

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM RECURSOS HÍDRICOS E SANEAMENTO
AMBIENTAL

LÚCIA MARINA ROSA DA SILVA

APROVEITAMENTO DE BIOGÁS EM SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIAS
RENOVÁVEIS PARA ESTAÇÕES DE TRATAMENTO DE ESGOTO

PORTO ALEGRE

2022

LÚCIA MARINA ROSA DA SILVA

APROVEITAMENTO DE BIOGÁS EM SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIAS
RENOVÁVEIS PARA ESTAÇÕES DE TRATAMENTO DE ESGOTO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental.

Orientador: Alexandre Beluco

PORTO ALEGRE

2022

CIP - Catalogação na Publicação

Rosa da Silva, Lúcia Marina

Aproveitamento de biogás em sistemas híbridos de energias renováveis para estações de tratamento de esgoto / Lúcia Marina Rosa da Silva. -- 2022.

110 f.

Orientador: Alexandre Beluco.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental, Porto Alegre, BR-RS, 2022.

1. energias renováveis. 2. sistemas híbridos . 3. biogás. 4. software HOMER. I. Beluco, Alexandre, orient. II. Título.

LÚCIA MARINA ROSA DA SILVA

APROVEITAMENTO DE BIOGÁS EM SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIAS
RENOVÁVEIS EM ESTAÇÕES DE TRATAMENTO DE ESGOTO

Aprovado em Porto Alegre, 25 de março 2022.

Prof. Dr. Alexandre Beluco – IPH/UFRGS

Orientador

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Alfonso Risso – UFRGS

Prof. Dr. Elton G. Rossini – UERGS

Prof. Dr. José de Souza – Fundação Liberato

Prof. Dr. Giuliano Daronco – UNIJUÍ

AGRADECIMENTOS

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), pelo apoio financeiro por meio de concessão de bolsa de estudos, que possibilitou a dedicação a este trabalho.

Ao meu orientador Alexandre, por sempre apoiar as minhas propostas de trabalho e por prestar o apoio necessário ao trabalho nesses anos de convívio desde a graduação.

Ao Instituto de Pesquisas Hidráulicas e à Universidade Federal do Rio Grande do Sul, pelo ensino de qualidade e pela estrutura disponibilizada ao longo de toda minha trajetória acadêmica.

À minha família e amigos, pelo suporte e apoio durante todos esses anos.

RESUMO

O tratamento de esgotos é componente do saneamento básico e é essencial para a manutenção de qualidade adequada dos corpos hídricos e proteção da saúde humana. Para o desenvolvimento das atividades de do setor, um dos custos mais significativos é com energia elétrica, o que pode representar uma das barreiras para a universalização do acesso ao saneamento. A utilização do biogás gerado na digestão anaeróbia dos efluentes em estações de tratamento de esgotos (ETE) pode ser uma fonte alternativa de energia para o setor. O aproveitamento desse recurso pode resultar em uma diminuição nos gastos com compra de energia elétrica da rede pública e na quantidade de gases de efeito estufa emitidos na atmosfera, em comparação com as fontes convencionais de energia. O biogás pode ser utilizado em conjunto com outras fontes renováveis localmente disponíveis, compondo um sistema híbrido para atendimento da demanda da própria ETE. Sendo assim, neste trabalho o software HOMER é utilizado para análise de viabilidade econômica por simulação e determinação da configuração ótima de um sistema híbrido de energias renováveis com inclusão de geradores a biogás para atendimento da demanda de uma ETE. Quatro cenários são propostos e, para cada cenário, também são realizadas análises de sensibilidade de forma a antecipar possíveis mudanças necessárias na configuração do sistema híbrido decorrentes de variações nos custos dos componentes e na disponibilidade de recursos. Preliminarmente, analisa-se o cenário atual de abastecimento, em que os custos para o consumidor são referentes à compra de energia da rede convencional. Em seguida, três cenários são propostos: sistema híbrido de energias renováveis isolado da rede, sistema híbrido de energias renováveis conectado à rede com possibilidade de compra e venda de energia, e, por último, sistema híbrido isolado da rede com possibilidade de uso de um gerador a diesel de apoio. Todas as configurações propostas são viáveis, com custos por kWh inferiores à compra de energia da rede, especialmente em épocas de crise hídrica e consequente aumento nos custos de fornecimento de energia da rede convencional no Brasil. A integração dos sistemas híbridos de energias renováveis que utilizam o biogás com a rede apresentou os menores valores de kWh para o consumidor. Assim, esse tipo de sistema pode contribuir para tornar o fornecimento alternativo de energia para o setor de saneamento mais frequente no Brasil, com foco na sustentabilidade ambiental e econômica do setor.

Palavras-chave: energias renováveis, sistema híbrido, software HOMER, biogás, estação de tratamento de esgoto.

ABSTRACT

Sewage treatment is an essential component of sanitation and is therefore essential for the maintenance of an appropriate quality of hydric resources and protection of human health. To develop the sector's activities, one of the most significant costs is related to the electricity needed for the operation of the stations' components. These costs can represent a barrier to providing universal access to sanitation. The use of biogas generated in anaerobic digestion of effluents in sewage treatment plants may be an alternative source of energy to the sector. Harvesting this resource could reflect in a decrease in expenses with purchase of electricity from the grid and in the amount of greenhouse gases emitted to the atmosphere, when comparing to using conventional sources of energy. Biogas can be used in combination with other renewable sources, composing a hybrid system to supply energy for the sewage treatment plant. Therefore, HOMER software is used to analyze financial viability through simulation and determination of the optimal configuration in a hybrid renewable energy system with the inclusion of biogas generators to meet the demand for sewage treatment plants. Four scenarios are proposed and, for each scenario, a sensitivity analysis is also performed in order to predict possible changes necessary to the configuration of the hybrid system because of variations in component costs and availability of resources. In first place, the current scenario of energy supply is analyzed, in which the costs for the consumer are related only to the purchase of energy from the conventional grid. Then, three scenarios are proposed: hybrid renewable energy system isolated from the grid, hybrid renewable energy system connected to the grid with possibility of buying and selling energy, and, finally, a hybrid system isolated from the grid with the possibility of using a backup diesel generator. All of the proposed configurations are viable, with costs per kWh lower than purchasing energy from the grid, especially when considering water scarcity crisis and the increase in energy supply costs from the conventional grid. The integration of hybrid renewable energy systems that use biogas with the grid obtained the lowest kWh values for the consumer. This type of system can thus contribute to make alternative energy supply to the sanitation sector more frequent in Brazil, focusing on the sector's environmental and economic sustainability.

Keywords: renewable energies, hybrid system, HOMER software, biogas, wastewater treatment plant.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Divisão média das DEX para tratamento de água e de esgoto no Brasil	15
Figura 2 – Modelo esquemático do reator UASB	27
Figura 3 – Modelo de sistema híbrido inserido no HOMER.....	42
Figura 4 – Representação esquemática para uso do HOMER.....	43
Figura 5 – Tela inicial do software ProBio	44
Figura 6 – Localização das estações de tratamento de esgotos com tratamento por reator anaeróbio no RS	45
Figura 7 – Localização da ETE Índia Lindoia no município de Santo Ângelo, RS.....	46
Figura 8 – Área da ETE Índia Lindoia	47
Figura 9 – Interface do programa PROBIO e valores na perspectiva típica de estimativa de geração de biogás.....	48
Figura 10 – Interface do programa PROBIO e valores na pior perspectiva de estimativa de geração de biogás.....	49
Figura 11 – Interface do programa PROBIO e valores na melhor perspectiva de estimativa de geração de biogás.....	49
Figura 12 – Média anual de irradiação global no plano horizontal no Brasil, em Wh/m ² /dia, e localização da estação de estudo	50
Figura 13 – Radiação global média no plano horizontal para o município de Santo Ângelo, RS	51
Figura 14 – Perfil vertical de velocidades do vento	53
Figura 15 – Velocidade média anual dos ventos no estado do Rio Grande do Sul em m/s, a 50 metros da superfície, e localização da área de estudo	54
Figura 16 – Distribuição anual da velocidade média dos ventos em m/s, estimadas a 50 metros da superfície, para o município de Santo Ângelo, RS.....	55
Figura 17 – Exemplo de uma função de distribuição de probabilidades de Weibull	56
Figura 18 – Fator de forma Weibull Anual para o estado do Rio Grande do Sul	57
Figura 19 – Cenário 1: Cenário atual – Conexão à rede para fornecimento de energia para a ETE.....	58
Figura 20 – Cenário 2: primeiro cenário proposto – Sistema de abastecimento por fontes puramente renováveis e isolado.....	60
Figura 21 – Cenário 3: segundo cenário proposto – sistema de abastecimento por fontes puramente renováveis e conectado à rede	63

Figura 22 – Cenário 4: terceiro cenário proposto – sistema de abastecimento por fontes renováveis e combustível fóssil.....	64
Figura 23 – Resumo da divisão do fluxo de caixa por componente para o Cenário 2	69
Figura 24 – Fluxo de caixa para o sistema proposto para o Cenário 2.....	70
Figura 25 – Repartição do fornecimento médio mensal de eletricidade por fonte para o Cenário 2	71
Figura 26 – Geração média mensal de eletricidade pelos módulos fotovoltaicos para o Cenário 2	72
Figura 27 – Geração média mensal de eletricidade pelo gerador a biogás para o Cenário 2 ...	73
Figura 28 – Geração média mensal de eletricidade pelo aerogerador para o Cenário 2	74
Figura 29 – Estado horário médio de carga das baterias durante os meses do ano para o Cenário 2	75
Figura 30 – Espaço de soluções da análise de sensibilidade do sistema para o Cenário 2.....	76
Figura 31 – Resumo da divisão do fluxo de caixa por componente para o Cenário 3	79
Figura 32 – Repartição do fornecimento médio mensal de eletricidade por fonte para o Cenário 3	80
Figura 33 – Geração média mensal de eletricidade pelo aerogerador para o Cenário 3	81
Figura 34 – Geração média mensal de eletricidade pelo gerador a biogás para o Cenário 3 ...	82
Figura 35 – Espaço de soluções da análise de sensibilidade do sistema para o Cenário 3.....	83
Figura 36 – Resumo da divisão do fluxo de caixa por componente para o Cenário 4	86
Figura 37 – Repartição do fornecimento médio mensal de eletricidade por fonte para o Cenário 4	87
Figura 38 – Estado horário médio de carga das baterias durante os meses do ano para o Cenário 4	88
Figura 39 – Geração média mensal de eletricidade pelo gerador a biogás para o Cenário 4 ...	89
Figura 40 – Geração média mensal de eletricidade pelo gerador a diesel para o Cenário 4	89
Figura 41 – Espaço de soluções da análise de sensibilidade do sistema para o Cenário 4.....	91

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Sumário de publicações com inclusão de geradores a biogás em sistemas híbridos de energias renováveis.....	36
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custo da energia da rede em função da bandeira e da faixa horária.....	59
Tabela 2 – Tamanhos considerados para cada componente para as simulações	65
Tabela 3 – Especificações dos componentes inseridos no HOMER para os sistemas híbridos simulados	66
Tabela 4 – Custos totais para a vida útil do sistema proposto no Cenário 2 (em US\$).....	69
Tabela 5 – Custos totais para a vida útil do sistema proposto no Cenário 3 (em US\$).....	78
Tabela 6 – Detalhamento mensal da compra e venda de energia da rede pelo sistema no Cenário 3	82
Tabela 7 – Custos totais para a vida útil do sistema proposto no Cenário 4 (em US\$).....	86
Tabela 8 – Configurações obtidas para as condições iniciais para todos os cenários	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC – *Alternating current*

ANA – Agência Nacional de Águas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

CHP – *Combined heat and power*

CORSAN – Companhia Riograndense de Saneamento

COPASA – Companhia de Saneamento de Minas Gerais

CPL – Custo presente líquido

CRE – Certificado de Redução de Emissão

DC – *Direct current*

DEX – Despesas de exploração

DOD – *Depth of discharge*

EMBASA – Empresa Baiana de Águas e Saneamento

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ETE – Estação de tratamento de esgoto

GEE – Gases de efeito estufa

HOMER – Hybrid Optimization Model for Electric Renewable

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

IRENA – International Renewable Energy Agency

LCOE – *levelized cost of energy*

MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MERRA-2 – Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications

NPC – *Net present cost*

NREL – National Renewable Energy Laboratory

SANEPAR – Companhia de Saneamento do Paraná

SIN – Sistema Interligado Nacional

SNIS – Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento

SOC – *State of charge*

O&M – Operação e manutenção

POWER – Prediction of Worldwide Energy Resource

PV – Módulo fotovoltaico

UASB – *Upflow Anaerobic Sludge Blanket*

VPL – Valor presente líquido

SUMÁRIO

1. Apresentação.....	14
1.1 Introdução e justificativa	14
1.2 Objetivos	19
1.2.1 Objetivo Geral	19
1.2.2 Objetivos Específicos	19
1.3 Organização do trabalho	19
2. Geração e aproveitamento de biogás	21
2.1 Biogás como recurso energético	21
2.2 Biogás em estações de tratamento de esgotos	25
3. Sistemas híbridos de energias renováveis.....	32
4. Metodologia.....	39
4.1 Dimensionamento e obtenção da configuração ótima	39
4.2 Estimativa da produção de biogás.....	43
4.3 Estudo de caso	44
4.3.1 Localização da estação e tecnologia de tratamento	45
4.3.2 Recursos disponíveis na área de estudo.....	48
4.4 Especificações dos sistemas híbridos para a área de estudo.....	58
5. Resultados e discussões	68
5.1 Cenário 1: Situação atual – conexão à rede	68
5.2 Cenário 2: Primeiro cenário proposto – sistema isolado de energias renováveis	68
5.3 Cenário 3: Segundo cenário proposto – sistema de energias renováveis conectado à rede	77
5.4 Cenário 4: Terceiro cenário proposto – sistema isolado com uso combinado de energias renováveis e combustível fóssil.....	85
5.5 Consolidação dos resultados obtidos nos quatro cenários	92
6. Conclusões e recomendações para trabalhos futuros.....	94
7. Referências	96

1. Apresentação

1.1 Introdução e justificativa

A ausência ou ineficiência do tratamento de águas residuárias e seu lançamento *in natura* nos corpos hídricos leva à diminuição da qualidade da água disponível na natureza. Além da poluição ambiental, as modificações adversas nas características naturais dos corpos hídricos também podem ser relacionadas ao aumento da incidência de doenças causadas pelo contato humano com água contaminada, o que se transforma em um problema de saúde pública (MONTGOMERY; ELIMELECH, 2007). Os sistemas de tratamento de esgotos fazem parte do saneamento básico e têm como objetivo a mitigação desses impactos diretos na população e no meio ambiente, visando à manutenção de um ambiente propício à vida e às atividades econômicas.

No Brasil, a Lei do Saneamento Básico - Lei nº 11.445/2007 estabelece a universalização do acesso aos serviços no país como um dos princípios fundamentais dos serviços públicos de saneamento básico (BRASIL, 2007). Porém, para atingir os objetivos específicos desse atendimento universal, diversas barreiras econômicas, sociais, políticas e de infraestrutura devem ser superadas para possibilitar o oferecimento desses serviços à toda população brasileira.

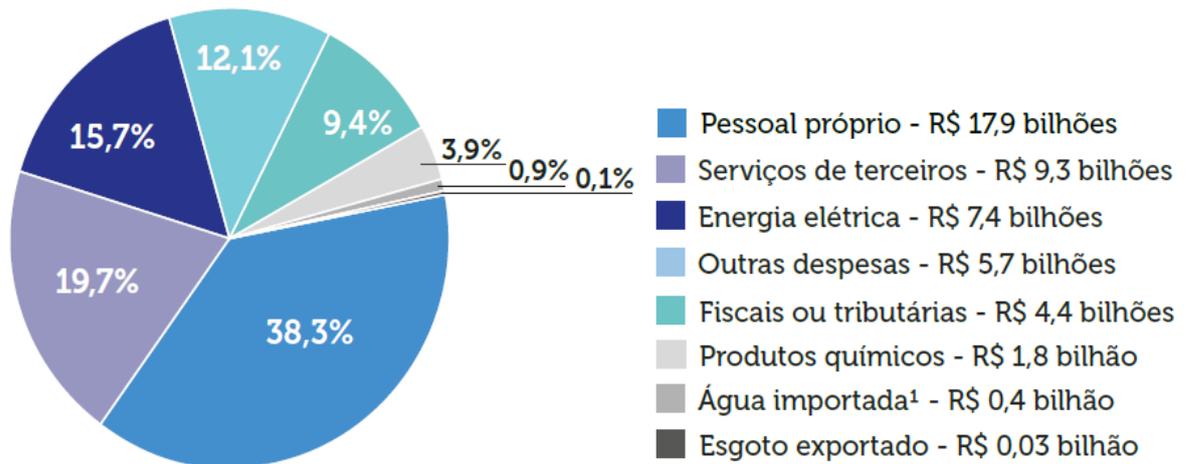
No Diagnóstico de Serviços de Água e Esgotos do SNIS (Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento), documento publicado anualmente a partir de dados obtidos junto aos prestadores de serviços de saneamento no Brasil, são apresentados os índices médios de atendimento de sistemas de águas e de esgotos no Brasil para os municípios do Brasil participantes da coleta de dados. O índice médio de atendimento de rede de abastecimento de água no país é de 84,1% da população, enquanto o de rede de coleta de esgotos é de 55,0%. No entanto, o índice de tratamento dos esgotos gerados é de somente 50,8%, o que correspondeu, em 2020, a 4,80 bilhões de metros cúbicos de esgotos tratados (BRASIL, 2021). Dessa forma, pode-se perceber que, para atingir o objetivo de universalização dos serviços de saneamento básico, o país ainda deverá satisfazer a necessidade de expansão dos sistemas, principalmente de coleta e tratamento de esgoto, de forma a estar disponível para toda a população no país.

A instalação e a operação dos sistemas de saneamento dependem de diversos fatores tecnológicos e financeiros. Entre as principais despesas correntes relacionadas ao setor,

encontram-se as despesas com pessoal, tanto próprio como terceirizado, e com energia elétrica. Na Figura 1 é apresentada a divisão das despesas de exploração (DEX), ou seja, das despesas correntes ou de custeio dos prestadores de serviço do setor de saneamento no Brasil no ano de 2020. Os gastos com energia elétrica corresponderam a 15,7% do total de gastos do setor, totalizando mais de R\$ 7,4 bilhões de reais para o consumo de 13,9 TWh de energia elétrica no ano para as atividades de tratamento de água e de esgoto (BRASIL, 2021). A proporção referente à energia elétrica nas despesas varia anualmente, como 13,6% em 2010 e 15,6% em 2017 (BRASIL, 2012, 2018), em função do total de água e de esgoto tratados nos sistemas e da tarifa da energia paga às concessionárias de energia elétrica.

DESPESAS DE EXPLORAÇÃO (DEX) DOS SERVIÇOS DE ÁGUA E ESGOTO

(% e valores médios por componente, em 2020)



¹Bruta ou tratada.

Figura 1 – Divisão média das DEX para tratamento de água e de esgoto no Brasil

Fonte: Brasil (2021)

Nos sistemas de tratamento de água e de esgotos, a energia é consumida principalmente pelos equipamentos utilizados no tratamento e no bombeamento, além de ações de controle e de operação das estações, além das áreas administrativas (BOUSQUET et al., 2017). Shen *et al.* (2015) estimam que, nos Estados Unidos, entre 3 e 4% da demanda de energia total do país é referente aos sistemas de saneamento e que o fornecimento de energia representa aproximadamente 30% dos custos de operação e manutenção do setor. Panepinto *et al.* (2016) estimam que, em uma estação de tratamento de esgotos (ETE) convencional com

tratamento primário, secundário e avançado, os custos com consumo de energia representam entre 25 e 40% dos custos operacionais totais da planta. Esses valores variam em função do tipo de tecnologia e de tratamento utilizado, do porte da estação e do local em que é instalada (GU *et al.*, 2017).

Esses custos substanciais com energia elétrica podem ser reduzidos pelo aumento da eficiência das instalações e pelo uso de recursos energéticos que podem ser gerados nas próprias estações, como é o caso do biogás, gerado com frequência em estações de tratamento de esgoto (HALABY; GHONEIM; HELAL, 2017). Esse aproveitamento de recursos *in situ* pode contribuir para a redução da necessidade de compra de energia da rede de transmissão geral do país, conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

No Brasil, a oferta interna total de energia em suas diferentes formas é composta de 51,6% de fontes não-renováveis, como carvão, petróleo e gás natural, e 48,4% de fontes renováveis, como eólica, biomassa e hídrica, de acordo com o Balanço Energético Nacional publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), referente ao ano de 2020 (EPE, 2021). A participação de energias renováveis na matriz energética brasileira é superior à média mundial, de 13,7%, e aumentou aproximadamente 5,2% no Brasil entre os anos de 2017 e 2020 (EPE, 2021), com tendência contínua de crescimento ao longo da última década.

Já a energia elétrica no Brasil, especificamente, é fornecida por uma matriz energética essencialmente renovável, com foco na fonte hídrica, responsável por 65,2% da produção total de eletricidade no país de acordo com o Balanço Energético Nacional de 2020, e na queima de biomassa de cana, com 9,1% de participação (EPE, 2021). No entanto, as recentes crises hídricas de 2014 e 2021, relacionadas às possíveis mudanças no clima e no regime de precipitação devido ao aquecimento do planeta, podem representar grandes incertezas na geração de energia elétrica no Brasil, cuja matriz apresenta grande dependência dos recursos hídricos e da disponibilidade de água nos reservatórios brasileiros.

Ainda, a expansão da capacidade de geração de energia elétrica é necessária para o acompanhamento da expansão da demanda energética, principalmente nos grandes centros urbanos. Essa expansão historicamente ocorre no Brasil pela instalação de novas usinas hidrelétricas em locais com potencial ainda não explorado, passando por controvérsias em relação aos impactos sociais e ambientais da instalação de barragens e de seus reservatórios. Esses impactos estão relacionados principalmente às comunidades ribeirinhas e indígenas, ao desmatamento, ao aumento da produção de metano liberado diretamente na atmosfera nos reservatórios e à alteração do ciclo hidrológico local (PEREIRA *et al.*, 2017).

Ainda, as termelétricas movidas a combustíveis fósseis instaladas no Brasil são ativadas em situações de déficit de geração nas usinas hidrelétricas de forma a manter constante o abastecimento de energia elétrica no país. Por serem movidas em grande parte por carvão mineral, principalmente na região Sul do Brasil, ou óleo diesel, a utilização dessas termelétricas representa um grande aumento na emissão atmosférica de gases de efeito estufa (GEE), como metano, gás carbônico e óxido nitroso, e de outros poluentes atmosféricos pela matriz energética brasileira devido à queima desses combustíveis.

Sendo assim, a diversificação da matriz energética pode ser essencial para a garantia da continuidade das atividades econômicas e para o atendimento da expansão da demanda de energia no país. Aliado ao contexto atual das mudanças climáticas potencialmente amplificadas pela emissão de GEE oriundos das atividades humanas, o uso de energias renováveis em substituição às fontes tradicionais, principalmente das derivadas de combustíveis fósseis, pode contribuir para a manutenção e expansão do fornecimento de energia. As energias renováveis utilizam recursos naturalmente disponíveis, como o eólico e o solar, ou fornecidos como resíduos de processos produtivos, como a biomassa e o biogás, e seu uso pode contribuir para a diminuição de emissão dos GEE pela matriz energética do país.

