 0,45 /kWh	Mediano R\$ 0,56 /kWh	Max R\$ 0,70 /kWh
			Potencia elétrica instalada [kW _{el}]		
			250	160	100
UASB Cenário conforme Lobato (2011)	Pior situação	6,8	239.418	156.853	100.477
	Situação típica	10,2	159.612	104.569	66.985
Digestor anaeróbio de lodo		16,1	101.199	66.300	42.471

Contudo foi possível demonstrar que as escalas mínimas para o aproveitamento energético de biogás através de grupos motor-gerador em operação contínua podem ser menores do que anteriormente determinados por Valente (2015) em 162.666 habitantes e Rosenfeldt *et al.* (2017a) por cerca de 100.000 habitantes, entre outros.

As condições favoráveis no que tange a captação específica de metano, ou seja, a diferença entre a produção e a parcela tecnicamente aproveitável, por apresentar uma perda de biogás inerente ao processo substancialmente menor em relação a reatores UASB, um digestor anaeróbio de lodo apresenta escalas mínima para aproveitamento energético de biogás menor.

CONCLUSÕES

Os parâmetros custo de energia e captação específica de metano influenciam significativamente a escala mínima para o aproveitamento.

As escalas mínimas com viabilidade mínima variam em função do custo de energia elétrica para ETEs existentes com reatores UASB em condições que permitam uma captação específica de metano de 6,8 NL_{CH4}/(hab.d) entre 100.477 e 239.418 habitantes e para digestores de lodo entre 42.471 e 101.199 habitantes. Importante destacar que esse estudo apenas analisou a viabilidade econômica do sistema de aproveitamento de biogás e não do processo de tratamento por digestores de lodo e reatores UASB. Portanto, os resultados não permitem concluir qual dos dois processos possui maior rentabilidade.

No caso dos reatores UASB novos que foram concebidos com atenção especial em relação às suas estanqueidades e reatores UASB existentes reformados visando a redução de perdas de biogás, ao alcançar uma captação específica de 10,2 NL_{CH4}/(hab.d) a escala mínima seria reduzida, entre 66.985 e 159.512 habitantes.

Em todos os casos, o maior desafio é uma operação com capacidade de realizar manutenção preventiva adequada e manutenção corretiva de forma ágil. Com isso, evita-se atrasos na aquisição de peças de substituição de equipamentos importados que podem comprometer significativamente a disponibilidade técnica da planta afetando a projeção idealizada.

Considerando que para esse trabalho foram adotados custos de operação e manutenção teóricos, recomenda-se que seja estudado uma instalação real para sua validação ou adaptação.

Recomenda-se que seja também pesquisado a utilização de grupo motor-gerador de origem nacional, que promete a redução de custos de investimento, mas também implica em rendimentos elétricos inferiores. Levando em consideração uma maturidade de fabricantes nacionais, no que tange a experiência, essa pesquisa deveria ser realizada por um período prolongado para poder concluir com relação à durabilidade e confiabilidade.

Em relação à confiabilidade dos custos apresentados, é importante ressaltar que as estimativas foram baseadas em experiências consolidadas para uma planta com potência nominal de 190 kW_{el} (Rosenfeldt *et al.*, 2017b), enquanto os custos de manutenção e operação foram adaptados para a realidade brasileira a partir de modelos de literatura internacional. No entanto, é crucial destacar a necessidade de confirmar esses custos por meio da operação da planta por períodos prolongados.

Além disso, é importante notar que as escalas mínimas apresentadas foram determinadas para o cenário pré-pandêmico no início de 2020 e, desde então, a economia global tem passado por mudanças significativas, incluindo a escassez de várias matérias-primas e rupturas nas cadeias de fornecimento. Embora a evolução desfavorável do câmbio possa sugerir uma escala mínima maior, é preciso considerar também os custos atualizados na origem e os maiores ingressos impulsionados pelos aumentos nas tarifas de energia elétrica para uma avaliação precisa do cenário atual.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDREOLI, C. V.; VON SPERLING, M.; FERNANDES, F. Lodo de esgotos: Tratamento e disposição final. Belo Horizonte: Departamento de Engenharia Sanitária e Ambiental - UFMG, 2001.