O uso de energias renováveis, porém, apresenta desvantagens relacionadas à intermitência e à flutuação natural dos recursos, o que pode levar a um superdimensionamento dos sistemas, com aumento dos custos (SEN; BHATTACHARYYA, 2014; YIMEN *et al.*, 2018). Os altos custos iniciais e as baixas eficiências obtidas nas conversões das energias disponíveis nos recursos renováveis em energia elétrica representam hoje os maiores obstáculos para uma ampla utilização dessas fontes (DAS, B. K. *et al.*, 2017).

Como forma de contornar esses obstáculos, sistemas híbridos de energias renováveis podem ser utilizados. Esse tipo de sistema integra duas ou mais fontes de energia com aproveitamento de recursos diferentes, operando de forma otimizada e com menor tempo de interrupção do sistema; podem ainda prever módulos de armazenamento de energia para uso quando necessário (BARRETO; PINHO, 2008). Além disso, os sistemas híbridos podem ser previstos no conceito de geração distribuída, em que centros geradores menores são instalados para atendimento de cargas próximas. Essa proximidade evita as perdas elevadas nas redes de transmissão que ocorrem entre o centro gerador e o consumidor, proporcionais às distâncias de cabeamento necessária (BORGES NETO *et al.*, 2010).

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), pela Resolução n° 482/2012, modificada pela Resolução n° 687/2015, estabelece as condições para o acesso de microgeração distribuída (potência instalada menor ou igual a 75 kW) e minigeração

distribuída (potência instalada entre 75 kW e 5 MW, para fontes de energia renováveis não-hídricas) nos sistemas de distribuição de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2012, 2015b). Essa regulamentação possibilita o uso de um sistema de compensação de energia chamado de *net metering*, em que a energia excedente gerada por um usuário é injetada na rede em troca de créditos com a concessionária de energia, que podem ser utilizados em período de menor disponibilidade da fonte renovável. No ano de 2018, a produção de eletricidade em geração distribuída no Brasil atingiu 828 GWh, um aumento de 130% em relação ao ano anterior (EPE, 2019).

No contexto de expansão do uso de energias renováveis em geração distribuída, a utilização de sistemas híbridos de energias renováveis no setor de saneamento pode representar uma oportunidade para diminuir as despesas com eletricidade no setor. As instalações podem até mesmo se tornarem autossuficientes em energia, com o auxílio do aproveitamento dos recursos energéticos extraídos diretamente como subproduto das atividades, como o biogás gerado no tratamento de esgotos. Sendo assim, a instalação de sistemas híbridos de energias renováveis em instalações de saneamento pode contribuir para a expansão dos sistemas de saneamento e a universalização dos serviços para cumprimento das metas estipuladas pela Política Nacional de Saneamento Básico, aliada à sustentabilidade econômica e ambiental.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Esta pesquisa tem como objetivo principal estudar a viabilidade da instalação de sistemas híbridos de energias renováveis a partir do uso de biogás em estações de tratamento de esgoto, em conjunto com outras fontes renováveis e não-renováveis de energia. Assim, pretende-se verificar se essas configurações de sistema híbrido se constituem em alternativas viáveis de abastecimento de energia elétrica, o que pode contribuir para que o aproveitamento de energia de forma descentralizada em sistemas de saneamento se torne uma ação frequente.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Implementar uma rotina de análise para integração do uso de biogás, gerado no tratamento anaeróbico em estações de tratamento de efluentes, com outras fontes de energias renováveis em sistemas híbridos.
- Comparar os custos do abastecimento de energia elétrica a partir de sistemas de energias renováveis com os custos de compra da energia da rede convencional, conectada ao Sistema Interligado Nacional, considerando cenários de crise hídrica e consequente aumento de custos para obtenção de eletricidade da rede.
- Analisar a influência de mudanças das variáveis, como custos de componentes e a disponibilidade de recursos, sobre a configuração dos sistemas híbridos de energias renováveis em uma análise de sensibilidade, de forma a possibilitar o dimensionamento correto desses sistemas com segurança em situações diversas.
- Quantificar as emissões de gases de efeito estufa evitadas pelo aproveitamento energético do biogás nas estações de tratamento de esgoto, de forma a visualizar benefícios econômicos que podem ser aplicados para ampliação dessas aplicações.

1.3 Organização do trabalho

O presente estudo é estruturado em seis capítulos. No Capítulo 1 foram apresentados os conceitos iniciais e a motivação para o trabalho, assim como os objetivos gerais e específicos da pesquisa. No Capítulo 2, é fornecido o referencial teórico sobre a geração de

biogás e seu aproveitamento energético, com foco no setor de tratamento de esgotos. No Capítulo 3, é apresentado o conceito de sistemas híbridos de energias renováveis e suas principais características e configurações usuais são relatadas. Ainda, a integração do biogás, oriundo de fontes diversas, em sistemas híbridos de energias renováveis em trabalhos já publicados é estudada.

A metodologia empregada no desenvolvimento do trabalho e a descrição da área de estudo e dos recursos disponíveis são apresentadas no Capítulo 4. Os resultados obtidos na pesquisa para cada cenário proposto são detalhados no Capítulo 5, assim como as discussões pertinentes às configurações de sistema obtidas. Por fim, as conclusões finais do trabalho e sugestões para trabalhos futuros são apresentadas no Capítulo 6.

2. Geração e aproveitamento de biogás

2.1 Biogás como recurso energético

O biogás é um composto gasoso gerado na degradação anaeróbia da matéria orgânica e tem composição variável, com teores normalmente entre 60-70% de metano (CH₄) e 30-40% de dióxido de carbono (CO₂), além de quantidades menores de outros compostos como o enxofre e amônia (KHAN, E. U.; MARTIN, 2015). Esse gás é formado a partir de uma sucessão de quatro etapas: hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese, que transformam a biomassa formada por componentes orgânicos complexos, principalmente lipídios, carboidratos e proteínas, em gás metano e gás carbônico (MORGAN JR. *et al.*, 2018). Como qualquer reação química, a formação de biogás é influenciada por diversos fatores, como o pH e a temperatura (CHEN, C. *et al.*, 2016), a composição da biomassa, o teor de umidade, o tamanho das partículas da biomassa e a quantidade de nutrientes presentes na solução (RASAPOOR *et al.*, 2020).

A digestão anaeróbia que produz o biogás é um processo que ocorre naturalmente em pântanos e em aterros sanitários, por exemplo, mas o processo pode ser reproduzido pelo homem em biodigestores alimentados com biomassa (ALEXANDER; HARRIS; MCCABE, 2019). Sendo assim, esse gás pode ser gerado a partir da degradação da biomassa de diversos setores, como de resíduos agrícolas, resíduos de origem animal, efluentes industriais e efluentes de estações de tratamento de esgotos domésticos (CHEN, C. *et al.*, 2016; MANESH; REZAZADEH; KABIRI, 2020).

Se emitido diretamente na atmosfera sem tratamento, o biogás pode representar alto potencial de aquecimento da atmosfera já que o seu componente principal, o metano, apresenta potencial de aquecimento global 21 vezes superior ao do gás carbônico (CETESB, 2006). Sendo assim, normalmente esse gás é queimado em *flares* a céu aberto para diminuir seu potencial lesivo ao meio ambiente, sem recuperação energética. No entanto, o biogás com alta concentração de metano em sua composição pode ser considerado uma fonte renovável, limpa e eficiente, e que pode ser utilizada em substituição aos combustíveis fósseis para geração de energia elétrica em geradores específicos (SARKER *et al.*, 2020).

Além disso, o biogás também pode ser utilizado para geração de energia térmica e purificado para uso em substituição ao gás natural em veículos ou para injeção na rede

existente de abastecimento de gás natural (KHAN, I. U. *et al.*, 2017; NEVZOROVA; KUTCHEROV, 2019; WEILAND, 2010).

Holm-Nielsen, Seadi e Oleskowicz-Popiel (2009) consideram que a aplicação energética do biogás apresenta vantagens em relação às outras fontes de energia renováveis, como a possibilidade de gerar energia somente quando necessário, com estocagem do combustível em gasômetros, e possibilidade de injeção na rede de gás natural para os mesmos usos desse. Porém, de acordo com Weiland (2010), preliminarmente ao uso, o biogás deve passar por um processo de retirada de umidade e de enxofre, presente principalmente na forma de H₂S, para evitar a corrosão e a deterioração de máquinas. Além disso, essas impurezas diminuem o poder calorífico do biogás, o que diminui sua conversão energética, e devem ser eliminados para o aproveitamento energético (MORGAN JR. *et al.*, 2018).

O aproveitamento do biogás para geração de energia elétrica e térmica já é realidade em diversos locais, principalmente a partir da gasificação de resíduos agropecuários (KASAEIAN *et al.*, 2019). O uso de biogás gerado em aterros sanitários e estações de tratamento de efluentes pode também ser favorável já que essas são estruturas que já estão em operação e que tratam grandes quantidades de resíduos e de efluentes, produzindo biogás naturalmente (HOSSEINI, 2020). Um exemplo da coleta e aproveitamento do biogás gerado em aterros sanitários de resíduos sólidos urbanos é da Central de Resíduos Recreio, no aterro de Minas do Leão (RS). Nesse local, o biogás coletado, que anteriormente era somente queimado em *flares*, hoje é utilizado para geração de energia elétrica, em uma usina com potência instalada de 8,5 MW (COMPANHIA RIOGRANDENSE DE VALORIZAÇÃO DE RESÍDUOS, 2020).

Sendo assim, a digestão anaeróbia pode transformar diversos resíduos orgânicos em um recurso com alto valor agregado, enquanto ao mesmo tempo reduz o volume de sólidos a serem dispostos e os custos relacionados ao seu tratamento e disposição (VÖGELI *et al.*, 2014). Ainda, as instalações de aproveitamento de biogás podem ser incluídas em programas de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) com a compra e venda de créditos de carbono, devido às emissões de metano na atmosfera evitadas por esses sistemas (CHEN, Y. *et al.*, 2017). No Brasil, esses créditos podem ser negociados na forma de certificados de Redução Voluntária de Emissões (CRE), em que a emissão evitada de 1 tonelada de metano na atmosfera é equivalente a 21 créditos de carbono, devido ao seu potencial mais elevado de efeito estufa. O valor do crédito, no entanto, está em constante mudança, mas com tendência de aumento nos valores pagos a partir do ano de 2021 (ECOSYSTEM MARKETPLACE, 2021).

Em países desenvolvidos, o aproveitamento do composto biogás ocorre principalmente em larga escala, em estações de geração comercial de energia; já em países em desenvolvimento o biogás é mais frequentemente utilizado em nível doméstico, em pequena escala para aquecimento e energia residencial (SCARLAT; DALLEMAND; FAHL, 2018). Nevzorova e Kutcherov (2019) sintetizam seis tipos de barreiras que ainda impedem a expansão do uso de sistemas com biogás para geração de energia elétrica: técnicas, econômicas, ambientais, institucionais, de mercado e socioculturais. Apesar de países em desenvolvimento apresentarem maior dificuldade para vencê-las, a ação conjunta das partes interessadas (setor privado, governo, comunidades, entre outros) pode possibilitar a superação dessas barreiras e o aproveitamento energético do recurso.

Scarlat, Dallemand e Fahl (2018) reúnem dados sobre o aproveitamento de biogás na Europa, continente líder na geração e utilização do recurso. A maior parte (74%) do biogás gerada no continente é oriunda da degradação de resíduos agrícolas, 17% de aterros sanitários e 9% é produzido pela digestão de lodo em estações de tratamento de esgoto. Em relação à totalidade das fontes, a Alemanha foi o país do continente europeu que mais produziu biogás no ano de 2015.

Ainda, Banja *et al.* (2019) estimam que, entre os anos de 2009 e 2017, a quantidade de geradores a biogás na Europa subiu de 6.227 para aproximadamente 17.800, com destaque para a produção na Alemanha, Itália e Reino Unido. Em Lauer, Leprich e Thrän (2020) é especificado que a Alemanha possuía, no ano de 2016, 8.500 plantas de biogás em uso, o que totalizava uma potência instalada total de 4.400 MW, representando aproximadamente 18% da produção de energia por fontes renováveis no país. No entanto, o aumento do uso desse recurso na matriz energética alemã depende de uma redução nos custos ou de concessão de benefícios financeiros para manter a viabilidade econômica. Também na Europa, na Dinamarca, estima-se que existiam em 2018 um total de 163 plantas de biogás, sendo que em 50% dessas era realizado o aproveitamento de resíduos agropecuários e 31% era movidas pela digestão da matéria orgânica em estações de tratamento de esgoto (KORBERG; SKOV; MATHIESEN, 2020).

Na China, o uso de biogás de forma rudimentar é reportado desde 1880. A partir da segunda metade do século XX, incentivos do governo chinês para a utilização da digestão anaeróbia em áreas rurais contribuíram para o aumento da geração descentralizada e para uma consequente diminuição da poluição atmosférica nessas áreas do país, devido à substituição da fonte de energias movidas por combustíveis fósseis pelo biogás (DENG *et al.*, 2017).

No Brasil, o aproveitamento do biogás foi introduzido na década de 70 na zona rural, devido à busca por alternativas energéticas durante a crise mundial do petróleo. Porém, questões econômicas e de conhecimento científico sobre os processos barraram o desenvolvimento contínuo do setor, que só se desenvolveu décadas mais tarde nas regiões Sul e Sudeste com o aproveitamento e degradação de resíduos gerados na criação de porcos (BORGES NETO *et al.*, 2010).

Na atualidade, o interesse na utilização do biogás de resíduos para geração de energia elétrica ou cogeração, principalmente na produção agropecuária brasileira, é crescente. Destaca-se o potencial do uso da vinhaça, resíduo da produção de etanol gerado após a fermentação da cana, cuja destinação atual é a aplicação no solo como fertilizante.

A viabilidade do uso da digestão anaeróbia em resíduos de vinhaça com geração de biogás é estudada em Souza, Fuzaro e Polegato (1992) em uma planta piloto. Em Moraes *et al.* (2014), é estimado o potencial de produção de biogás pela vinhaça disponível em uma usina hipotética, representativa das unidades existentes no Brasil. O aproveitamento para geração de energia elétrica seria suficiente para abastecer uma cidade brasileira de 130.000 habitantes, além dos benefícios como a redução da emissão de GEE e possibilidade de venda de créditos de carbono.

Salomon e Lora (2009) estimam o potencial energético no Brasil do biogás gerado a partir dos principais resíduos disponíveis para gasificação em volume gerado no país: vinhaça, resíduos sólidos urbanos, efluentes urbanos e esterco de animais. Nesse estudo, o potencial de instalação de usinas de biogás estimado para essas fontes é entre 1,05 e 1,13 GW, o que correspondia, no início do século XXI, a entre 1,16 e 1,24% da geração de energia total no país.

Em Pin *et al.* (2020), a produção de biogás a partir da digestão anaeróbia de efluentes da produção de café em uma fazenda de Minas Gerais é quantificada para quatro biodigestores com características diferentes. A pesquisa aponta baixos níveis de geração do gás em laboratório, mas com potencial para usos energéticos em larga escala.

Entre 2013 e 2017, o projeto PROBIOGÁS - Projeto Brasil-Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil - foi desenvolvido como uma parceria entre os governos do Brasil e da Alemanha para incentivar a ampliação do uso do biogás no Brasil e a consequente redução nas emissões de GEE pelos setores produtivos (BRASIL, 2015). Nesse projeto, foram desenvolvidos manuais técnicos e programas de desenvolvimento de pessoal capacitado e foram abertas linhas de crédito para projetos no setor, de forma a incentivar a expansão desses sistemas no país.

2.2 Biogás em estações de tratamento de esgotos

No tratamento de esgotos domésticos, o biogás pode ser gerado nas etapas de remoção de matéria orgânica dos efluentes em reatores anaeróbios e na degradação anaeróbia de lodo excedente dos reatores das estações de tratamento de esgoto.

Os esgotos sanitários ou domésticos são tratados nas ETEs para remoção de seus constituintes que possam gerar danos à saúde ou ao meio ambiente, passando por diferentes processos físicos, químicos e biológicos. Esses efluentes passam principalmente pelas fases de tratamento preliminar, primário, secundário e terciário ou avançado (SHON; VIGNESWARAN; SNYDER, 2006).

De acordo com Metcalf e Eddy (2016), no tratamento preliminar, os constituintes de maior dimensão que possam causar problemas operacionais nas estações são retirados em barreiras físicas. Em seguida, no tratamento primário, parte dos sólidos suspensos e da matéria orgânica são removidos em processos físicos. No tratamento secundário, a matéria orgânica biodegradável e os sólidos suspensos são removidos, normalmente em processos químicos e biológicos. Por fim, no tratamento terciário são removidos nutrientes como nitrogênio e fósforo e sólidos suspensos residuais após os tratamentos anteriores. Ainda, o efluente tratado pode passar por um processo de desinfecção para remoção de patógenos.

A seleção das tecnologias para tratamento de águas residuárias depende das características do efluente a ser tratado, dos objetivos de tratamento e da qualidade desejada para o efluente final, de acordo com os impactos aceitáveis estimados no corpo hídrico receptor desse efluente (TAHA; AL-SA'ED, 2017). Em estudo de Noyola *et al.* (2012), estimam-se que as principais tecnologias para tratamento de esgoto empregadas na América Latina e no Caribe são as lagoas de estabilização, os reatores anaeróbios e de lodos ativados, representando mais de 80% das instalações nessas regiões.

Os reatores anaeróbios normalmente são utilizados na etapa de tratamento secundário, mas também podem ser inseridos após a fase preliminar como tratamento primário para diminuição da carga orgânica do efluente na entrada da estação. Esse tipo de digestor tem como vantagem o consumo energético significativamente inferior aos reatores de tratamento aeróbio, como os lodos ativados, que consomem mais energia para funcionamento dos aeradores (CHERNICHARO *et al.*, 2015). No entanto, concentrações baixas de matéria orgânica e temperaturas ambientais baixas podem ser considerados como barreiras ao uso do tratamento anaeróbio (MCCARTY; BAE; KIM, 2011).

Os reatores anaeróbios UASB (*Upflow Anaerobic Sludge Blanket*) são muito difundidos no Brasil e em outros países da América Latina desde a sua introdução no continente na década de 1980, já que se adaptam bem às condições climáticas desses locais e que sua instalação representa normalmente uma alternativa de menor custo, em comparação com outras tecnologias (CHERNICHARO *et al.*, 2015).

No Brasil, o uso dos reatores do tipo UASB é adotado como tecnologia de tratamento dos esgotos por diversas concessionárias de saneamento que operam no país. Em inventário realizado por Chernicharo *et al.* (2018) para seis estados das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do país, verifica-se que essa tecnologia é predominante para municípios de médio porte, com populações entre 10.000 e 100.000 habitantes, estando presente em 52% das estações avaliadas. Ainda, é a segunda tecnologia mais utilizada para municípios de pequeno porte (até 10.000 habitantes) e terceira para municípios de grande porte (mais de 100.000 habitantes), com participação de 36% e 22%, respectivamente.

Um modelo esquemático do reator é apresentado na Figura 2. Nesse tipo de reator, o efluente é inserido na parte inferior do equipamento e percorre o reator em fluxo ascendente, passando primeiramente pelo leito espesso e denso de lodo biológico, atingindo a manta de lodo acima, com partículas mais dispersas. Ao longo do percurso ascendente, os componentes orgânicos solúveis são degradados pela massa de bactérias e convertidos em biogás, principalmente metano e gs carbônico (CHONG *et al.*, 2012). Após, defletores conduzem o efluente para um separador sólido/líquido/gás na parte superior do reator, que serve para separar os sólidos granulares do efluente e para coletar o biogás produzido no processo (CHEN, C. *et al.*, 2016; METCALF; EDDY, 2016). Os sólidos ficam retidos no reator, recompondo a manta de lodo, eventualmente sendo decantados para o leito, que deve passar por limpezas periódicas. A fração líquida do efluente é coletada acima do defletor e é encaminhada para a próxima etapa do tratamento.

Ainda, as de bolhas de gás presentes no efluente são retiradas na parte superior do reator. Assim, o biogás resultante dos processos é coletado de forma separada dos outros componentes, o que pode facilitar seu uso futuro para geração de energia. No entanto, outros tipos de tecnologia anaeróbia também podem ser utilizados, após adaptações para coleta do biogás gerado.

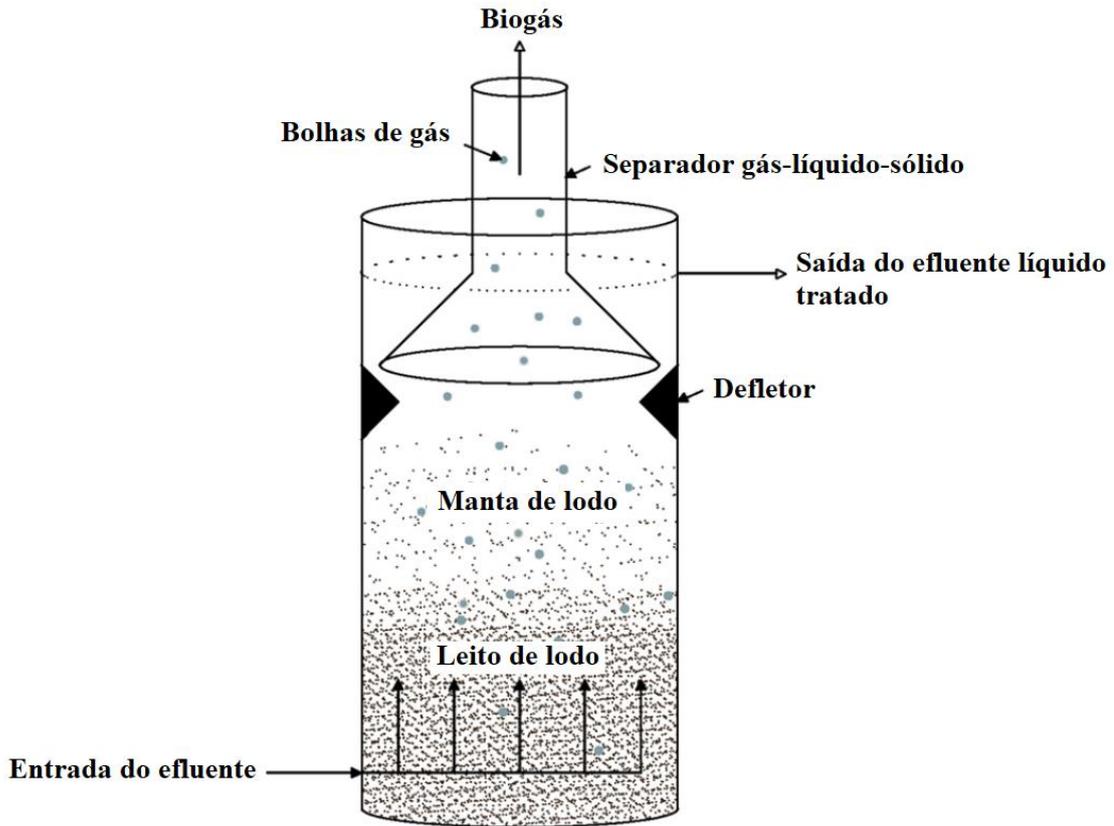


Figura 2 – Modelo esquemático do reator UASB

Fonte: adaptado de CHONG et al. (2012)

Além do biogás gerado diretamente na etapa de tratamento do efluente, as etapas de tratamento primário e secundário desse esgoto geram o lodo, subproduto dos decantadores, que contém matéria orgânica e outros componentes que podem ser prejudiciais à qualidade ambiental se dispostos diretamente no solo ou em corpos hídricos. A digestão anaeróbia desse lodo é uma tecnologia já estabelecida adotada a décadas para reduzir o volume de lodo gerado em ETE (STRAZZABOSCO; KENWAY; LANT, 2020). Essa técnica consiste na estabilização e na redução de massa do lodo gerado nas estações de tratamento de esgoto, em reação na ausência de oxigênio, e sua conversão em gás metano, gás carbônico e outros subprodutos (METCALF; EDDY, 2016). O lodo de ETE também pode ser misturado com outros resíduos orgânicos com maior biodegradabilidade para aumentar a produção de biogás na digestão anaeróbia (SHEN *et al.*, 2015).