- ASUE. BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module - Anbieter - Kosten. (Hrsg.). Essen: Verlag für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, 2014.
- ANEEL. Relatório de unidades consumidoras por classe de consumo. Disponível em: <https://sistemas.aneel.gov.br/concessionarios/administracao/samp/RelSampClasseCons.xlsx>. Acesso em: 08/04/2023.
- BERNS, U. Wartung und Instandhaltung von Gasmotoren-BHKW. In: VGB powertech, 2014.
- BLESL, M.; OHL, M. Bundesländerspezifische Potenziale von Blockheizkraftwerken und Brennstoffzellen auf Kläranlagen in Deutschland. In: Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg, v. 12, 2010.
- BRASIL. Ministério do Desenvolvimento Regional - MDR. Secretaria Nacional de Saneamento - SNS. Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento - SNIS. 25. Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgoto – 2019. Brasília, 2020.
- CABRAL, C.; CHERNICHARO, C.; ROSENFELDT, S.; HOFFMANN, H.; PLATZER, C.; NEVES, N. P.; BRESSANI-RIBEIRO, T. Resultados do projeto de medições de biogás em reatores anaeróbios. Brasília: Brasil. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Probiogás, 2016.
- CHERNICHARO, C.; BRESSANI-RIBEIRO, T. Anaerobic reactors for sewage treatment: design, construction and operation. London: IWA Publishing, 2019.
- DACHS, G.; REHM, W. Der Eigenstromverbrauch von Biogasanlagen und Potenziale zu dessen Reduzierung. München: Solarenergieförderverein Bayern e. V., 2006.
- DESTATIS. Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) - ausgewählte Indizes. Disponível em: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data>. Acesso em: 05/05/2022.
- DREYER & BOSSE. Technisches Datenblatt für Vita - Biogas - BHKW - Vita-Pico 190. Gorleben, 2013.
- DWA. Leitlinien zur Durchführung dynamischer Kostenvergleichsrechnungen. 8. überarbeitete Auflage. Hennef: Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V., 2012.
- DWA. Merkblatt DWA-M 271: Personalbedarf für den Betrieb kommunaler Kläranlagen. Hennef: Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V., 2017.
- DWA. Merkblatt DWA-M 363: Herkunft und Verwertung von Biogas (pp. 88). Hennef: Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V., 2022a.
- DWA. Merkblatt DWA-M 230-1: Treibhausgasemissionen bei der Abwasserbehandlung – Teil 1: Direkte Treibhausgasemissionen – Messen und Bewerten. Hennef: Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V., 2022b.
- EPA. Catalog of CHP Technologies. Washington DC: U.S. Environmental Protection Agency; Combined Heat and Power Partnership, 2017.
- FNR. Ergebnisse aus dem aktuellen Biogas-Messprogramm II. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2009.
- FNR. Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. 6ª ed. Gülzow-Prützen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013.
- IBGE. Tabela 1737 - IPCA - Série histórica com número-índice, variação mensal e variações acumuladas em 3 meses, em 6 meses, no ano e em 12 meses (a partir de dezembro/1979). Brasília: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2022.
- IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. In: EGGLESTON, H. S.; BUENDIA, L.; MIWA, K.; NGARA, T.; TANABE, K. (Eds.). Japan: IGES, 2006.
- IPCC. 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 5 - Waste. In: CALVO BUENDIA, E.; TANABE, K.; KRANJC, A.; BAASANSUREN, J.; FUKUDA, M.; NGARIZE, S.; OSAKO, A.; PYROZHENKO, Y.; SHERMANAU, P.; FEDERICI, S. (Eds.). Switzerland: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2019.
- JENDE, O.; ROSENFELDT, S.; COLTURATO, L. F. de D. B.; DE SOUZA, F. C.; GOMES, P.; PLATZER, C.; SERAVAL, T. A.; HOFFMANN, H.; CABRAL, C.; BURKARD, T.; LINNENBERG, C.; NAU, D.; PEREIRA, A.; MARIANI, L. Barreiras e propostas de soluções para o mercado de biogás no Brasil. Brasília: Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Probiogás, 2016.
- KALTSCHMITT, M.; STREICHER, W.; WIESE, A.. Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5ª ed. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2013.
- KONSTANTIN, P. Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg. 4ª ed. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2017.
- KTBL. Faustzahlen Biogas. 3. Ausgabe. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen e.V., 2013.
- LOBATO, L. C. da Silva. Aproveitamento energético de biogás gerado em reatores UASB tratando esgoto doméstico. Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 2011. Dissertation.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Informativo Gestão Setor Elétrico. Brasília, 2020.

- PARRAVICINI, V.; VALKOVA, T.; HASLINGER, J.; SARACEVIC, E.; WINKELBAUER, A.; TAUBER, J.; SVARDAL, K.; HOHENBLUM, P.; CLARA, M.; WINDHOFER, G. Reduktionspotential bei den Lachgasemissionen aus Kläranlagen durch Optimierung des Betriebes. In: Umwelt und Wasserwirtschaft. Wien: Bundesministerium für Land-und Forstwirtschaft, 2015.
- ROSENFELDT, S., CABRAL, C., PLATZER, C., HOFFMANN, H., & ARAUJO, R. Avaliação da viabilidade econômica do aproveitamento energético do biogás por meio de motor-gerador em uma ETE. In: 28º Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental. Rio de Janeiro, 2015.
- ROSENFELDT, S.; HOFFMANN, H.; PLATZER, C.; CABRAL, C. Viabilidade técnico-econômica de produção de energia elétrica em ETEs a partir do biogás. Brasília: Brasil. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Probiogás, 2017a.
- ROSENFELDT, S.; CABRAL, B. G. C., PLATZER, C. J., HOFFMANN, H., FREITAS, D. & CRUZ, E.A. Geração de energia elétrica a partir do biogás produzido em estação de tratamento de esgoto em escala real. In: Congresso IX CITENEL / V SEENEL. Anais IX CITENEL / V SEENEL. João Pessoa, 2017b.
- ROSENWINKEL, K.-H.; KROISS, H.; DICHTL, N.; SEYFRIED, C.-F.; WEILAND, P. Anaerobtechnik - Abwasser-, Schlamm- und Reststoffbehandlung, Biogasgewinnung. 3. ed. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2015.
- SCHAUMANN, G.; SCHMITZ, K. W. Kraft-Wärme-Kopplung. Berlin: Springer Verlag, 2010.
- TENÓRIO, T. L. de M. Custo médio ponderado de capital (WACC): estudo comparativo da metodologia de cálculo entre empresas do setor de saneamento. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2021. Bachelor thesis.
- VALENTE, V. B. Análise de viabilidade econômica e escala mínima de uso do biogás de reatores anaeróbios em estações de Tratamento de Esgoto no Brasil. Master thesis. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.
- WAGNER, W. Stellenwert der Nutzungsdauer von Abwasseranlagen unter Kostengesichtspunkten. In: Korrespondenz Abwasser, v. 47, n. 7, p. 1036-1046, 2000.
- WISER, J. R.; SCHETTLER, J. W.; WILLIS, J. L. Evaluation of combined heat and power technologies for wastewater treatment facilities. Georgia, USA: Caldwell, Brown and, 2010.