O biogás produzido durante o tratamento de esgotos domésticos tem composição estimada de 60 a 85% de CH_4 , 5 a 15% de CO_2 , 2 a 25% de N_2 , 0 a 0,3% de CO e 0 a 3% de H_2 . Ainda, impurezas podem estar presentes como o sulfeto de hidrogênio (H_2S), com concentrações entre 1.000 e 5.000 ppm, e siloxanos formados na degradação de detergentes e cosméticos (BRASIL, 2015).

O potencial energético do biogás é proporcional ao seu potencial calorífico, relacionado à quantidade de metano presente na mistura (SALOMON; LORA, 2009). O teor de metano no biogás dos digestores das estações de tratamento de esgoto pode ser estimado em aproximadamente 65%, com poder calorífico inferior¹ de 22.400 kJ/m³ de acordo com Metcalf e Eddy (2016), o equivalente a 5.300 kcal/m³. Esses valores são médios e podem ser inferiores ou superiores de acordo com as características específicas do efluente.

Ainda, o Swedish Gas Technology Centre (2012) estima que, para biogás de digestão anaeróbia com essa composição, a densidade é de em média 1,1 kg/m³ – superior à densidade do metano puro, de 0,72 kg/m³, devido à presença do CO₂. O poder calorífico inferior é de 20 MJ/kg, ou aproximadamente 6,5 kWh/m³, inferior ao do metano puro, de 9,97 kWh/m³, aproximadamente 35,8 MJ/m³. Devido ao potencial de aquecimento global do metano, a emissão direta desse gás na atmosfera deve ser eliminada ou reduzida para aumentar a sustentabilidade da gestão dos efluentes urbanos (DAELMAN *et al.*, 2012).

Porém, segundo Gu *et al.* (2017) e Rojas e Zhelev (2012), a maioria das estações de tratamento de esgoto (ETE) foram projetadas não com foco na energia necessária para seus processos e na eficiência energética e aproveitamento do recurso, mas focadas principalmente no atendimento da qualidade de efluente necessária ao final do tratamento. Ainda, devido à menor composição em metano e decorrente potencial calorífico inferior em relação ao biogás de outras fontes, associado à maior quantidade de impurezas como o enxofre e siloxanos, o uso do biogás oriundo de estações de efluentes ainda não é amplamente utilizado.

Apesar disso, diversos estudos e instalações experimentais em estações para adaptação de ETES para aproveitamento do biogás foram realizados, seja a partir do biogás obtido diretamente no tratamento anaeróbio do próprio efluente ou do lodo residual do processo. A energia gerada nesses sistemas poderia ser consumida pela própria planta ou vendida a terceiros externos, o que poderia constituir fonte de receita para o setor (VENKATESH; ELMI, 2013). Santos *et al.* (2016) estimam que a produção de energia elétrica em uma ETE de tratamento anaeróbio pode representar até 59% da demanda energética da instalação, mas a viabilidade econômica depende da população atendida e a escala da planta de tratamento.

Ainda, além da possibilidade de geração de energia elétrica, o biogás pode ser utilizado diretamente para aquecimento ou em sistemas CHP (*combined heat and power system*) instalados nas ETES. Nessa configuração de sistema são obtidas tanto energia elétrica

¹ Poder Calorífico Inferior: *lower heating value* ou *calorific value*, em inglês; é a quantidade real de energia de um combustível liberada na forma de calor quando a combustão é realizada sem recuperação do calor latente de vaporização (POSOM; SIRISOMBOON, 2017).

quanto térmica, por uma fonte única, como o biogás, em um único período de tempo (GU *et al.*, 2017; HO; CHEUNG; FUNG, 2014).

Em Di Fraia *et al.* (2018), um estudo de viabilidade com análise econômica é realizado para uma ETE na Itália para um sistema em que o biogás gerado na digestão anaeróbia do lodo é utilizado em um sistema CHP, em conjunto com coletores solares. Assim, energias elétrica e térmica poderiam ser aproveitadas no local para uso direto nos diferentes processos de tratamento de lodo, principalmente na etapa de secagem, e o sistema proposto pode apresentar um período de retorno do investimento curto, entre 3 e 4 anos.

Ainda, Tsagarakis (2007) relata que na maior ETE da ilha de Creta, na Grécia, foi instalado o primeiro sistema de aproveitamento de biogás em ETE do país. Com isso, aproximadamente 16% da energia necessária para o funcionamento da estação pode ser fornecida pela conversão do biogás gerado pela digestão do lodo. Se mais geradores fossem instalados, até 65% da demanda de energia poderia ser atendida pelo biogás; no entanto, a energia elétrica de fonte convencional é subsidiada no local e, portanto, não haveria viabilidade econômica para ampliação do sistema de biogás em substituição à rede convencional.

Em estudo de Strazzabosco, Kent e Lant (2020), 25 unidades de tratamento conjunto de água e esgoto na Austrália são analisadas quanto à geração de energia renovável, representando 80% da água e 85% do esgoto tratados no país. Todas contam com ao menos uma forma de aproveitamento de recursos naturais na própria estação e 10 realizam aproveitamento de biogás, o que corresponde a 67% da produção total de energia produzida nos sistemas de água e esgoto analisados, um total de 187 GWh gerados por ano.

Na Itália, a maior ETE do país trata 615.000 m³ de esgoto por dia por digestão aeróbia e 6.000 m³/dia de lodo por digestão anaeróbia, com um consumo energético médio de 66,78 GWh em um ano. Nesta instalação, 40% da demanda de energia da planta é fornecida por geradores de biogás após a digestão do lodo, em um sistema CHP (PANEPINTO *et al.*, 2016).

Em estudo de Picardo *et al.* (2019), analisa-se o potencial de uso biogás resultante da digestão anaeróbia de lodo de ETE para fornecimento de água quente para um sistema de aquecimento urbano na Espanha. Como vantagem para este tipo de sistema destaca-se a proximidade entre as estações e os centros urbanos e a diminuição na emissão de CO₂ em comparação com o sistema convencional, abastecido por gás natural ou butano, combustível derivado do petróleo.

No Brasil, um estudo de potencial e viabilidade do uso de biogás em ETE é realizado por Santos, Barros e Tiago Filho (2016), com destaque para o potencial de uso do biogás em

estações de grande porte, que atenda a populações acima de 300.000 habitantes. No entanto, projetos de menor porte de uso de biogás poderiam se beneficiar do uso de incentivos econômicos à produção limpa de energia, como a inclusão em um programa de compra e venda de créditos de carbono para financiamento dos sistemas de biogás.

Ainda, Santos *et al.* (2018) estimam o potencial de geração de energia através do conjunto do biogás gerado em ETE e aterro sanitário para um município com aproximadamente 100.000 habitantes em Minas Gerais. Nesse local, 10% da demanda de energia elétrica da cidade poderia ser abastecida por esse combustível, o que demonstra o potencial do biogás para geração de energia elétrica.

O potencial de geração de biogás e seu uso para fornecimento de energia é quantificado por Rosa *et al.* (2016) para a ETE Laboreaux em Itabira, Minas Gerais, que atende a 70.000 habitantes. A geração de biogás nessa estação ocorre diretamente no reator UASB e seu aproveitamento energético seria capaz de atender a aproximadamente 57% da demanda de energia elétrica da instalação. De forma similar, Bilotta e Ross (2016) estimam a produção de biogás por digestão anaeróbia em reatores anaeróbios de leito fluidizado, semelhantes aos reatores UASB, na ETE Santa Quitéria, no Paraná. A ETE é responsável pelo tratamento de efluentes de uma região de 190.000 habitantes e o biogás gerado é suficiente para atender a 59% da demanda de energia elétrica mensal da estação.

As companhias de saneamento dos estados de Minas Gerais (COPASA), da Bahia (EMBASA) e do Paraná (SANEPAR), por exemplo, já apresentam instalações de aproveitamento de biogás em algumas ETEs, com vantagens financeiras devido à economia de compra de energia da rede.

A ETE Arrudas atende o município de Belo Horizonte, em Minas Gerais, e conta com uma unidade de cogeração CHP a partir do biogás com potência instalada de 2,4 MW. De acordo com a COPASA, 90% da demanda de energia elétrica da unidade é atendida pelo sistema. Nesse estado, outras unidades de tratamento de esgoto também utilizam o biogás como fonte de energia térmica para secagem e diminuição de umidade e de volume do lodo gerado no tratamento dos efluentes nas estações (COPASA, [s. d.]).

Na Bahia, no município de Feira de Santana, a instalação de sistema de aproveitamento de biogás na ETE Jacuípe II é capaz de atender até 80% da energia elétrica necessária para funcionamento dos equipamentos da instalação (EMBASA, 2016).

A ETE Ouro Verde, localizada em Foz do Iguaçu, no Paraná, é considerada a pioneira na utilização de biogás em ETE no sistema de geração distribuída, como microgeradora cadastrada junto à ANEEL. Essa ETE opera com vazão de 70 litros por segundo, atendendo a

35.000 habitantes. A concessionária estima que se o biogás gerado em todas as ETEs do estado fosse utilizado, 54 GWh de energia elétrica poderiam ser gerados por ano (SANEPAR, 2018).

No âmbito do programa PROBIOGÁS, citado anteriormente, foi desenvolvido como um dos produtos do projeto o “Guia técnico de aproveitamento energético de biogás em estações de tratamento de esgoto”, que trata de todas as fases de implementação de unidades de biogás em ETE, do projeto à operação, sua viabilidade técnica e econômica (BRASIL, 2015). Esse material pode servir de base teórica para o uso desses sistemas pelas concessionárias de saneamento no Brasil.

3. Sistemas híbridos de energias renováveis

Sistemas híbridos são compostos por duas ou mais fontes geradoras de energia e são utilizados para geração de energia elétrica desde a década de 70 (LLERENA-PIZARRO *et al.*, 2019). São muito aplicados para as energias renováveis pois permitem a compatibilização de diferentes recursos com disponibilidades diversas, de forma a aproveitar a sua complementariedade temporal, ou seja, a capacidade de uma fonte complementar a outra ao longo do tempo, de forma a diminuir a intermitência do abastecimento.

Diferentes unidades geradoras com energia oriunda de diversas fontes renováveis, como solar ou eólica, e não-renováveis, como o diesel, podem ser utilizadas para composição do sistema híbrido (HAFEZ; BHATTACHARYA, 2012). A seleção dos componentes deve ser otimizada para obtenção de uma configuração confiável, eficiente e com viabilidade econômica, com compatibilidade entre a energia gerada pelas diversas fontes e a demanda dos consumidores (MUDGAL; REDDY; MALLICK, 2019). Porém, o processo de otimização desse sistema pode ser difícil devido ao uso de recursos diferentes, à descontinuidade da produção de energia das fontes renováveis e à necessidade de dimensionamento correto, já que o custo inicial dos equipamentos é elevado (TEZER; YAMAN; YAMAN, 2017).

Para auxiliar na definição do sistema ótimo e no dimensionamento desses sistemas, diversos softwares específicos foram desenvolvidos. Em Sinha e Chandel (2014), 19 softwares dedicados à avaliação do potencial técnico e econômico de sistemas híbridos de energias renováveis são analisados. Entre esses, o software HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable) destaca-se por ser o mais utilizado em trabalhos publicados. O HOMER é um software desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL), o Laboratório de Energias Renováveis dos Estados Unidos, para simulação, otimização e análise de sensibilidade em sistemas de híbridos (LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006).

Neste programa, é possível simular sistemas baseados em energia solar fotovoltaica, eólica, hidroelétrica, com inclusão de geradores movidos a diesel e a outros combustíveis, armazenamento de energia em baterias, entre outras alternativas (BELUCO *et al.*, 2020). Além disso, ele possibilita não somente a otimização de sistemas com diferentes componentes, mas também uma análise de sensibilidade em que é possível verificar a influência da variação de parâmetros e inclusão de incertezas sobre a configuração e o custo dos sistemas propostos.

Bahramara, Moghaddam e Haghifam (2016) sintetizaram mais de 90 trabalhos de otimização de sistemas híbridos e análise de sensibilidade realizados com o auxílio do HOMER, para cargas entre 0,626 kW a 2.213 MW. Diferentes tipos de unidades geradoras e de armazenamento foram incluídos, tanto em sistemas conectados à rede como isolados. Sendo assim, fica evidente o potencial de uso do software HOMER e as inúmeras possibilidades que ele oferece para o estudo de sistemas híbridos de energias renováveis, tanto pela sua facilidade de utilização como pelas possibilidades de análise que oferece.

Quanto aos componentes presentes nos sistemas dimensionados, diversos trabalhos utilizam combinações de módulos fotovoltaicos (PV) e aerogeradores para a composição da energia elétrica para atender a uma demanda, como em Baneshi e Hadianfard (2016), Shezan *et al.* (2016) e Hafez e Bhattacharya (2012). Alguns trabalhos também inserem pequenas usinas hidroelétricas, como Amutha e Rajini (2016), Canales, Beluco e Mendes (2015) e Muh e Tabet (2019).

Além desses, os geradores, geralmente movidos a combustíveis tradicionais como o diesel, e o armazenamento em baterias são normalmente utilizados como unidades complementares para atender os picos de demanda e para compensar as flutuações devido ao caráter intermitente das fontes renováveis, fornecendo assim energia elétrica de forma constante e confiável (BAHRAMARA; MOGHADDAM; HAGHIFAM, 2016; BHATT; SHARMA; SAINI, 2016; JOHANNSEN; ØSTERGAARD; HANLIN, 2020).

Entre os diferentes tipos de baterias e de sistemas de armazenamento, as de chumbo-ácido, semelhante às baterias de carro de 12 V, são historicamente as mais utilizadas em aplicações para sistemas de fornecimento de energia elétrica (DIVYA; ØSTERGAARD, 2009; SAUER, 2011). No entanto, essas baterias possuem uma vida útil estimada, relativa ao número de ciclos de carga e descarga a que são submetidas, que degradam o eletrólito do qual são compostas. Boas condições de operação, de acordo com as recomendações dos fabricantes, e estratégias de controle do uso desses componentes são essenciais e podem estender a sua vida útil (SAUER, 2011).

Os parâmetros utilizados para a avaliação da carga da bateria em um instante são, normalmente, o estado de carga (*state of charge* – SOC) e a profundidade de descarga da bateria (*depth of discharge* – DOD), parâmetros inversos que representam, respectivamente, a porcentagem da bateria que está carregada e descarregada, respectivamente. Sendo assim, a atribuição de limites máximos e mínimos para esses parâmetros podem estar entre as estratégias para controle e operação das baterias de forma a aumentar a sua vida útil.

Além das formas de armazenamento de energia, os sistemas híbridos podem ser isolados (*off-grid*) ou conectados à rede (*on-grid*), o que pode possibilitar a compra de energia elétrica em períodos de menor disponibilidade de recursos e a venda de energia excedente (KARMAKER *et al.*, 2018). Nos sistemas conectados à rede, pode ser dispensado a necessidade de sistemas de baterias e é possível incluir o usuário de micro ou minigeração no sistema de geração distribuída. Como exemplo, segundo Barreto e Pinho (2008), os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica são considerados mais eficientes, mais econômicos, em média 40% mais baratos, e mais duradouros do que os sistemas fotovoltaicos autônomos, por não necessitarem de armazenamento da energia.

Para ser incluído no sistema de geração distribuída, conectando-se à rede, o usuário deve instalar um medidor bidimensional de energia elétrica (*smart meter*), para medir a diferença entre a energia consumida e a disponibilizada ao sistema, possibilitando assim o cálculo da compensação na conta com a concessionária de energia.

Recentemente, a inclusão de geradores movidos a biogás como apoio à geração de energia elétrica em sistemas híbridos se destaca como uma opção ao uso de combustíveis fósseis como o diesel e o carvão. O biogás apresenta um valor calorífico adequado e seu uso contribui para a diminuição na emissão de gases de efeito estufa pelo setor de geração de energia (NEVZOROVA; KUTCHEROV, 2019).

A análise da viabilidade do uso de geradores a biogás como apoio em sistema híbrido de energias renováveis isolado e a comparação com o fornecimento de energia por geradores a diesel é realizada por Sigarchian *et al.* (2015). Nesse estudo, o sistema com biogás apresenta um custo 20% menor por kWh gerado em relação à configuração com gerador a diesel, com uma emissão evitada de 17 toneladas de CO₂ por ano devido à queima evitada do combustível fóssil.

No Brasil, Morato *et al.* (2018) dimensionaram um sistema híbrido com biogás, gerado a partir da gasificação de biomassa residual do processamento de cana de açúcar, em combinação com outras fontes renováveis. Um sistema CHP proposto, com instalação de módulos fotovoltaicos e um aerogerador apresentou tempo de retorno financeiro de 5,12 anos, enquanto um sistema otimizado obtido pelo HOMER, apenas com biogás e módulos fotovoltaicos, apresenta tempo de retorno financeiro de 3,69 anos. Ambos os tempos foram considerados extremamente satisfatórios pelos autores, devido ao rápido retorno financeiro em comparação com a compra da energia da rede.

No Quadro 1 é apresentada uma síntese dos trabalhos mais recentes publicados em que o biogás é incluído na configuração de sistemas híbridos, a configuração proposta, o país em

que essa solução foi estudada e o método de otimização utilizado. Esses trabalhos referem-se ao aproveitamento de biogás a partir da digestão anaeróbia de resíduos agropecuários, em sua maioria, ou de resíduos sólidos urbanos. Observa-se a predominância do software HOMER como ferramenta para otimização e uma maior concentração dos trabalhos na Ásia, principalmente em sistemas isolados em áreas remotas e de difícil expansão da rede de energia elétrica. Além disso, fica evidente a preferência pela combinação dos geradores principalmente com módulos fotovoltaicos e pelo armazenamento em baterias, presente em todos os trabalhos isolados da rede.

Quanto ao aproveitamento de biogás gerado especificamente no setor de saneamento em sistemas híbridos de energia, poucos trabalhos são relatados. No trabalho pioneiro de Krausen e Mertig (1991) um sistema composto por um aerogerador, módulos fotovoltaicos e um gerador a biogás foi instalado em uma ETE na Alemanha. Após um ano de operação, constata-se que 85% da demanda de energia elétrica da ETE foi atendido pelo sistema e que energia em excesso foi fornecida à rede em determinados períodos

Em Brandoni e Bošnjaković (2017), um sistema híbrido composto por gerador a biogás, aerogeradores, módulos fotovoltaicos e baterias, conectado à rede, é dimensionado no HOMER para integração a uma estação de tratamento de esgotos em área urbana da África Subsaariana, com aproveitamento do biogás gerado na digestão do lodo. A instalação desse tipo de sistema é viável na região e pode ser essencial para a expansão do sistema de tratamento de esgotos, necessária para a melhoria da qualidade da água disponível nos cursos hídricos na região, que apresenta escassa disponibilidade de água.

Helal, Ghoneim e Halaby (2013) dimensionam um sistema usando o HOMER para aproveitamento de biogás em ETE em área rural no Egito em sistema CHP, acoplado a módulos fotovoltaicos, aerogerador, baterias e células de combustível, para atendimento da demanda da demanda da própria ETE. Esse tipo de sistema permite a sustentabilidade energética total da ETE, que trata uma média de 800 m³/dia de efluentes.

Em trabalho posterior, os mesmos autores realizaram uma análise de sensibilidade para a mesma ETE em que se verifica que o custo do sistema é influenciado principalmente pelo volume de gás gerado na digestão anaeróbia da ETE. Sendo assim, essa produção deve ser maximizada para obtenção do menor custo do sistema. Além disso, percebe-se uma redução de 83% nas emissões de GEE em relação ao abastecimento por fontes convencionais, fornecida pela rede (HALABY; GHONEIM; HELAL, 2017).

Quadro 1 – Sumário de publicações com inclusão de geradores a biogás em sistemas híbridos de energias renováveis

Publicação	Configuração	País	Tipo de Sistema	Método de otimização
Alotaibi <i>et al.</i> (2019)	Biogás-PV-Diesel-Baterias	Arábia Saudita	Conectado à rede	Software HOMER
Ariae <i>et al.</i> (2019)	Biogás-PV-Eólico-Baterias	Irã	Isolado	Software HOMER
Bhatt, Sharma e Saini (2016)	Biogás-Biomassa-Hidro-PV-Diesel-Baterias	Índia	Isolado	Software HOMER
Castellanos <i>et al.</i> (2015)	Biogás-PV-Baterias	Índia	Isolado	Software HOMER
Chauhan e Saini (2015)	Biogás-PV-Hidro-Eólico-Baterias	Índia	Isolado	Software HOMER
Das <i>et al.</i> (2017)	Biogás-PV-Eólico-Diesel-Baterias	Bangladesh	Isolado	Software HOMER
Das, Singh e Biswas (2019)	Biogás-PV-Hidro-Baterias	Índia	Isolado	Algoritmos meta-heurísticos
Goel e Sharma (2014)	Biogás-PV-Baterias	Índia	Isolado	Software HOMER
Gupta, Saini e Sharma (2010)	Biogás-Biomassa-PV-Hidro-Diesel-Baterias	Índia	Isolado	Algoritmos de otimização
Jahangir e Cheraghi (2020)	Biogás-PV-Eólico-Baterias	Irã	Isolado	Software HOMER
Jumare, Bhandari e Zerga (2020)	Biogás-PV-Eólico-Baterias	Nigéria	Conectado à rede	Software HOMER
Karmaker <i>et al.</i> (2018)	Biogás-PV-Baterias	Bangladesh	Conectado à rede	Software HOMER
Kasaeian <i>et al.</i> (2019)	Biogás-PV-Diesel-Baterias	Irã	Conectado à rede	Software HOMER
Khan e Martin (2015)	Biogás-PV-Baterias	Bangladesh	Isolado	Software HOMER
Li, Liu e Li (2020)	Biogás-PV-Eólico-Baterias	China	Conectado à rede	Software HOMER
Llerena-Pizarro <i>et al.</i> (2019)	Biogás-PV-Baterias	Equador	Isolado	Software HOMER
Mandal <i>et al.</i> (2017)	Biogás-PV-Diesel-Baterias	Bangladesh	Isolado	Software HOMER
Miao <i>et al.</i> (2020)	Biogás-PV-Eólico-Baterias	Reino Unido	Isolado	Software HOMER

Mishra, Panigrahi e Kothari (2016)	Biogás-PV-Baterias Biogás-Eólico-Baterias	Índia	Isolado	Software HOMER
Mousavi <i>et al.</i> (2021)	Biogás-PV-Hidro-Eólico-Diesel-Baterias	Irã	Conectado à rede	Software HOMER
Mudgal, Reddy e Mallick (2019)	Biogás-PV-Eólico-Baterias	Índia	Isolado	Software HOMER
Nag e Sarkar (2018)	Biogás-PV-Hidro-Eólico-Baterias	Índia	Isolado	Software HOMER
Nfah e Ngundam (2009)	Biogás-PV-Hidro-Baterias	Camarões	Isolado	Software HOMER
Sharma e Goel (2016)	Biogás-PV-Baterias	Índia	Isolado	Software HOMER
Sigarchian <i>et al.</i> (2015)	Biogás-PV-Eólico-Baterias	Quênia	Isolado	Software HOMER
Suresh, Muralidhar e Kiranmayi (2020)	Biogás-Biomassa-PV-Eólico-Célula de Combustível-Baterias	Índia	Isolado	Algoritmos genéticos Software HOMER
Teferra (2017)	Biogás-PV-Eólico-Biodiesel-Baterias	Etiópia	Isolado	Software HOMER
Tiwary, Spasova e Williams (2019)	Biogás-PV-Eólico-Baterias	Reino Unido Bulgária	Conectado à rede	Software HOMER
Upadhyay e Sharma (2015)	Biogás-Hidro-PV-Diesel-Baterias	Índia	Isolado	Otimização por enxame de partículas
Vendoti, Muralidhar e Kiranmayi (2020)	Biogás-Biomassa-PV-Eólico-Célula de Combustível-Baterias	Índia	Isolado	Software HOMER
Yimen <i>et al.</i> (2018)	Biogás-Hidro-PV-Eólico-Baterias	Camarões	Isolado	Software HOMER

Atualmente, o estado norte-americano da Califórnia investe no conceito de geração local de energia para estações de tratamento de esgotos. As ETEs no estado são abastecidas por energia elétrica e térmica vindas de módulos fotovoltaicos e de geradores a biogás através do uso do metano gerado pela digestão anaeróbia de lodo, conforme Strazzabosco, Kenway e Lant (2019). De um total de 105 unidades de tratamento de águas residuárias de origem doméstica, 41 possuem módulos fotovoltaicos, a maioria em unidades de tratamento de pequeno (até 19 m³/dia) e médio porte (fluxo entre 19 a 190 m³/dia). Além disso, 38% das unidades de porte médio possuem sistema híbrido biogás-PV para abastecimento da unidade e as unidades maiores, com fluxo superior a 190 m³/dia, tem entre 25 e 65% de sua demanda de energia atendidas por biogás.

4. Metodologia

A metodologia utilizada no presente trabalho para a análise de viabilidade da inclusão de geradores a biogás em sistemas híbridos de energias renováveis para instalação em estações de tratamento de esgotos é apresentada nas seções a seguir.

4.1 Dimensionamento e obtenção da configuração ótima

Conforme explorado anteriormente, o dimensionamento do sistema híbrido pode ser realizado com a ajuda de *softwares* em que é analisada a viabilidade de um determinado sistema para um local, com comparação de diferentes configurações possíveis para atendimento à demanda de energia. Para o presente projeto, utiliza-se o *software* HOMER Legacy, em sua versão 2.68 beta, última versão ainda de livre acesso para fins educativos e acadêmicos (BELUCO *et al.*, 2020).

Nesse programa, é possível realizar, para cada hora do ano, um balanço de energia para um sistema em que a demanda de energia dos consumidores é comparada com a energia que pode ser disponibilizada ao sistema por seus diversos componentes geradores (BHATT; SHARMA; SAINI, 2016). Assim, pode-se encontrar as configurações viáveis, em que o fornecimento de energia é capaz de suprir a demanda do sistema e todas as condições técnicas definidas pelo usuário são atendidas (RAHMAN *et al.*, 2014).

A partir da inserção de dados de entrada pelo usuário, o programa simula todas as diferentes configurações entre os componentes de fornecimento de energia do sistema e as demandas. As configurações não-viáveis são excluídas. O programa fornece então uma lista de configurações viáveis, classificadas pelo seu *net present cost* (NPC), ou custo presente líquido (CPL), em português. O sistema ótimo é definido como aquele que satisfaz a demanda de energia do usuário e todas as condições especificadas pelo menor valor de NPC (HELAL; GHONEIM; HALABY, 2013).

O NPC representa o valor presente da soma de todos os custos do projeto durante sua vida útil, como custos de instalação, de operação e pagamento de penalidades por emissões de GEE, com dedução de possíveis lucros de vendas de energia e de componentes usados como sucata (MUDASSER; YIRIDOE; CORSCADDEN, 2015). Nesse cálculo, os custos do projeto são inseridos como valores positivos e os lucros como valores negativos, já que o objetivo é analisar a viabilidade de instalação dos equipamentos. Dessa forma, o NPC no

HOMER tem metodologia de cálculo similar mas apresenta sinal contrário ao cálculo do valor presente líquido (VPL), comum para diversos estudos econômicos (BRANDONI; BOŠNJAKOVIĆ, 2017).

Todos os valores monetários inseridos no software são calculados em dólares (US\$) e devem ser convertidos para inclusão no programa. O NPC é apresentado por Kasaieian *et al.* (2019) e Lambert, Gilman e Lilienthal (2006) e calculado a partir da equação:

$$NPC = \frac{C_{anual}}{CRF(i, n)} \quad (1)$$

onde C_{anual} é o custo anual total do sistema e $CRF(i, n)$ é o fator de recuperação de capital (*capital recovery factor*) a uma taxa real de juros i , em %, e um período de vida estimado do projeto n , em anos, calculado de acordo com:

$$CRF(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2)$$

A taxa real de juros considerada para a análise econômica é estimada de acordo com Das *et al.* (2017):

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (3)$$

onde i' é a taxa de juros anual nominal e f é a taxa de inflação anual.

Ainda, é calculado o custo da energia por kWh, chamado comumente em inglês de *levelized cost of energy* (LCOE), conforme especificado por Lambert, Gilman e Lilienthal (2006):

$$LCOE = \frac{C_{anual}}{E_{prim} + E_{dif} + E_{venda}} \quad (4)$$

onde E_{prim} é a demanda constante do sistema, consumida pela fonte primária, E_{dif} é a demanda deferível, secundária e que pode ser atendida somente quando há excesso de energia, e E_{venda} é

a quantidade de energia vendida à rede por ano. O LCOE é útil pois pode ser utilizado para comparação de sistemas diferentes, em composições e locais distintos.

Um horizonte de projeto de 25 anos é considerado para o funcionamento do sistema, valor usualmente utilizado em diversos trabalhos (HALABI *et al.*, 2017; JOHANNSEN; ØSTERGAARD; HANLIN, 2020; MUDGAL; REDDY; MALLICK, 2019).

Ainda, a taxa de conversão da moeda do real brasileiro para o dólar americano, quando necessário, foi considerada como a média dos valores médios da taxa de câmbio comercial do dólar dos anos de 2019, 2020, e meses de janeiro a setembro de 2021 registrados pelo IPEA (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada), últimos dados disponíveis em sua série histórica (IPEA, 2021). O valor médio considerado é de R\$ 4,76 para cada dólar, evitando o uso de flutuações extremas do valor do câmbio que ocorreram nos anos de 2020 e 2021 que podem não ser representativas ao longo do tempo de vida útil projetado, o que pode comprometer a viabilidade financeira dos sistemas propostos.

Diversos modelos de componentes geradores e de baterias similares aos disponíveis no mercado são disponibilizados pelo software para montagem dos sistemas. Para esse trabalho, é prevista a inserção de módulos fotovoltaicos (PV), aerogeradores e baterias, em modelos já previstos no software, e geradores a biogás, que devem ser adaptados a partir da mudança no combustível dos modelos de geradores a diesel para os parâmetros do novo combustível. Ainda, geradores movidos a combustíveis fósseis são incluídos para comparação de valores e de emissões de GEE entre sistemas híbridos puramente renováveis e sistemas mistos.

Além dos módulos geradores e de armazenamento, um conversor bidirecional de potência, com função de inversão e de retificação, também é utilizado (LI, C. *et al.*, 2020; MISHRA; PANIGRAHI; KOTHARI, 2016). A retificação é a conversão de corrente alternada (em inglês, *alternated current* - AC) em contínua (em inglês, *direct current* - DC), e a inversão é a transformação contrária, de corrente contínua em alternada. Dessa forma, esse conversor possibilita o fluxo entre o armazenamento de energia em baterias e a geração nos módulos fotovoltaicos, que ocorrem em corrente contínua, e o uso pelo consumidor e a geração pelas outras fontes, que ocorrem em corrente alternada (MUDGAL; REDDY; MALLICK, 2019).

Na Figura 3 é apresentado um exemplo de configuração de sistema montado no HOMER com inclusão de componentes existentes na base de dados do programa e setas conectando os componentes aos barramentos. No exemplo, o consumidor é conectado no barramento AC, com uma demanda de energia de 35 kWh/dia, assim como os aerogeradores (modelo BWC Excel-R-AC, no exemplo), o gerador a diesel (Generator 1) e uma possível

conexão à rede (Grid). No barramento DC, são conectados os módulos fotovoltaicos (PV) e as baterias (no modelo 6FM200D). Além disso, o conversor bidirecional opera como conexão entre os dois barramentos, o que permite o carregamento das baterias e o fluxo entre eles para fornecimento de energia à rede pelos módulos fotovoltaicos.

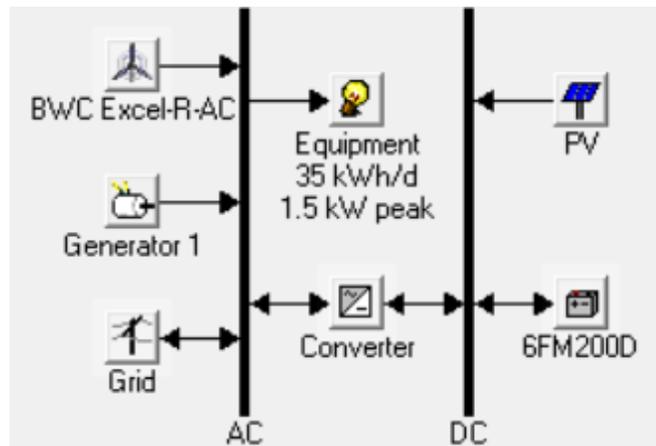


Figura 3 – Modelo de sistema híbrido inserido no HOMER

Fonte: SILVA (2018)

Além da determinação da configuração considerada “ótima”, uma análise de sensibilidade é realizada para representar e avaliar a influência das incertezas relativas ao uso das diferentes fontes de energia sobre a configuração dos sistemas (HALABY; GHONEIM; HELAL, 2017; SEN; BHATTACHARYYA, 2014). Nessa análise, diferentes valores para determinadas variáveis são inseridos de forma a verificar como os resultados são modificados de acordo com essas mudanças (ANSONG; MENSAH; ADARAMOLA, 2017; HAFEZ; BHATTACHARYYA, 2012). Para o presente trabalho, analisa-se a influência da variação da produção de biogás, dos custos de componentes, principalmente dos módulos fotovoltaicos, da velocidade do vento e do custo do combustível fóssil.

De forma a resumir a metodologia empregada no presente trabalho para utilização do HOMER, um esquema é apresentado na Figura 4. Os dados de entrada e de saída são representados na coluna da direita. Os dados de entrada são inseridos com setas direcionais para a esquerda, indicando que devem ser inseridos no HOMER para análise. O dado de saída considerado é o sistema ótimo, obtido após a otimização do sistema no software. A rotina de análise e os processos sequenciais utilizados para obtenção da configuração viável e suas variações pelas incertezas dos parâmetros (análise de sensibilidade) é representada na coluna da esquerda.

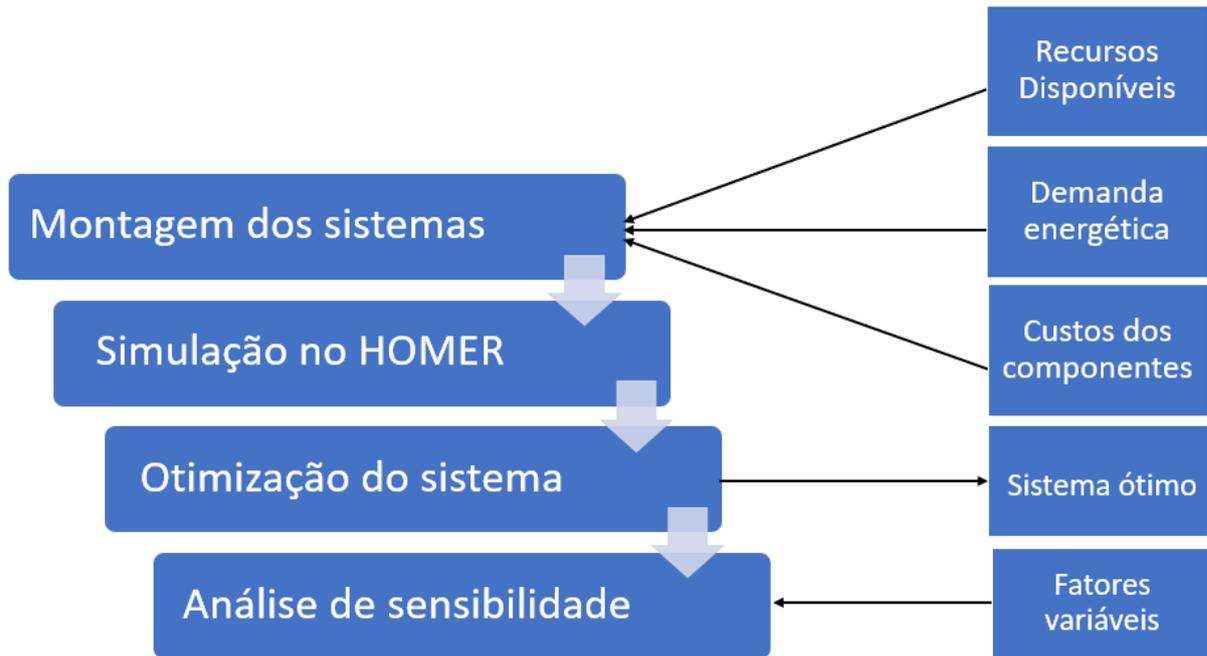


Figura 4 – Representação esquemática para uso do HOMER

4.2 Estimativa da produção de biogás

A estimativa da geração de biogás em tratamento anaeróbico de efluentes é tratada em referências da literatura, e pode ser utilizada para estimativa do recurso disponível quando não é possível ser realizada uma campanha de medições e análises precisa *in situ*. Lobato (2011) desenvolve um modelo para a estimativa da produção de biogás em ETEs do tipo UASB, descritas anteriormente. Esse modelo é utilizado como base para o software ProBio 1.0 (SANEPAR, 2015), desenvolvido em conjunto entre a Companhia de Saneamento do Paraná (Sanepar) e a Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). A tela inicial do software é apresentada na Figura 5.

Nesse modelo, a produção de biogás é estimada com base na população atendida ou na vazão afluyente a uma ETE UASB em três perspectivas de geração: pior (perspectiva conservadora), típica e melhor (perspectiva otimista). Sendo assim, pode-se estimar a produção de biogás disponível para aproveitamento energético em ETE do tipo UASB disponível para conversão em energia elétrica.



Figura 5 – Tela inicial do software ProBio

Fonte: SANEPAR (2015)

4.3 Estudo de caso

Os estudos realizados no HOMER são pontuais, isto é, são realizados para estudos de casos em locais determinados, com seus recursos e demandas específicos. Sendo assim, uma área de estudo deve ser definida para o presente estudo entre estações de tratamento de esgotos que operem com tratamento anaeróbio em que é produzido o biogás, para composição e montagem do sistema híbrido.

O inventário das estações de tratamento de esgotos que operam com tratamento por reator anaeróbio no Brasil pode ser obtido através dos dados disponibilizados pela Agência Nacional de Águas (ANA) na publicação Atlas de Esgotos (ANA, 2017). Para o estado do Rio Grande do Sul, um mapa com a distribuição espacial das estações desse tipo é apresentado na Figura 6. Essas estações estão distribuídas por todo o estado e estão presentes em municípios de portes variados, o que reflete a ampla utilização dos reatores anaeróbios em estações de tratamento de esgoto no estado e no Brasil, seja como pré-tratamento na entrada da estação ou como tecnologia principal para remoção de matéria orgânica do efluente.

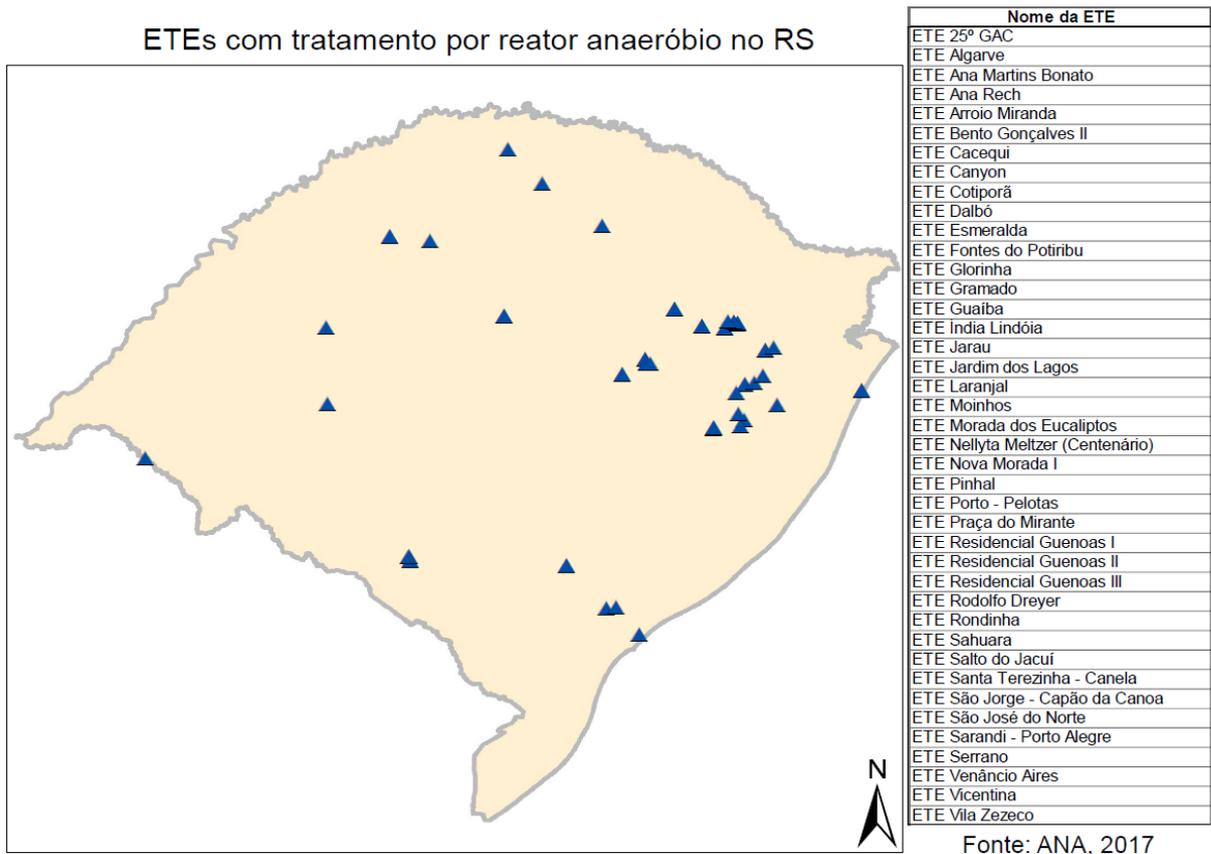


Figura 6 – Localização das estações de tratamento de esgotos com tratamento por reator anaeróbico no RS

4.3.1 Localização da estação e tecnologia de tratamento

A partir do inventário de estações de tratamento de esgoto com tratamento por reatores anaeróbios no estado do Rio Grande do Sul e que operem com tratamento com digestão anaeróbia, foi selecionada a estação ETE Índia Lindóia como estudo de caso do presente trabalho, devido à disponibilidade de dados para realização das simulações e ao porte médio do município. Para esse local, deve ser descrita a demanda energética da estação, que deverá ser atendida pelo sistema híbrido.

A ETE Índia Lindóia é operada pela CORSAN (Companhia Riograndense de Saneamento) e está localizada no município de Santo Ângelo, na região noroeste do estado. O município está localizado a 435 quilômetros da capital Porto Alegre, e conta com população estimada de 77.593 habitantes, de acordo com o IBGE (IBGE, 2019). A ETE é localizada em 28°19'00,58" S, 54°16'51,38" W, no sul da área urbana do município, conforme Figura 7 e Figura 8. De acordo com o Plano Municipal da Saneamento Básico do município, a ETE

conta com reator anaeróbio UASB, composto por dois módulos com capacidade de 60 L/s cada, para atender a 25.000 habitantes ou 7.000 economias por módulo, com pós-tratamento em filtros biológicos. O lodo é disposto em cinco leitos de secagem e o efluente tratado é lançado por um emissário no rio Itaquarinchim (UFRGS, 2011).

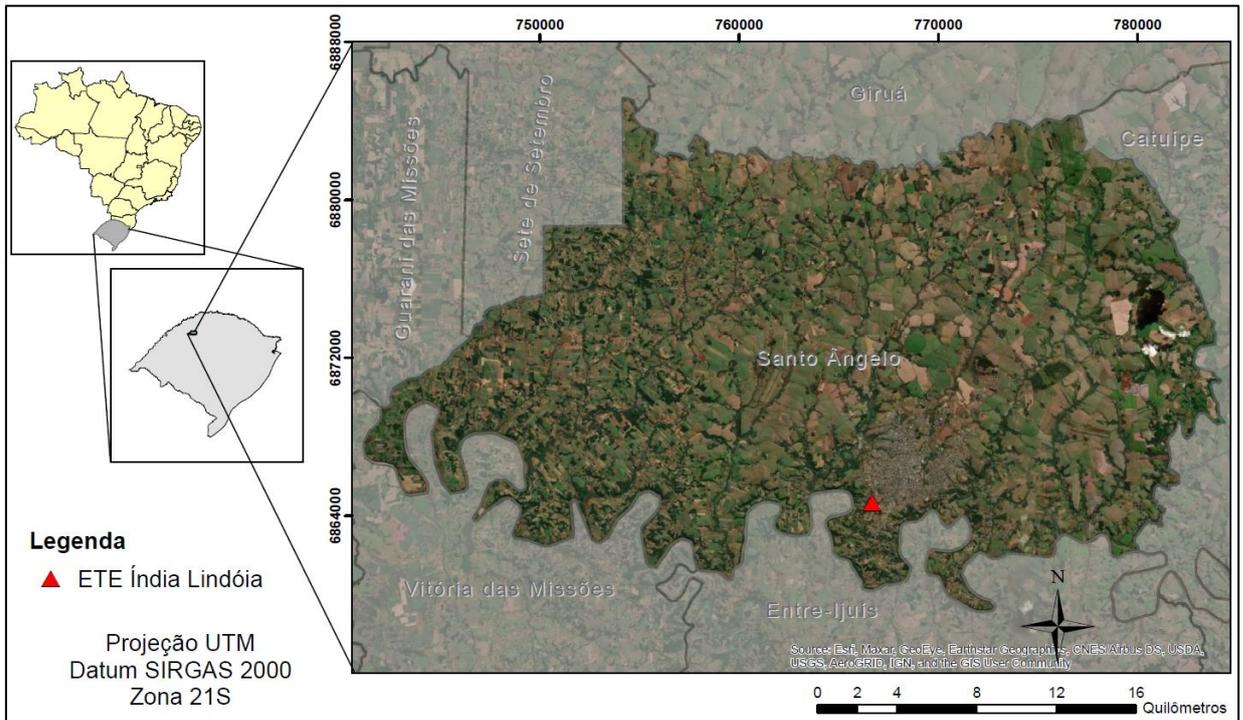


Figura 7 – Localização da ETE Índia Lindóia no município de Santo Ângelo, RS



Figura 8 – Área da ETE Índia Lindoia

Fonte: adaptado de GOOGLE EARTH (2020)

A demanda energética de uma estação de tratamento de esgotos depende, principalmente, do tamanho da estação, proporcional à população atendida, e da tecnologia adotada para tratamento (CAPODAGLIO; OLSSON, 2020). Em ETEs em que são adotados os sistemas de lodos ativados, em que é necessário o uso de equipamentos para aeração do efluente, ou com equipamentos para secagem do lodo, a demanda de energia é a mais elevada, com valores médios de consumo específico de energia que podem chegar a $0,6 \text{ kWh/m}^3$ (MCCARTY; BAE; KIM, 2011).

Como a ETE em estudo utiliza somente reatores anaeróbios do tipo UASB, filtros biológicos e leitos de secagem, a demanda de energia é menor. Considera-se a demanda energética da estação como a média de consumo energético nos sistemas de esgotamento sanitário do SNIS para o Brasil, que corresponde a $0,27 \text{ kWh/m}^3$ (BRASIL, 2021). Esse valor é coerente com o estudo pioneiro de Burton, que estima um consumo energético para os principais tipos de tecnologia para tratamento de esgoto e considerou um consumo médio de $0,26 \text{ kWh/m}^3$ para municípios de médio porte, com uso de reatores anaeróbios (BURTON, 1996).

Dessa forma, pode-se considerar que na estação a demanda de energia elétrica horária é de 112 kWh, totalizando 2,69 MWh por dia, considerando o uso total da capacidade da estação, a necessidade de bombeamento e o consumo de energia elétrica para as áreas administrativas da estação, iluminação e equipamentos de segurança da área.

4.3.2 Recursos disponíveis na área de estudo

Após a definição da área de estudo, os recursos disponíveis no local devem ser quantificados para inclusão no HOMER para realização das simulações.

A quantificação do biogás disponível nas ETEs para geração de energia elétrica pode ser estimada conforme o item 4.2 para a estação.

De acordo com a perspectiva típica definida no software ProBio, a estimativa de geração de biogás para a ETE Índia Lindoia é de 680 Nm³/dia de biogás, correspondendo a uma energia química disponível para conversão de 5.100 kWh/dia. Na pior perspectiva, a geração diária é de 490 m³ de biogás, o que corresponde a 3.400 kWh de energia química disponível. De forma similar, na melhor perspectiva são estimados 855 m³ de biogás por dia, ou 6.850 kWh/dia. A imagem do programa com apresentação dos dados calculados é demonstrada para a perspectiva típica na Figura 9, para a pessimista na Figura 10 e para a otimista na Figura 11.

The screenshot shows the ProBio 1.0 software interface. The title bar reads "ProBio 1.0". The main window has a logo and the text "ProBio 1.0 Programa de estimativa de produção de biogás em reatores UASB".

Dados de entrada:

- População: 50000 hab
- Vazão afluyente: [] m³/dia
- Cenário de estimativa:
 - Pior
 - Típico
 - Melhor

Buttons: "Calcular" and "Refazer".

Resultados:

Produção normalizada de biogás (Q _{N-Biogás})	680	Nm ³ /dia
Produção normalizada de CH ₄ (Q _{N-REAL-CH₄})	510	Nm ³ /dia
Taxa de emissão de CH ₄ (CO ₂ equiv)	3.351	ton/ano
Energia química disponível (PE _{REAL-CH₄})	5.100	kWh/dia

Buttons: "Voltar" and "Comparação com outros combustíveis".

Figura 9 – Interface do programa PROBIO e valores na perspectiva típica de estimativa de geração de biogás

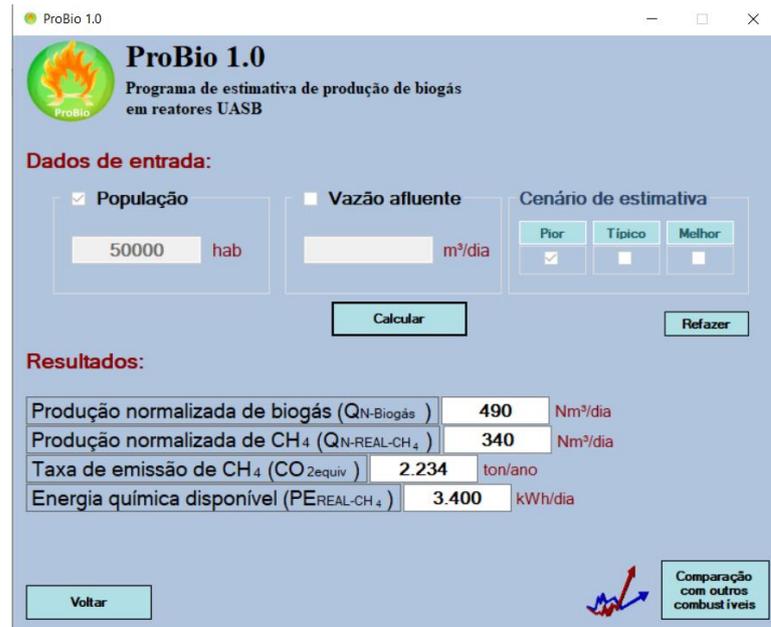


Figura 10 – Interface do programa PROBIO e valores na pior perspectiva de estimativa de geração de biogás

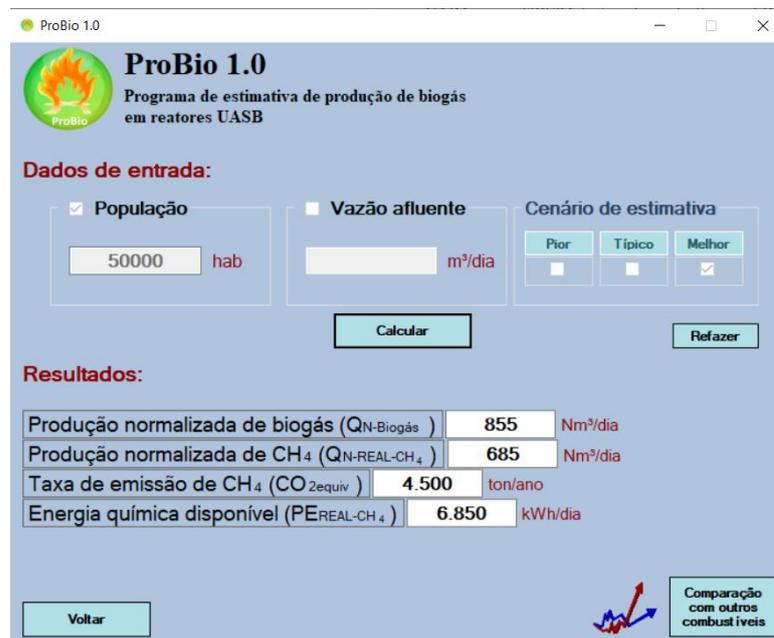


Figura 11 – Interface do programa PROBIO e valores na melhor perspectiva de estimativa de geração de biogás

Quanto ao recurso solar disponível para conversão em módulos fotovoltaicos, esse recurso pode ser avaliado a partir de valores de irradiação global. Para o Brasil, no Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2017), elaborado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), é apresentado um mapa de média anual de irradiação solar global

no plano horizontal para o país, conforme Figura 12. O local aproximado da ETE no município de Santo Ângelo está localizado em uma região com irradiação estimada entre 4.500 e 4.750 Wh/m²/dia.

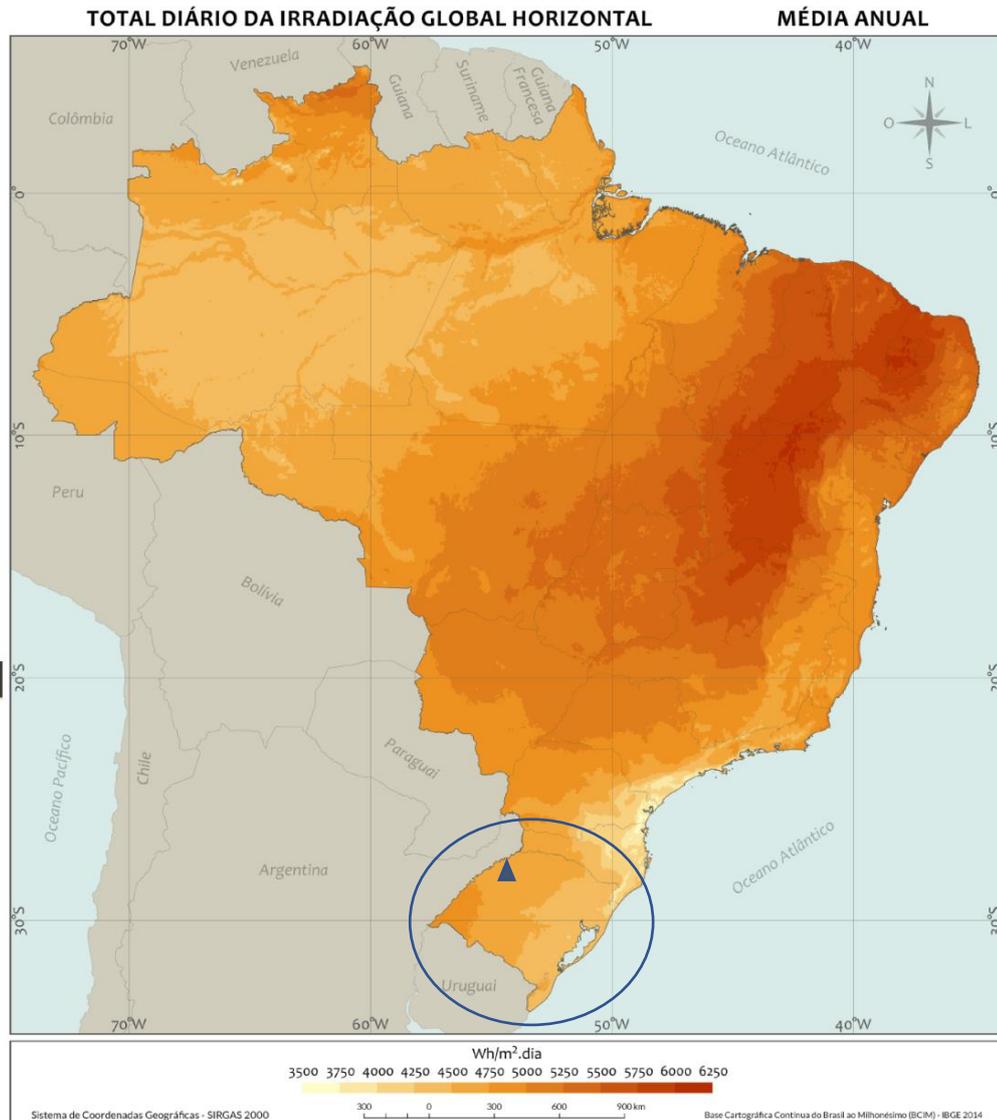


Figura 12 – Média anual de irradiação global no plano horizontal no Brasil, em Wh/m²/dia, e localização da estação de estudo

Fonte: adaptado de Pereira *et al.* (2017)

Para a caracterização exata do recurso solar em um local, dados de radiação disponível podem ser obtidos diretamente da base de dados da NASA acessada pelo HOMER através das coordenadas geográficas do local de estudo. Essa base contém dados sintéticos médios de radiação global no plano horizontal que chega na superfície terrestre em um dia do ano, apresentando uma média diária para cada mês do ano em kWh/m²/dia. Além disso, o índice de

claridade é fornecido, um número adimensional entre 0 e 1 que representa a fração de radiação solar que chega à superfície terrestre em relação à radiação que atinge o topo da atmosfera (LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006; MAISANAM *et al.*, 2019). Esse fator é função do nível de cobertura da superfície por nuvens e da quantidade de aerossóis presentes na atmosfera (TWIDELL; WEIR, 2006).

Na Figura 13 é apresentada a distribuição anual da radiação global no plano horizontal obtida pelo software HOMER para a localização da ETE Índia Lindoia, com média anual de 4,68 kWh/m²/dia. Esse valor é coerente com o apresentado na Figura 12 para a região da ETE. Pode-se perceber uma distribuição coerente da radiação com as estações do ano, apresentando valores maiores nos meses de verão e menores nos meses de inverno e pico de máxima em dezembro. O índice de claridade apresenta pequenas variações durante o ano, com menor incidência de nuvens no verão, mas mantém-se na faixa de 0,5, ou seja, em média 50% da radiação que atinge o topo da atmosfera chega à superfície terrestre.

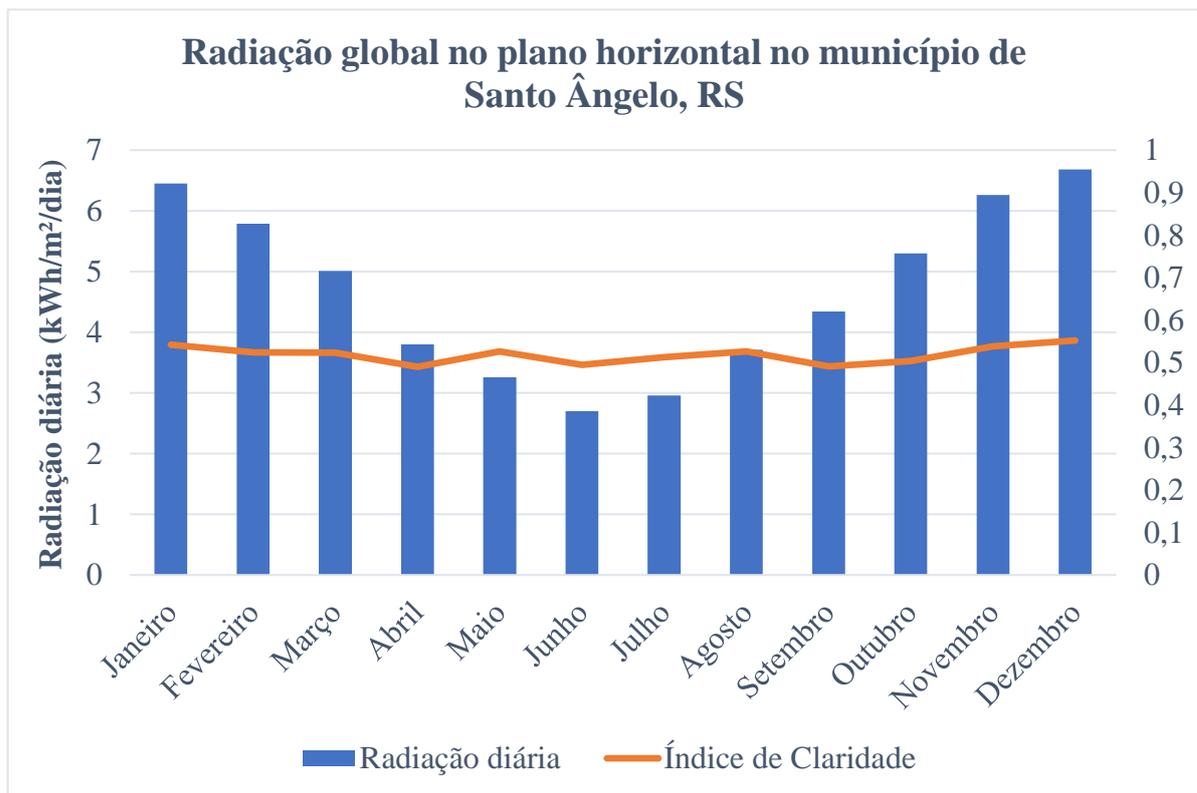


Figura 13 – Radiação global média no plano horizontal para o município de Santo Ângelo, RS

O recurso eólico é, normalmente, caracterizado por campanhas de medição de velocidade e direção do vento in loco, com instalação de anemômetros. No entanto, na ausência dessas medições, o recurso pode ser estimado em uma área a partir de dados de

velocidade de vento obtidos em base de dados medidos por satélites, dados da estação meteorológica mais próxima da rede do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), para o Brasil, e de atlas de recurso eólico.

As medições de velocidade do vento são realizadas em alturas pré-determinadas, seja pelo anemômetro instalado em campo ou pela definição de uma altitude na estimativa por satélites. Porém, o vento é caracterizado por uma distribuição no eixo vertical com valores crescentes com a altitude, tendendo a um limite, conforme exemplo de perfil de velocidades representado na Figura 14. Sendo assim, uma correção deve ser realizada para estimar a velocidade do vento na altura do eixo do rotor do aerogerador em relação à altura de medição da velocidade do vento. Essa correção é realizada pelo HOMER de acordo com a lei de potência apresentada na Equação (5, conforme Masters (2004):

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (5)$$

onde: v é a velocidade na altura desejada para o aerogerador (m/s); v_0 é a velocidade na altura de referência (m/s); H é a altura desejada para o aerogerador (m); H_0 é a altura em que foi realizada a medição (m); e α é o coeficiente de fricção, função do tipo de terreno (adimensional).

O coeficiente de fricção deve ser avaliado em relação ao entorno do local de instalação do aerogerador. De acordo com Masters (2004), esse coeficiente varia entre 0,10 para mar calmo ou locais com solo exposto, até 0,4, para grandes centros urbanos.

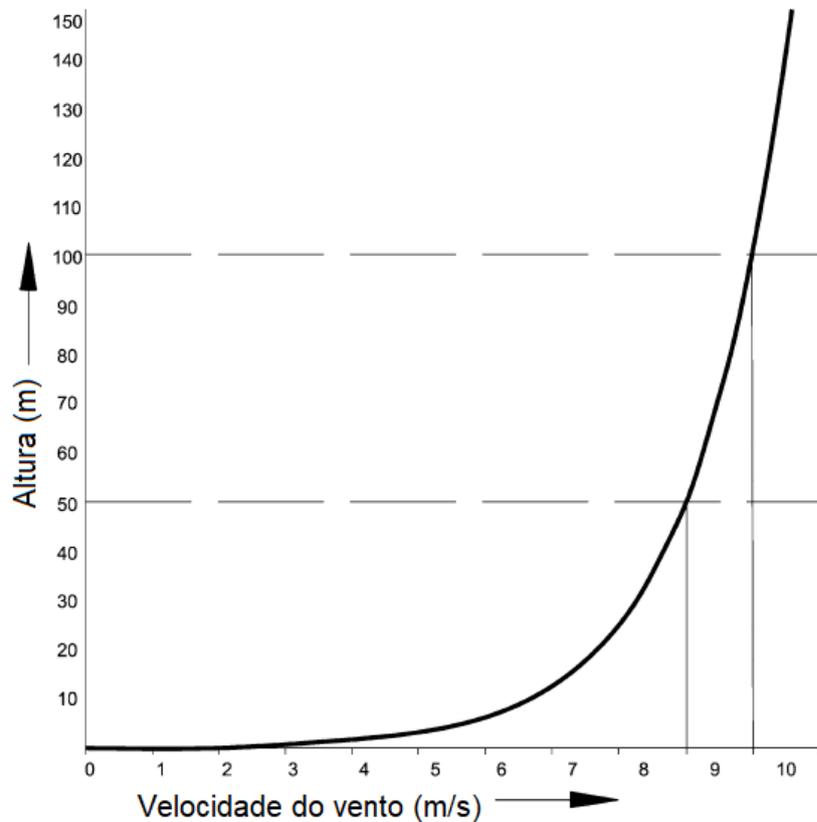


Figura 14 – Perfil vertical de velocidades do vento

Fonte: adaptado de Wagner e Mathur (2013)

Uma aproximação inicial da velocidade do vento pode ser realizada pelas informações constantes no Atlas de Recurso Eólico para o estado do Rio Grande do Sul, com apresentação na Figura 15 das velocidades médias anuais a 100 metros de altura e a localização do local analisado no presente estudo em destaque. Na região, as velocidades médias a essa altura de medição estão na faixa de 6,0 a 6,5 m/s, valores bem inferiores à região litorânea ou da Campanha, na fronteira com o Uruguai, por exemplo.

Para o presente trabalho, não foi localizada estação de medição do INMET ou outros órgãos com dados disponíveis para a região, com a estação mais próxima localizada a aproximadamente 60 quilômetros, no município de Santa Rosa.

Dessa forma, para o local de estudo é utilizada a base de dados meteorológicos obtidos por satélite POWER (Prediction of Worldwide Energy Resource), desenvolvido pelo Langley Research Center da NASA, que conta com dados específicos para a configuração de sistemas de energias renováveis usando recursos solares e eólicos. Quanto à velocidade do vento, para cada local do planeta, são disponibilizados dados de vento calculados a 10 e a 50 metros da superfície terrestre a partir do modelo meteorológico MERRA-2 (Modern Era Retrospective-

Analysis for Research and Applications), com resolução espacial de $0,5^\circ \times 0,5^\circ$ em frequência diária e em médias mensais (NASA, [s. d.]).

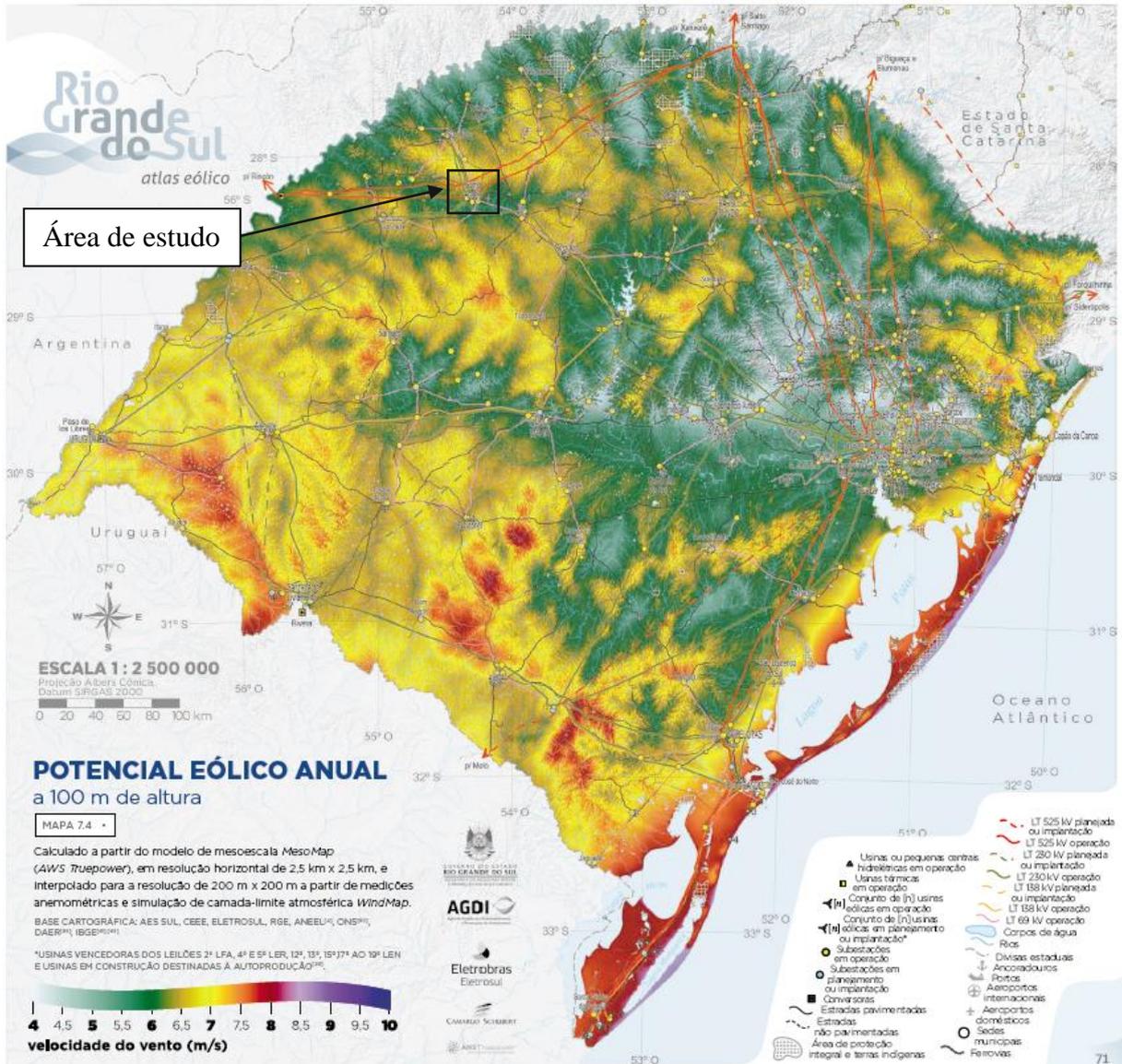


Figura 15 – Velocidade média anual dos ventos no estado do Rio Grande do Sul em m/s, a 50 metros da superfície, e localização da área de estudo

Fonte: adaptado de Rio Grande do Sul (2014)

Para a ETE Índia Lindoia, a distribuição anual da velocidade média é apresentada na Figura 16, que contém a média mensal para a localidade, medidas em m/s a uma altura de medição de 50 metros da superfície. Os dados para o local estão disponíveis em uma série de valores médios diários entre os anos de 1994 e 2020. Foi realizada a adequação dos dados, com retirada dos horários sem registro ou com erros de medição, como valores negativos. A

média global das velocidades é de aproximadamente 4,78 m/s. A distribuição ao longo dos meses do ano é marcada por ventos mais elevados nos meses de inverno, com pico no mês de agosto.

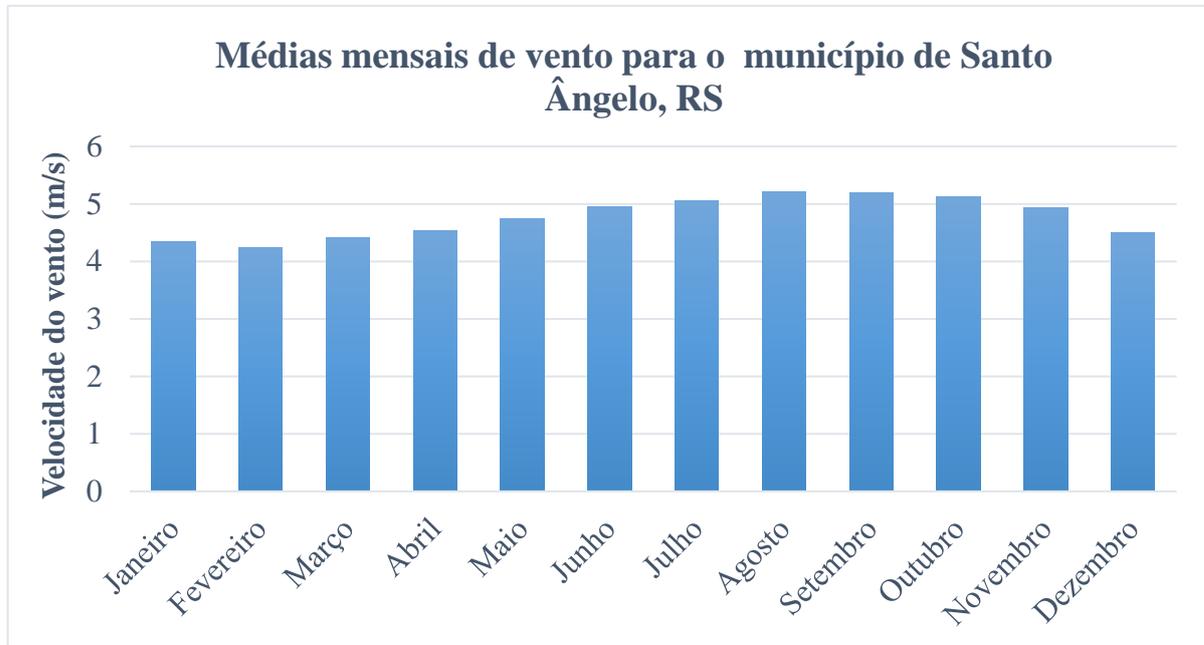


Figura 16 – Distribuição anual da velocidade média dos ventos em m/s, estimadas a 50 metros da superfície, para o município de Santo Ângelo, RS

A distribuição temporal dos ventos e a velocidade média no local da ETE podem ser comparadas com os valores de distribuição sazonal do vento e velocidade média do vento para a região no Atlas de Recurso Eólico do Rio Grande do Sul após a extrapolação do valor médio de velocidade para a altura de 50 metros da superfície, com o uso da lei de potência apresentada na Equação (5). O uso de coeficientes de fricção entre 0,1 e 0,4, já que não se conhece o entorno do local em análise, resulta em valores médios de velocidade para a altura de 50 metros entre 5,50 e 4,50 m/s, respectivamente, o que é condizente com o valor médio obtido na base de dados POWER.

No entanto, valores médios anuais podem não representar corretamente o regime de ventos devido à sua variabilidade temporal e espacial. A variação da velocidade do vento em relação às velocidades médias em um ano pode ser representada como uma função de densidade de probabilidades. A função mais utilizada para a análise da variabilidade da velocidade dos ventos é a função de Weibull, uma distribuição estatística definida por

parâmetros de escala e de forma, que descrevem a variabilidade das velocidades ao redor da velocidade média, apresentada por BURTON et al. (2011) de acordo com a Equação 6:

$$f(U) = \frac{k}{C} \left(\frac{U}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{U}{C}\right)^k} \quad (6)$$

onde: $f(U)$ é a frequência de ocorrência de uma dada velocidade U ; C é o fator de escala, relacionado à velocidade média do vento (m/s); e k é o fator de forma (adimensional).

Os valores para o fator k normalmente variam entre 1,25 a 5,00, e valores mais elevados indicam menor variabilidade das velocidades no entorno da média, conforme demonstrado em exemplos da Figura 17. Para o local de estudo no município de Santo Ângelo, o coeficiente de forma de Weibull é de 2,5, de acordo com os dados apresentados na Figura 18 para o estado do Rio Grande do Sul.

Ainda, a altitude do município é de 286 metros acima do nível do mar (PREFEITURA MUNICIPAL DE SANTO ÂNGELO, 2014).

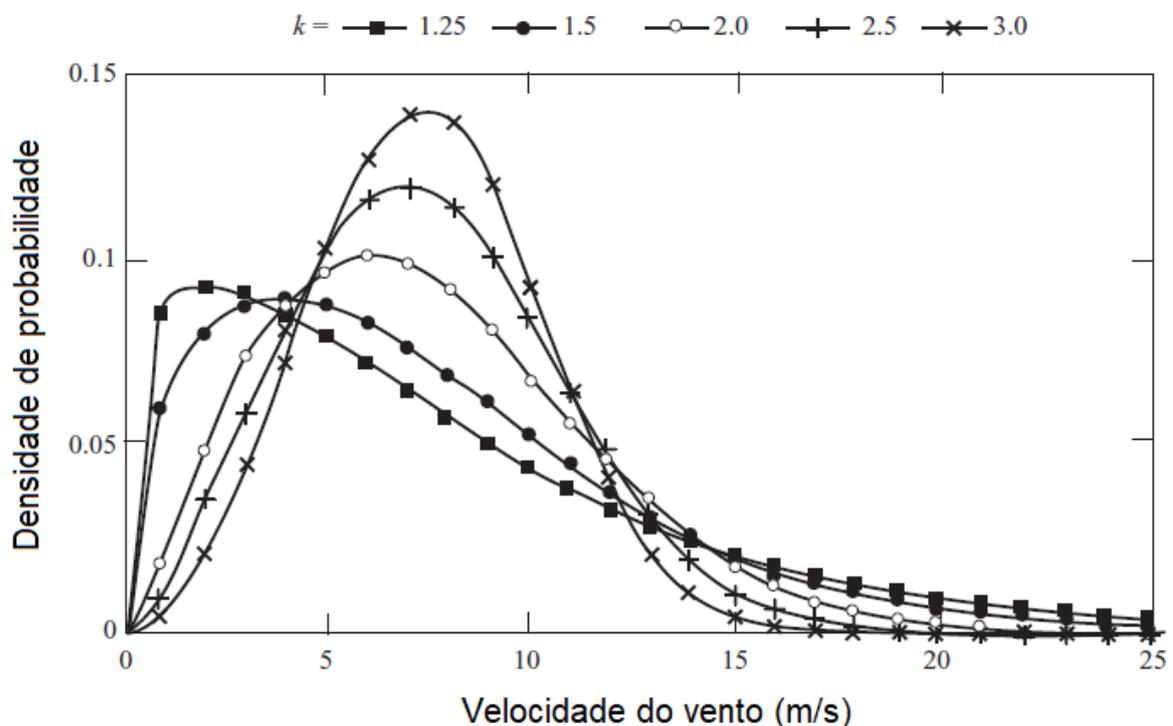


Figura 17 – Exemplo de uma função de distribuição de probabilidades de Weibull

Fonte: adaptado de BURTON et al (2011)

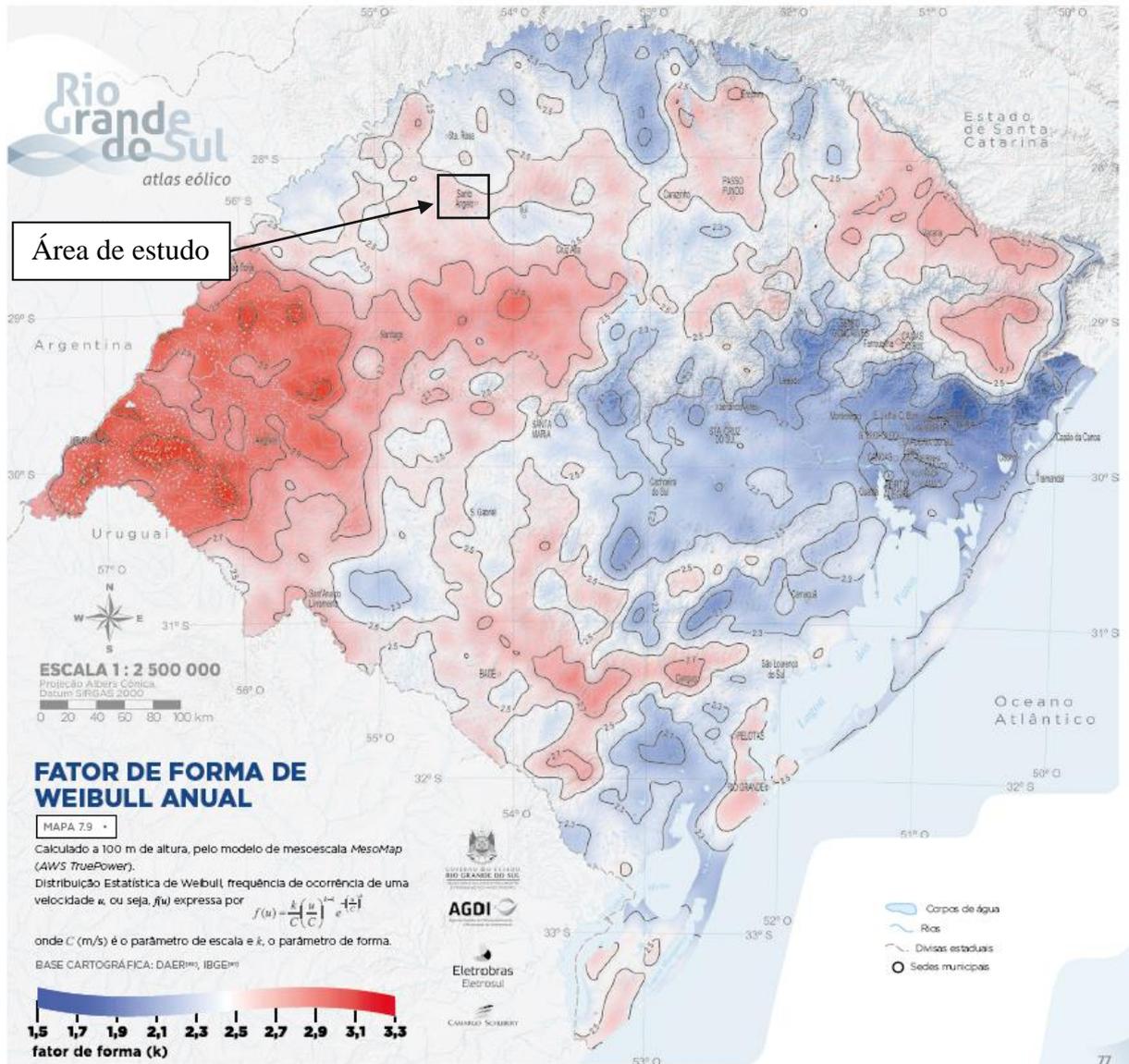


Figura 18 – Fator de forma Weibull Anual para o estado do Rio Grande do Sul

Fonte: adaptado de Rio Grande do Sul (2014)

Além da ETE selecionada, analisou-se previamente também o uso da ETE estudada em Daronco e Beluco (2015) no município de Alto Alegre. No entanto, considerou-se que, apesar da estação operar com digestão anaeróbia, o porte da estação é muito pequeno, como uma solução simplificada, atendendo a somente parte da população do município de 2.137 habitantes. Dessa forma, a geração de biogás seria muito pequena, o que potencialmente prejudica a viabilidade de instalação de um gerador a biogás.

4.4 Especificações dos sistemas híbridos para a área de estudo

A partir dos recursos e da demanda estimados para a área do projeto, o sistema pode ser montado e configurado no HOMER.

Preliminarmente, analisa-se o cenário atual de abastecimento de energia elétrica no local, com conexão à rede convencional. Posteriormente, outros três cenários são simulados, com diferentes sistemas propostos para o local.

O cenário inicial de fornecimento de energia na estação é apresentado na Figura 19 conforme inserido no HOMER. Dessa forma, toda a energia necessária para funcionamento da ETE deve ser comprada da concessionária de energia.

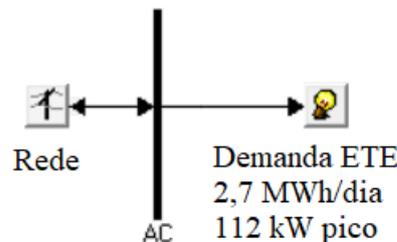


Figura 19 – Cenário 1: Cenário atual – Conexão à rede para fornecimento de energia para a ETE

O custo da energia convencional vinda da rede pública pode ser obtida no site da RGE (CPFL Energia), concessionária responsável pelo abastecimento de energia elétrica na região de Santo Ângelo. As tarifas são demonstradas pela concessionária em CPFL Energia (2021) sem a incidência dos impostos estaduais e federais. Esses tributos podem ser considerados como 30%, relativo ao ICMS estadual para a energia elétrica do Rio Grande do Sul para consumidores considerados como Serviço Público, e aproximadamente 5% como média do valor para os impostos federais PIS/COFINS, que é variável mês a mês.

Dessa forma, o custo total final da energia pode ser considerado como os valores constantes na Tabela 1, após a adição dos tributos e da conversão em dólares, de acordo com os horários de pico, intermediário e fora de ponta, nas bandeiras verde, amarela e vermelha. No entanto, não foram consideradas cobranças adicionais referentes à escassez hídrica e à consequente necessidade de operação de usinas termelétricas que podem ser aplicadas pelas concessionárias e que podem portanto aumentar ainda mais os valores na bandeira vermelha. Os horários de pico considerados são os dias úteis da semana, das 18h às 21h, enquanto os

horários com tarifa intermediária se aplicam das 16h às 18h e das 21h às 22h. A tarifa verde é aplicada no restante do tempo e finais de semana.

Já as bandeiras são aplicadas de acordo com os custos variáveis da geração de energia determinados pela ANEEL, devido ao repasse do aumento dos custos da geração de energia para o consumidor final, de acordo com condições específicas de geração de energia (ANEEL, 2015a). Para a venda de energia excedente do sistema à rede são considerados valores relativos à metade dos valores da concessionária, pois considera-se que deverão ser descontados valores referentes ao uso do sistema de transmissão e distribuição de energia.

Tabela 1 – Custo da energia da rede em função da bandeira e da faixa horária

Faixa horária	Bandeira	Tarifa (US\$/kWh)
Ponta	Vermelha	0,406
	Amarela	0,371
	Verde	0,366
Intermediária	Vermelha	0,275
	Amarela	0,240
	Verde	0,235
Fora de Ponta	Vermelha	0,192
	Amarela	0,157
	Verde	0,152

Para o segundo cenário, é proposto um sistema com abastecimento puramente por fontes renováveis e isolado, sem conexão à rede, para atendimento da demanda da ETE. Na Figura 20, é apresentado o esquema montado no HOMER do sistema proposto nesse cenário, em que os componentes são inseridos em modelos presentes no software e conectados aos barramentos para energização da demanda da ETE.

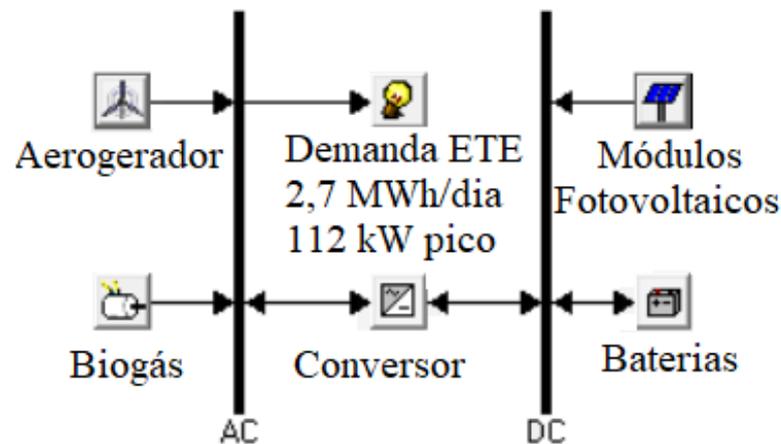


Figura 20 – Cenário 2: primeiro cenário proposto – Sistema de abastecimento por fontes puramente renováveis e isolado

Os custos considerados para os componentes foram obtidos a partir de referências bibliográficas, de relatórios oficiais de instituições de pesquisa reconhecidas na área e de consultas em páginas *web* de fornecedores. Para os custos de instalação dos equipamentos, utiliza-se uma economia de escala da ordem de 90% para a duplicação do tamanho, compondo curvas lineares dos custos de acordo com o tamanho do componente, como considerado em outros estudos, como Khan *et al.* (2015). Já para os custos de substituição dos componentes após o fim de sua vida útil, considera-se também como equivalente a 90% do investimento inicial, já que algumas partes das instalações, como cabeamentos e obras civis, podem ser aproveitadas.

O custo de aquisição dos módulos fotovoltaicos é estimado em US\$ 1.350, a partir de estudos referentes aos custos no Brasil para o ano de 2019 realizados pela IRENA (International Renewable Energy Agency) (IRENA, 2020) e condizente com os custos considerados pela EPE (2018). Porém, de acordo com Tolmasquin (2016), esses custos representam, em média, apenas 55% dos custos totais de instalação de módulos fotovoltaicos em sistemas de geração distribuída, quando desconsiderados os inversores que serão inseridos separadamente no presente trabalho. Sendo assim, para o presente estudo considera-se o custo total de instalação de US\$ 2.700. Ainda, os custos de manutenção e operação (O&M) podem ser considerados como da ordem de 1% do investimento inicial ao ano (JOHANNSEN; ØSTERGAARD; HANLIN, 2020; TOLMASQUIN, 2016).

A vida útil dos módulos fotovoltaicos é considerada como 25 anos, de acordo com dados de diversos fornecedores e publicações (JAVED; SONG; MA, 2019; KASAEIAN *et al.*, 2019; MUH; TABET, 2019). O fator de redução (*derating factor*), responsável por incluir

os efeitos da temperatura e as variações na geração de energia devido à acumulação de poeira e partículas na superfície das placas, é considerado como 80% (AMUTHA; RAJINI, 2016; MISHRA; PANIGRAHI; KOTHARI, 2016; SHEZAN *et al.*, 2016). Os módulos são projetados sem sistema de rastreamento solar, ou seja, são fixos, com ângulo de inclinação igual à latitude no local de estudo, de 28,3167 ° em direção ao norte, direção mais eficaz para captação da energia solar.

Os aerogeradores são inseridos no sistema com o modelo Fuhrländer 100, pré-especificado no HOMER, em torres de 30 metros de altura do nível do solo. Assim como para os módulos fotovoltaicos, os custos de aquisição dos equipamentos representam apenas uma parte dos custos totais de instalação, sendo considerados como 70% do total (EPE, 2018). Dessa forma, estimando os custos de aquisição como US\$ 1.600, de acordo com o estudo do IRENA (2020) para o valor médio desses componentes no Brasil em 2019, estima-se que o custo de aquisição total é de US\$ 2.500 por kW instalado, totalizando US\$ 225.000 para cada unidade, de acordo com a diminuição dos custos com a economia de escala considerada. Já os custos de O&M para os aerogeradores podem ser considerados como 2,5% do investimento inicial por ano de operação (LAUER; LEPRICH; THRÄN, 2020), com uma vida útil de 20 anos, valor frequentemente considerado pelos fabricantes desse componente (DOLAN; HEATH, 2012; JAVED; SONG; MA, 2019; LAUER; LEPRICH; THRÄN, 2020).

Os conversores de potência com dupla função (inversão e retificação) têm custos de aquisição considerado como US\$ 800,00 (ARIAE *et al.*, 2019; DAS, H. S. *et al.*, 2017). Alguns autores como Sigarchian *et al.* (2015) e Kalinci, Hepbasli e Dincer (2015) consideram que os custos de O&M para os conversores são desprezíveis e podem ser considerados como nulos; para o presente trabalho, porém, considera-se US\$ 40,00 por ano de operação do sistema como margem de segurança. A vida útil dos conversores é considerada como 15 anos, compatível com dados de fornecedores para o Brasil, conforme Vieira e Carpio (2020). As eficiências de retificação e de inversão são consideradas como 90 e 85%, respectivamente (ANSONG; MENSAH; ADARAMOLA, 2017; HAFEZ; BHATTACHARYA, 2012).

Quanto ao biogás, o gás gerado no tratamento do efluente deve ser acondicionado em gasômetros próximos à central de aproveitamento energético. Em seguida, esse biogás coletado nas estações de tratamento de efluentes é aproveitado em geradores do tipo de motores de combustão interna, pois esses apresentam maior eficiência e menor custo por kW em comparação às turbinas, utilizadas em aplicações de maior escala (BARRAGÁN-ESCANDÓN *et al.*, 2020). O gerador à biogás é modelado com previsão de vida útil de 20.000 horas (KASAEIAN *et al.*, 2019; MUDGAL; REDDY; MALLICK, 2019), com custo

de O&M de US\$ 0,02 por hora de operação, condizente com valores presente em Brandoni e Bosnjakovic (2017) e Das *et al.* (2019).

Conforme citado anteriormente, a produção de biogás estimada para a ETE é de 680 Nm³/dia, totalizando uma conversão possível em 4.420 kWh/dia devido à energia calorífica da composição do biogás no cenário típico. Porém, na transformação da energia química do biogás em energia elétrica, uma parcela significativa da energia é perdida na forma de calor. Considera-se uma conversão de energia global no gerador a biogás com eficiência de 33%, através das conversões térmica e elétrica no gerador (PÖSCHL; WARD; OWENDE, 2010; SANTOS *et al.*, 2016; TUCHO; NONHEBEL, 2017), coerente com os limites presentes em Barragán-Escandon *et al.* (2020). Sendo assim, pode-se considerar que na ETE pode ser instalado um gerador de potência de até 60 kW, equivalente a 75 kVA, unidade normalmente utilizada para dimensionamento de grupos geradores. Essas especificações são coerentes com modelos de gerador encontrados no mercado brasileiro de dimensões similares para uso com biogás, como o ENGGB da ENERMAC (ENERMAC, 2021).

O custo de aquisição considerado é de US\$ 96.400, já considerando a necessidade de instalação de gasômetro para acumulação temporária do gás e sistemas de filtração e purificação, com eliminação de componentes indesejados.

O biogás é considerado como um combustível gratuito para o sistema, já que é gerado independente de ser aproveitado para geração de energia ou não. Porém, foi definido um limite de consumo anual para o combustível de acordo com as estimativas de geração, que totalizam 248.000 m³ por ano no cenário típico, de forma a evitar que o HOMER demonstre soluções viáveis em que seria necessário mais combustível do que o que é produzido pela estação.

Para o banco de baterias, considera-se o uso de baterias estacionárias de chumbo-ácido do modelo Vision 6FM200D, inserido como pré-especificado no HOMER. Para esse modelo, a tensão nominal é de 12 V e capacidade nominal de 200 Ah, equivalente a 2,4 kWh, com eficiência de 80% e SOC mínimo de 40%, de forma que as baterias nunca são descarregadas totalmente para otimizar sua vida útil. Essas configurações são similares às de baterias utilizadas em sistemas de geração distribuída e são facilmente encontradas no mercado. Considera-se o custo inicial de US\$ 220,00, compatível com valores encontrados no mercado como na loja Neosolar Energia (NEOSOLAR ENERGIA, [s. d.]). O custo de O&M é considerado como US\$ 5,00/bateria/ano e a vida útil mínima como 5 anos (DAS, B. K.; AL-ABDELI; WOOLRIDGE, 2019). As baterias de 12 V são conectadas em série duas a duas

para compor a tensão de 24V do banco de baterias, usualmente utilizada para conexão dos módulos fotovoltaicos no barramento de corrente contínua.

Um terceiro cenário é considerado, a partir da modificação do segundo cenário para inclusão da conexão à rede, conforme a Figura 21. Dessa forma, a energia excedente do sistema pode ser vendida à rede e o sistema também pode realizar compras de energia da concessionária.

Considera-se que o sistema de energias renováveis na ETE é incluído na rede de energia na concessionária no formato *net metering*, em que o excesso de energia gerado no local é injetado na rede em troca de créditos com a concessionária. O usuário pode assim usar esses créditos para abater valores de sua conta, de forma a compensar um eventual uso da energia da rede em momentos em que o sistema de energias renováveis não é capaz de atender a demanda do usuário. No HOMER, é considerado que o período de faturamento é anual, ou seja, os créditos podem ser gerados e utilizados para abatimento de valores dentro de um mesmo ano civil. Essa é uma limitação do software já que esse só permite a análise do período de faturamento da forma mensal ou anual, enquanto que, na realidade brasileira, esses créditos podem ser utilizados em até 60 meses, de acordo com a legislação constante na Resolução Normativa nº 482 da ANEEL (ANEEL, 2012).

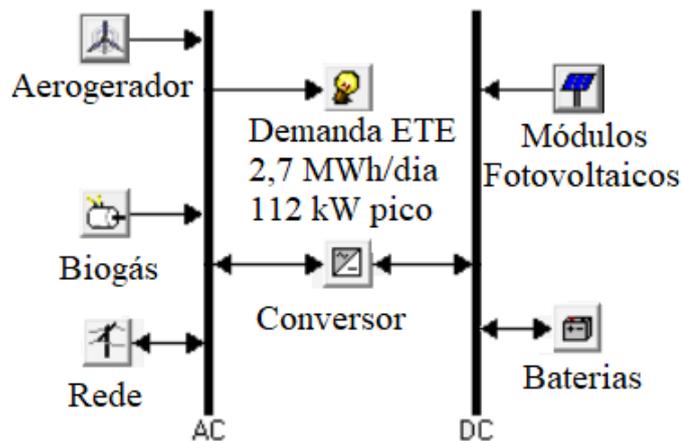


Figura 21 – Cenário 3: segundo cenário proposto – sistema de abastecimento por fontes puramente renováveis e conectado à rede

O quarto é último cenário considerado é uma modificação do segundo cenário, com a inclusão de um gerador a diesel de apoio em conjunto com as energias de fontes renováveis, incluindo o biogás, em um sistema isolado, conforme apresentado na Figura 22. A inclusão desses geradores é muito comum em projetos de energias renováveis isolados da rede em que

o gerador a diesel pode ser ativado em momentos de necessidade para atendimento a demanda. Ainda, em locais remotos em que a energia elétrica é predominantemente obtida por geradores a diesel, essa adaptação pode permitir uma maior sustentabilidade do sistema, mas com menor impacto ambiental.

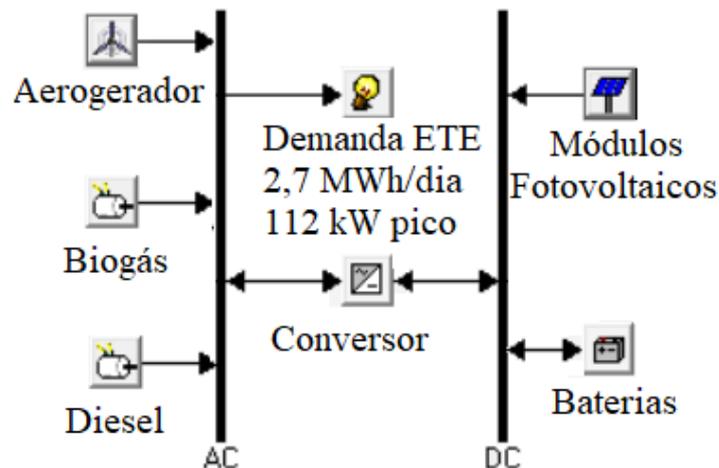


Figura 22 – Cenário 4: terceiro cenário proposto – sistema de abastecimento por fontes renováveis e combustível fóssil

Considera-se que os dois geradores, movidos a combustíveis diferentes, podem ser ativados de forma independente. O gerador a diesel é inserido no sistema com custo de aquisição de US\$ 600,00/kW, custo de O&M de US\$ 0,05/hora de operação e vida útil de 15.000 horas (LI, C. *et al.*, 2020; SHEZAN *et al.*, 2016).

O óleo diesel é considerado com preço médio de R\$ 4,74 para o município de Santo Ângelo, de acordo com os valores médios no ano de 2021 para os revendedores de combustíveis da série histórica da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) constante em ANP (2021). Utilizando a conversão monetária aproximada, inseriu-se nas simulações o custo do combustível diesel US\$ 1,00 por litro, o que é condizente com a tendência de custos desse combustível para o Brasil.

Quanto à caracterização do combustível, o óleo diesel é considerado em sua condição padrão, com densidade de 840 kg/m³, poder calorífico inferior de 43,2 MJ/kg, conteúdo de carbono total de 88% e de enxofre em 0,05%, teor máximo de enxofre permitido para uso em combustíveis diesel no Brasil, de acordo com as normas da ANP (2013).

Ainda, conforme especificado anteriormente, o HOMER simula todas as possibilidades de sistema para atendimento a demanda a partir de tamanhos variados inseridos

para cada dispositivo, seja de geração, conversão ou baterias. Os tamanhos disponibilizados para o HOMER na análise de dimensionamento para cada componente são detalhados na Tabela 2. Ressalta-se que as simulações do HOMER podem incluir cada componente nos tamanhos especificados, combinando-os entre si; no entanto, o valor zero também é uma opção para todos os componentes, ou seja, os sistemas podem não incluir um ou outro componente se isso não for viável economicamente para o sistema. Dessa forma, o sistema ótimo pode ser composto de apenas um componente gerador, assim como de todos em conjunto, de acordo com os critérios de otimização do HOMER.

Tabela 2 – Tamanhos considerados para cada componente para as simulações

Componente	Tamanhos considerados	Unidade
Módulos fotovoltaicos	0, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 1000	kW
Aerogerador	0, 1, 2, 3, 4	Unidades
Gerador a biogás	0, 60	kW
Conversor	0, 25, 50, 75, 100, 125, 150, 200, 300	kW
Baterias	0, 16, 64, 128, 256, 512, 750, 900, 1024	Séries de baterias
Gerador a diesel	0, 30, 50, 80, 100	kW

Na Tabela 3 é apresentado o resumo das especificações consideradas para os componentes no sistemas híbrido para as simulações no software HOMER.

Tabela 3 – Especificações dos componentes inseridos no HOMER para os sistemas híbridos simulados

Componente	Parâmetro	Custo
Módulos fotovoltaicos	Custo de Instalação (\$/kW)	2.700
	Custo de Substituição (\$/kW)	2.430
	Custo O&M (\$/ano)	27
	Vida útil (anos)	25
Aerogerador	Custo de Instalação (\$/kW)	2.500
	Custo de Substituição (\$/kW)	2.250
	Custo O&M (\$/ano)	62,5
	Vida útil (anos)	20
Gerador a biogás	Custo de Instalação (\$/kW)	2000
	Custo de Substituição (\$/kW)	1800
	Custo O&M (\$/hora)	0,02
	Vida útil (horas)	20.000
Conversor	Custo de Instalação (\$/kW)	800
	Custo de Substituição (\$/kW)	720
	Custo O&M (\$/ano)	40
	Vida útil (anos)	15
Baterias	Custo de Instalação (\$/kW)	220
	Custo de Substituição (\$/kW)	208
	Custo O&M (\$/bateria/ano)	5
	Vida útil mínima (anos)	5
Gerador a Diesel	Custo de Instalação (\$/kW)	600
	Custo de Substituição (\$/kW)	540
	Custo O&M (\$/hora)	0,05
	Vida útil (horas)	15.000

Para a análise de sensibilidade nos Cenários 2, 3 e 4, são considerados fatores variáveis na configuração do sistema. A velocidade do vento é considerada como uma variável com valores de 2, 4, 6, 8 e 10 m/s para todos os cenários. Em instalações reais de aerogeradores, um estudo da velocidade do vento com instalação local de anemômetros é utilizado para caracterização do recurso no local. Como no presente estudo são utilizados valores médios estimados para a região de estudo, a análise de sensibilidade com valores em

torno da média possibilita a visualização da adaptação do sistema necessária em caso de erros na estimativa dessa velocidade média ou variações acima do projetado.

Além disso, também foram consideradas diminuições sucessivas nos custos dos módulos fotovoltaicos para avaliar a possível modificação da composição do sistema em todos os cenários, já que os custos desses componentes estão em constante queda no mercado mundial. Foram inseridos fatores multiplicadores de custos de 90%, 80%, sucessivamente até 30% dos custos totais de instalação e de operação dos módulos. Essa modificação permite também verificar o possível impacto sobre o custo total do sistema pelo oferecimento de um incentivo econômico governamental à instalação desses equipamentos.

Ainda, a geração de biogás é incluída no sistema para otimização com o cenário típico de geração. Na análise de sensibilidade, consideram-se os outros dois cenários, pior e melhor, como variáveis de forma a avaliar uma possível mudança no sistema de acordo com uma maior ou menor geração de biogás na ETE. Dessa forma, são produzidos durante o tratamento de esgoto e estão disponíveis para conversão de energia química em eletricidade no gerador um total de 178.550 m³ de biogás no cenário pessimista e 312.075 m³ no cenário otimista.

Por fim, exclusivamente para o Cenário 4, o custo do óleo diesel também foi inserido nas análises de sensibilidade para avaliar a possível influência da mudança de preços, que é constante no mercado brasileiro de combustíveis. Sendo assim, considera-se a variação dos valores por litro de US\$ 0,80, US\$ 0,90, US\$ 1,10 e US\$ 1,20, de forma a englobar valores usuais de variação do custo desse combustível no Brasil.

5. Resultados e discussões

A partir da metodologia especificada no capítulo anterior, o sistema híbrido é simulado no HOMER para todos os cenários propostos. As diferentes configurações viáveis são obtidas para atendimento da demanda da ETE, ordenadas de acordo com o NPC crescente.

5.1 Cenário 1: Situação atual – conexão à rede

De forma a comparar os custos de um sistema proposto com o cenário atual de abastecimento de energia elétrica da ETE, que engloba custos de compra da energia da rede convencional da concessionária de energia, o sistema foi simulado no HOMER contando somente com a conexão à rede para atendimento da demanda, conforme a Figura 19. Essa conexão foi considerada sem custos de instalação, já que é existente, e os valores para compra de energia da rede foram considerados como os da Tabela 1 para as três bandeiras e tarifas horárias. Dessa maneira, o custo de fornecimento de energia para o sistema calculado no HOMER é de US\$ 0,219/kW na bandeira vermelha, US\$ 0,183/kW na bandeira amarela e US\$ 0,178/kW na bandeira verde.

5.2 Cenário 2: Primeiro cenário proposto – sistema isolado de energias renováveis

Para o cenário de geração de energia para a ETE India Lindoia por fontes totalmente renováveis, isolado e com o uso do gerador a biogás, conforme Figura 20, somente uma configuração viável foi apresentada pelo programa de forma a atender a demanda de energia da estação, com uso combinado de aerogeradores, módulos fotovoltaicos, gerador a biogás, baterias e conversor. Para o número de componentes estipulado no início das análises, um sistema puramente fotovoltaico ou eólico não atende à demanda da ETE, assim como o gerador a biogás não é capaz de atender isoladamente a partir da quantidade de biogás gerado na estação sem o auxílio de outras fontes.

O sistema ótimo tem custo inicial de aquisição dos componentes de US\$ 1.591.944 e NPC da configuração de US\$ 2.720.101 ao longo do período de vida útil do sistema. Os componentes necessários são dois aerogeradores, 900 séries de baterias, módulo fotovoltaico de 300 kW e conversor de 125 kW. O custo de energia por kWh é de US\$ 0,217, o que

considera o pagamento dos custos com instalação, operação e substituição dos componentes ao longo da vida útil o sistema. Em comparação com o abastecimento atual conforme o Cenário 1, o valor da configuração é inferior ao da bandeira vermelha, porém ainda superior aos das bandeiras amarela e verde.

A repartição dos custos para a implantação e operação do sistema por componente e total para o sistema é apresentada na Tabela 4. Um resumo de forma gráfica do fluxo de caixa, em que se considera somente os custos totais para cada componente, é apresentado na Figura 23.

Tabela 4 – Custos totais para a vida útil do sistema proposto no Cenário 2 (em US\$)

Componente	Aquisição	Substituição	O&M	Total
Módulo fotovoltaico	648.540	0	84.434	732.974
Aerogerador	450.000	126.281	143.813	649.321
Gerador a biogás	96.400	305.010	75.603	470.316
Conversor	80.160	30.103	51.236	155.896
Baterias	316.844	360.681	95.053	711.594
Total	1.591.944	822.075	447.138	2.720.101

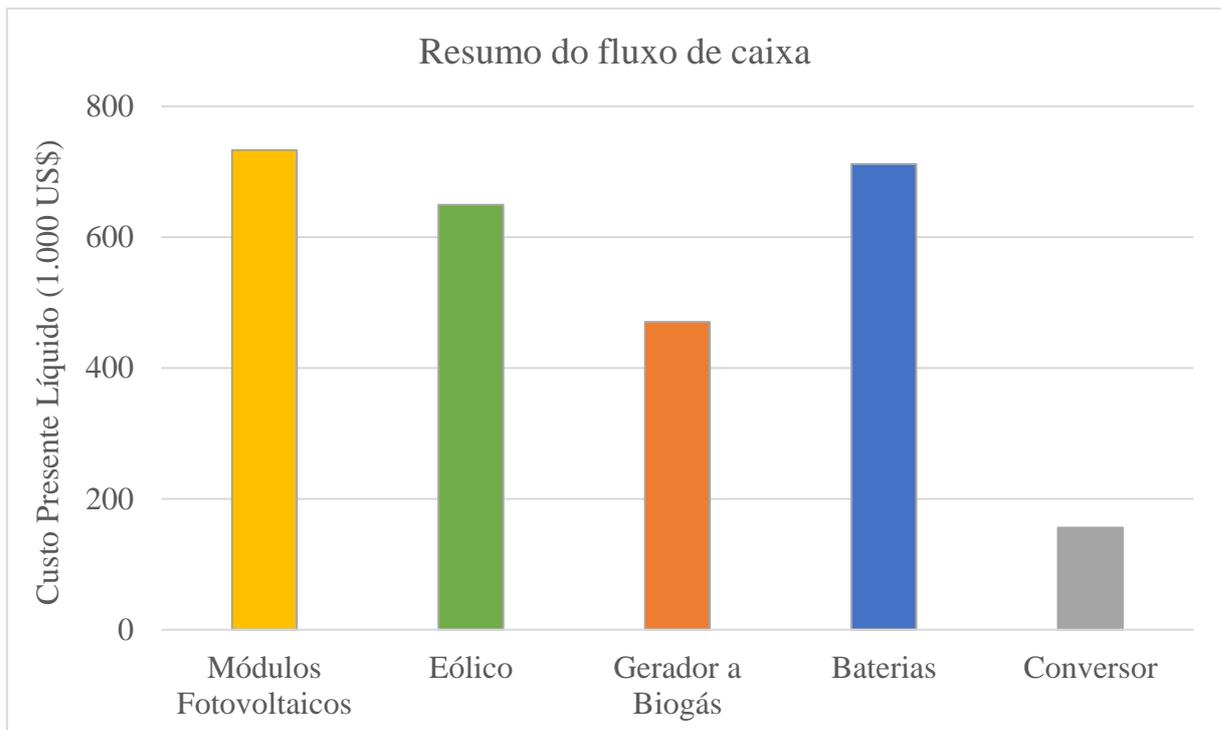


Figura 23 – Resumo da divisão do fluxo de caixa por componente para o Cenário 2

Os componentes com maior participação nos custos são os módulos fotovoltaicos, as baterias e os aerogeradores, com 27%, 26% e 24%, respectivamente. Nessa divisão, fica evidente que os gastos necessários para o armazenamento de energia em sistemas de energias renováveis isolados são elevados, com contribuição sobre o custo total do sistema similar ou até superior a outros componentes com preço unitário superior, como os módulos fotovoltaicos e os aerogeradores.

Ainda, de forma a visualizar o total de gastos durante os 25 anos de operação do projeto, o fluxo de caixa para o prazo de vida útil do sistema é apresentado na Figura 24. Conforme esperado, pode-se verificar que os custos iniciais, referentes à aquisição dos componentes, são os mais significativos, representando aproximadamente 58% do total gasto no sistema. Os custos com substituição de componentes também são importantes, notadamente após 20 anos devido à necessidade de troca dos aerogeradores. Os custos de operação e manutenção são baixos durante todo o horizonte do projeto, e representam apenas 16% do total dos custos do sistema quando considerados todos os equipamentos. Ao final do tempo de vida do sistema, o software considera que o sistema será descomissinado, com venda dos componentes como sucata e um lucro referente à essa transação.

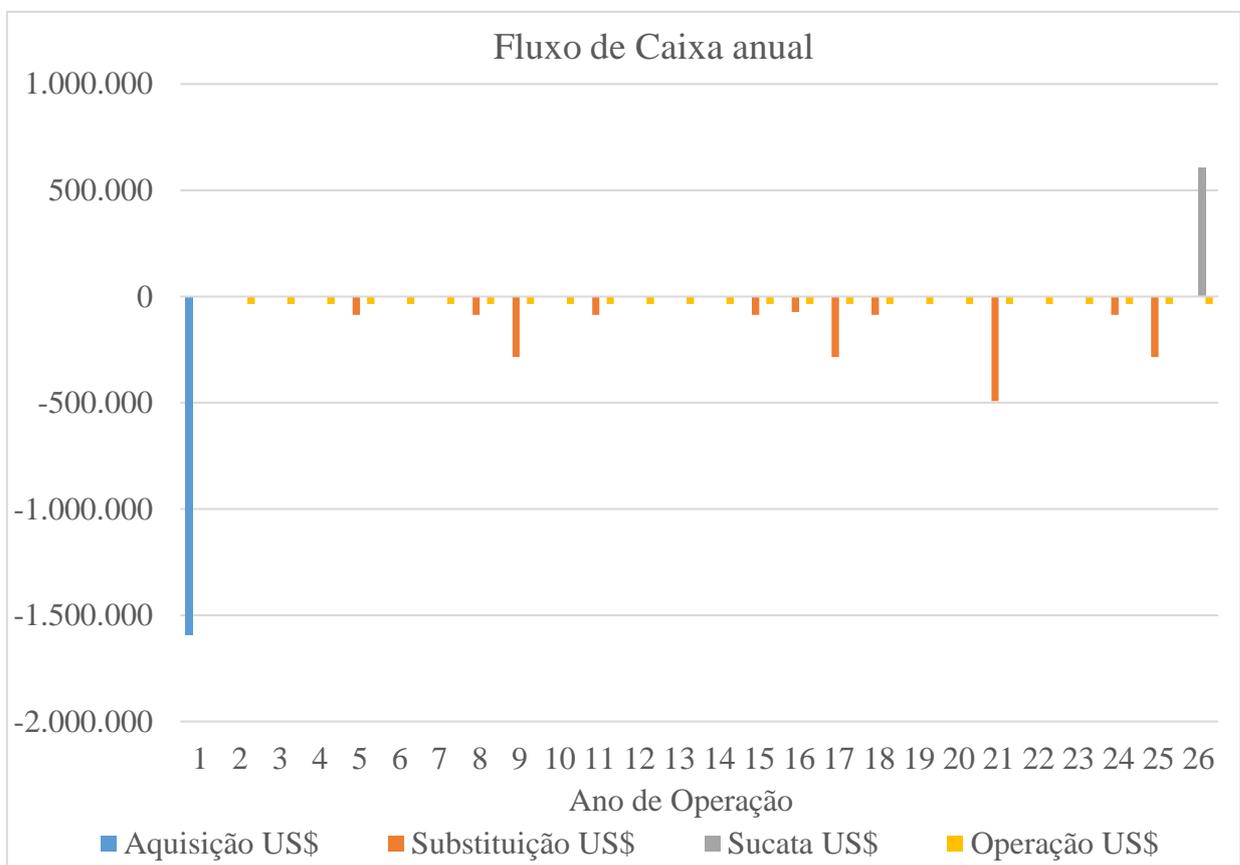


Figura 24 – Fluxo de caixa para o sistema proposto para o Cenário 2

Quanto à fonte da energia do sistema, aproximadamente 37,3% da energia total é fornecida pelos módulos fotovoltaicos, enquanto 31,4% é fornecida pelo gerador a biogás e 31,3% pelos aerogeradores. A divisão do fornecimento médio por fonte é apresentada na Figura 25.

Pode-se perceber que, apesar de que o recurso solar fornece mais de 37% da energia necessária para o sistema ao longo de sua vida útil, esses componentes representam somente 26% do total dos custos do sistema. Isso pode ser decorrente não somente da alta insolação que ocorre no Brasil e em outras áreas com latitude semelhante, o que permite maior aproveitamento do recurso, mas também do desenvolvimento de novas tecnologias e maior utilização desses componentes a partir da diminuição sucessiva dos custos de produção dos módulos ao longo dos anos, com tendência de quedas ainda maiores nos próximos anos.

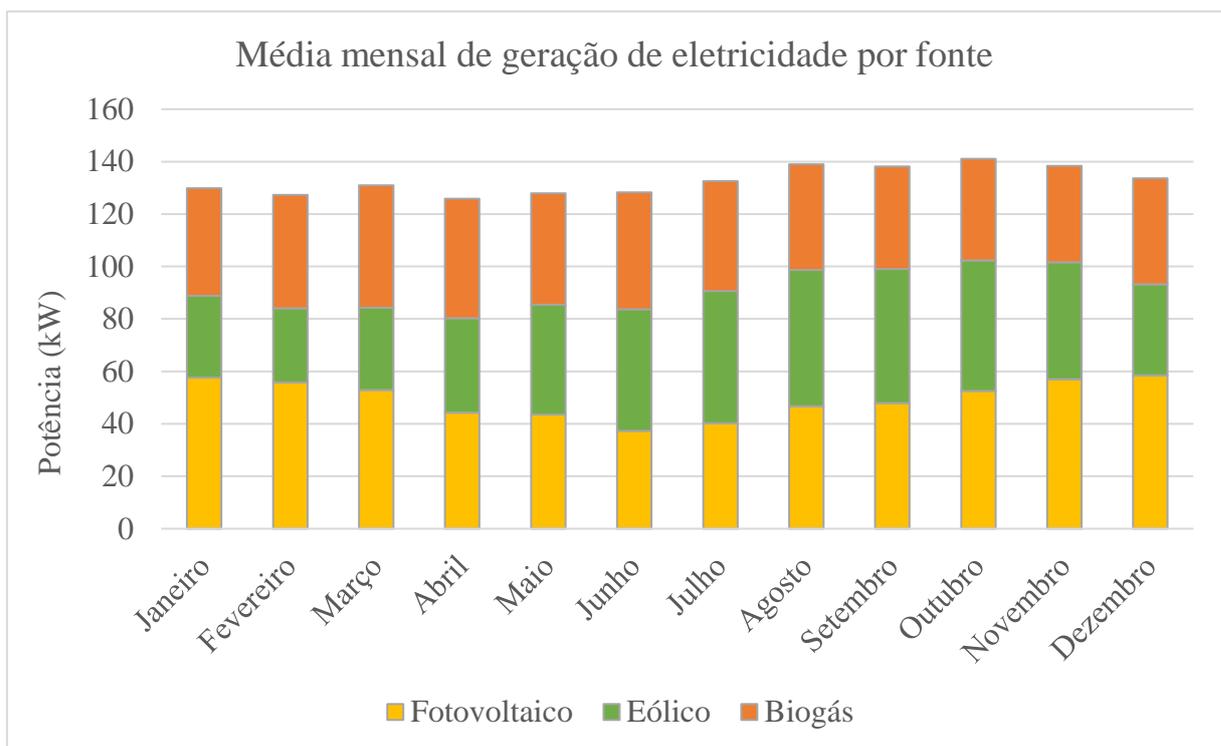


Figura 25 – Repartição do fornecimento médio mensal de eletricidade por fonte para o Cenário 2

Ainda em relação ao recurso solar, a conversão da energia solar em eletricidade pelos módulos fotovoltaicos ocorre, conforme esperado, das 7 até aproximadamente as 18 horas, com períodos menores de tempo de geração nos meses de inverno e maior conversão nos meses de verão. No restante do tempo, a conversão é nula, conforme apresentado na distribuição horária da geração dos módulos fotovoltaicos da Figura 26. O eixo x apresenta os meses do ano, enquanto que no eixo y são representadas as horas do dia. Pelo código de cores

à direita do gráfico, produções maiores de energia, perto da potência nominal do componente, aparecem nas cores laranja e vermelha.

Quando o módulo não é utilizado, a cor preta representa a produção nula. A potência de saída chega próxima da potência nominal dos módulos próximo ao meio dia, o que é condizente com os valores de irradiação mais elevados nesses horários. Os módulos fotovoltaicos operam por 4.370 horas/ano, menos da metade do tempo total de operação do sistema como um todo, o que é condizente com os horários de insolação na região, de aproximadamente 11 horas por dia em média, e consequente conversão de energia nos módulos somente nesses horários.

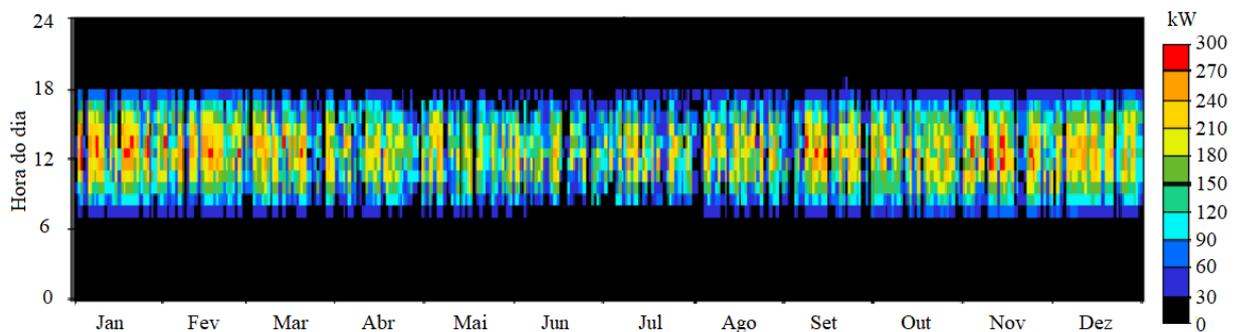


Figura 26 – Geração média mensal de eletricidade pelos módulos fotovoltaicos para o Cenário 2

Ainda, em sistemas isolados com uso de energias renováveis, é comum a existência de uma proporção elevada de energia gerada em excesso em determinados períodos devido ao descompasso entre a geração e o consumo em determinados horários, provavelmente quando as baterias já estão 100% carregadas. Essa energia em excesso, se não há conexão à rede com possibilidade de venda de energia, normalmente é desperdiçada e gasta de forma forçada em quadros de lâmpadas ou aquecimento elétrico de água. Para o presente projeto, no entanto, a energia em excesso é de somente 8,31% do total gerado, o que corrobora para a validação da otimização do sistema proposto para o local de estudo.

Quanto ao gerador a biogás, os custos relativos a esse componente representam apenas 17% do total de gastos do sistema e são decorrentes da aquisição e da substituição do gerador e dos demais equipamentos para uso do gás, e da necessidade de manutenção do gerador, como limpezas periódicas. Como o gerador é responsável por mais de 31% da energia gerada no sistema, fica evidente a vantagem da utilização do combustível gerado *in situ*, sem custos para o sistema e que é comumente desprezado e desperdiçado em queimadores.

Na Figura 27 é apresentada a média da distribuição horária da conversão da energia química por elétrica pelo gerador a biogás. De acordo com a otimização realizada pelo HOMER, o gerador opera por aproximadamente 6.200 horas por ano, potência próxima da sua capacidade nominal em grande parte do tempo, principalmente durante à noite. Ainda, o componente não é acionado em alguns momentos durante o dia, provavelmente devido à oferta da energia solar e eólica para conversão. Ao total de suas horas de operação, são disponibilizados ao sistema um total de 1.147.706 kWh ao ano pelo gerador a biogás.

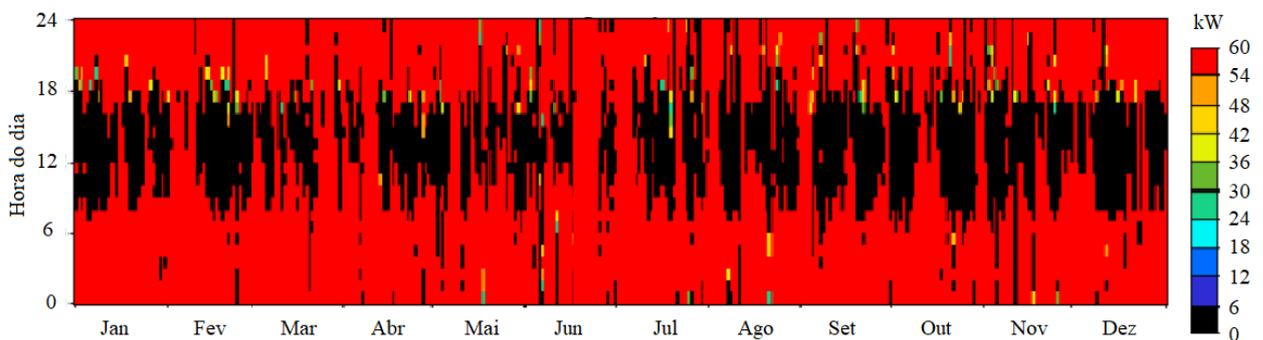


Figura 27 – Geração média mensal de eletricidade pelo gerador a biogás para o Cenário 2

Ressalta-se que não foram inseridos nos controles do sistema condições para obrigação do uso de 100% do combustível gerado ou ligação forçada do gerador para aproveitamento do biogás como prioridade em detrimento de outros componentes. Apesar disso, a média anual de consumo do combustível é de 188.000 m³, o que representa 76% da estimativa do total que pode ser produzido pela ETE em um ano, aproximadamente 248.000 m³ em condição ambiental padrão. Eventual excesso de biogás que não possa ser armazenado no gasômetro e nem aproveitado no gerador pode ser queimados em flares para redução de seu potencial de efeito estufa, como é realizado hoje em grande parte das estações e aterros sanitários para a totalidade do composto.

Quanto às emissões evitadas, a partir da estimativa de que 65% do biogás é composto por metano, para essa configuração são de 122.200 m³ de metano que seriam lançados na atmosfera e que passam a ser aproveitados no gerador. De acordo com a densidade do metano, esse valor representa 88 toneladas do componente por ano, o que equivale a aproximadamente 1.850 toneladas de CO₂ ou 1.850 créditos de carbono por ano que podem ser vendidos no mercado sob os Mecanismos de Desenvolvimento Limpo.

No entanto, para essa configuração do sistema, ainda é calculada no HOMER uma emissão de 249 toneladas de CO₂ por ano devido à própria queima do biogás, em que é

emitido o CO₂. No entanto, essa troca é benéfica pois, além do alto potencial de efeito estufa do metano, após a queima a quantidade de CO₂ emitida na queima do biogás é reduzida, principalmente em comparação com outras fontes de combustíveis derivados do petróleo. A partir do total de biogás utilizado para a conversão de energia química em energia elétrica no gerador, estima-se uma emissão específica de 0,21 kg de CO₂ para cada kWh convertido pelo gerador a biogás.

Quanto à fonte eólica, a participação nos custos totais do sistema é de 24%, principalmente devido ao alto custo de aquisição dos aerogeradores, com necessidade de obras civis para construção da torre, e de operação e manutenção para correto funcionamento dos equipamentos. Os aerogeradores apresentaram maior proporção de gastos de O&M em relação aos outros componentes, com participação de aproximadamente 33% no total.

Na Figura 28 é apresentada a média horária da conversão da energia mecânica em energia elétrica nos aerogeradores eletricidade para um ano, conforme escala de cores ao lado do gráfico. Não se verifica um padrão horário definido, o que é coerente com as características de variabilidade do recurso eólico. No entanto, pode-se perceber maiores períodos com conversão menor, em cores mais escuras, nos meses de verão, o que condiz com as velocidades dos ventos mais baixas nos meses de dezembro, janeiro e fevereiro. O tempo de funcionamento médio dos aerogeradores é de 8.187 horas por ano, porém operando abaixo de sua capacidade nominal em grande parte do tempo, provavelmente devido às baixas velocidades do vento na região em estudo.

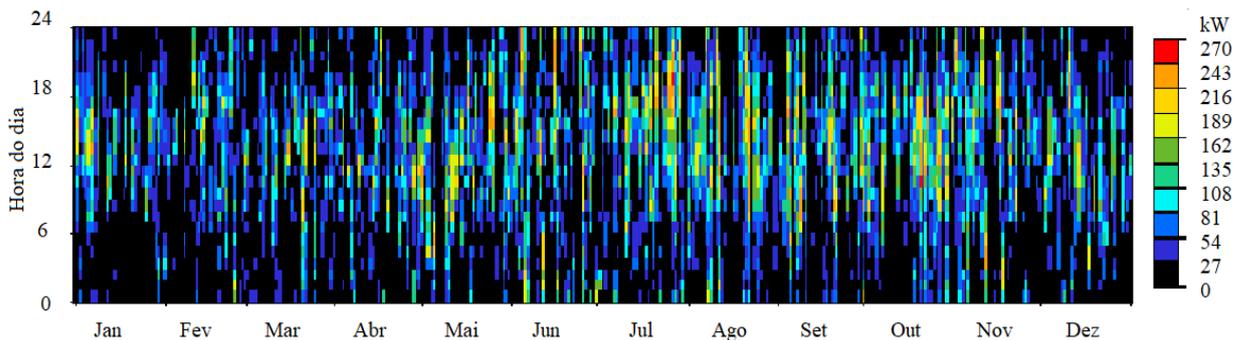


Figura 28 – Geração média mensal de eletricidade pelo aerogerador para o Cenário 2

Para a configuração de sistema do presente estudo, a inclusão de um banco de baterias é necessária para tornar o sistema viável, já que a conversão em energia elétrica dos recursos renováveis não é constante no tempo e a intermitência das fontes impede o atendimento constante à demanda. Sendo assim, a energia armazenada em baterias torna-se essencial para

suprir a demanda energética em períodos de menor disponibilidade dos recursos. No entanto, o custo de manter esse banco de baterias é elevado, e as baterias devem ser substituídas ao longo da vida útil do projeto. Em relação ao total de gastos com substituição de componentes do sistema como um todo, a troca das baterias representa mais de 40% do total. O tempo de vida médio das baterias é de 8 anos antes que seja necessário a substituição, e, portanto, o banco inteiro deve ser trocado ao menos 3 vezes durante a estimativa de vida do projeto.

A autonomia do sistema a partir do banco de baterias é de 23 horas quando totalmente carregadas, o que demonstra que, mesmo na ocasião de falha total dos outros componentes de geração, a demanda pode ser atendida pelas baterias. O SOC médio das baterias para um ano qualquer ao longo do tempo de vida útil do projeto é demonstrado na Figura 29. Valores mais elevados, na cor vermelha, indicam que as baterias estão 100% carregadas e, portanto, a demanda de energia está sendo atendida pelos recursos disponíveis naquele horário, sem necessidade de utilização da reserva das baterias. Isso ocorre normalmente no período da tarde, já que ao longo do dia os módulos fotovoltaicos podem ser utilizados tanto para atender a demanda da ETE quanto para carregamento das baterias que foram descarregadas durante a noite e a manhã.

Ainda, pode-se perceber maiores períodos de descarga das baterias durante os meses de janeiro, fevereiro, março, abril, junho e julho. Isso pode ser explicado por uma complementariedade temporal baixa entre as fontes eólica, com baixas velocidades de janeiro a abril, e menores índices de irradiação solar nos meses de inverno, o que pode decorrer em maior necessidade de utilização das reservas das baterias.

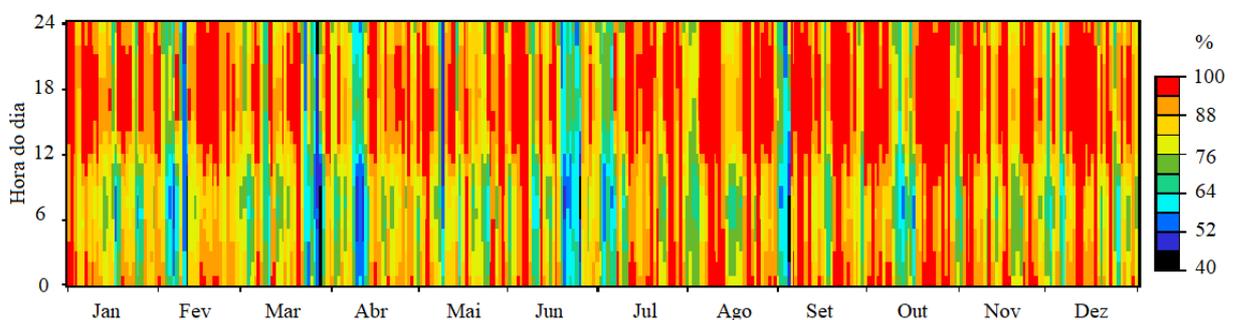


Figura 29 – Estado horário médio de carga das baterias durante os meses do ano para o Cenário 2

Quanto aos conversores, esses componentes representam menos de 10% do total de gastos do sistema e operam por 7.054 horas para inversão e 1.339 para retificação. Os maiores valores para inversão são coerentes com o uso das baterias, de forma que o conversor

opera para disponibilizar a energia armazenada nas baterias para atender à demanda do sistema.

As análises de sensibilidade foram realizadas com modificações na velocidade do vento e no custo dos módulos fotovoltaicos para avaliação da modificação da configuração ótima do sistema de acordo com a mudança nessas variáveis. Na Figura 30 é apresentado o espaço de soluções para essa configuração, com o multiplicador dos custos dos módulos fotovoltaicos no eixo y e a velocidade média do vento no eixo x, e a legenda da configuração abaixo do gráfico.

A maioria dos sistemas é composta por aerogeradores e módulos fotovoltaicos operando em conjunto com o gerador a biogás e as baterias. Porém, para uma parte da simulações em que a velocidade média do vento é muito baixa, notadamente abaixo de 3,5 m/s, no sistema ótimo não são incluídos os aerogeradores e a solução é composta somente de módulos fotovoltaicos e o gerador a biogás. Ainda, em uma parcela para altas velocidades dos ventos e maiores multiplicadores de PV, a configuração ótima não inclui o uso de módulos fotovoltaicos, e opera somente com aerogeradores e o gerador. Mesmo assim, todas as configurações ótimas no espaço de soluções contam com o uso das baterias, já que são todos sistemas isolados com necessidade de uso desses componentes para armazenamento de energia.

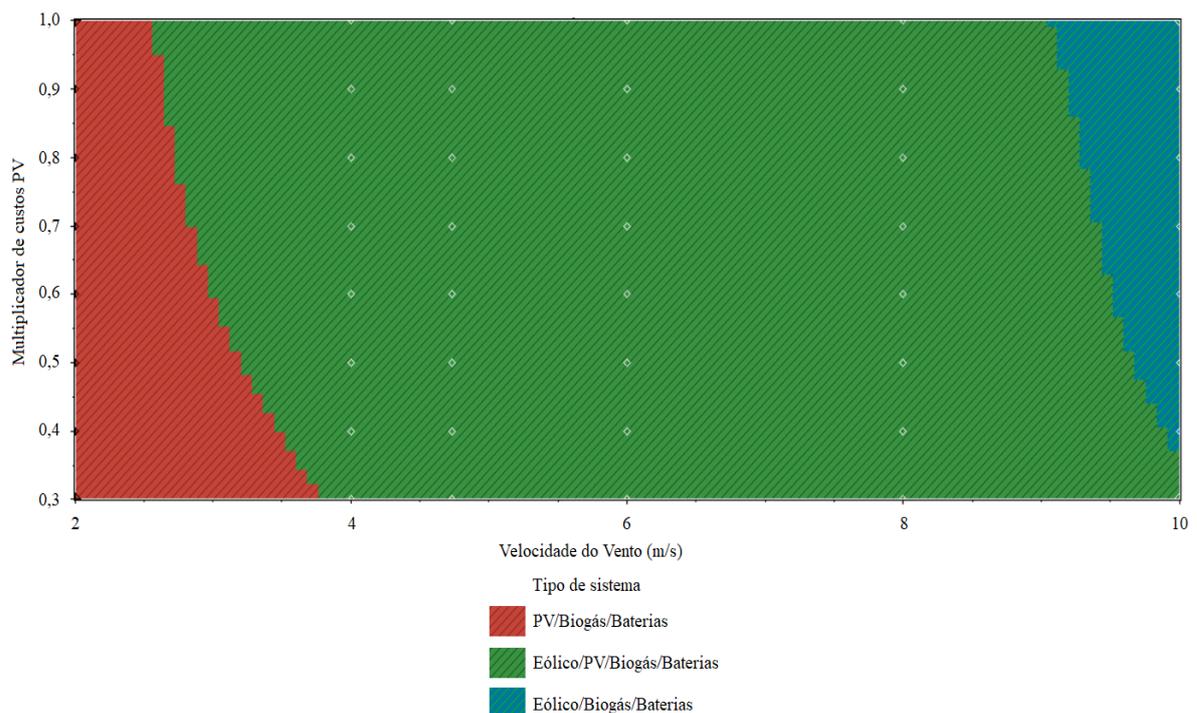


Figura 30 – Espaço de soluções da análise de sensibilidade do sistema para o Cenário 2

Nessa análise de sensibilidade, pode-se também demonstrar que os sistemas podem ter seus custos reduzidos de forma importante através da diminuição no custo dos módulos fotovoltaicos. Por exemplo, para uma diminuição de apenas 30% no custo desses módulos, para uma mesma média das velocidades dos ventos, o custo da energia por kWh gerado é de apenas US\$ 0,201. Ainda, para uma diminuição de 50%, esse valor passa a ser de US\$ 0,190, o que exemplifica o potencial crescente de utilização de energias renováveis quando recebem incentivos para diminuição do preço dos componentes e desenvolvimento de novas tecnologias.

Ainda, de forma complementar, analisa-se também uma possível modificação na configuração do sistema quando considerados as outras duas perspectivas de estimativa de geração de biogás: pior e melhor, conforme descritas no item 4.3.2.

Para a pior perspectiva, estão disponíveis somente 178.550 m³ de biogás por ano e somente pode ser instalado um gerador de 45 kW de potência nominal instalada. Dessa forma, para o sistema ótimo, são necessários três aerogeradores, além de módulos fotovoltaicos de potência nominal de 350 kW, 750 baterias e conversores de 125 kW. O COE sobe para US\$ 0,249 por kWh gerado e o NPC sobe para US\$ 3.121.496, ou seja, um aumento de aproximadamente 15% no total de custos do sistema em comparação com a perspectiva típica de geração de biogás.

Quando considerada a melhor perspectiva de geração de biogás, no entanto, são gerados um total de 312.075 m³ de biogás em um ano e, dessa forma, um gerador de 90 kW de potência nominal pode ser instalado. No sistema ótimo são incluídos, além do gerador a biogás, um aerogerador, módulos fotovoltaicos de 200 kW, 512 baterias e um conversor de 125 kW. O NPC é de US\$ 2.115.003 e o COE é de US\$ 0,169 por kWh, o que representa uma diminuição de aproximadamente 20% do total de custos em relação à perspectiva típica.

5.3 Cenário 3: Segundo cenário proposto – sistema de energias renováveis conectado à rede

Para o cenário com conexão à rede e possibilidade de venda de energia excedente gerada e aplicando-se as condições iniciais de média da velocidade do vento e perspectiva típica de geração de biogás, um total de nove configurações viáveis são apresentadas no HOMER através de diversas combinações possíveis para os componentes e suas potências instaladas. Inicialmente, realiza-se a otimização com inclusão dos custos de compra e venda

de energia da rede referentes à bandeira vermelha, já considerando o cenário presente de crise hídrica no país.

Em todas as configurações, a conexão à rede é incluída, já que para todas as situações a possibilidade de compra e venda de energia da rede é benéfica para o sistema em determinados períodos de tempo. O sistema ótimo para essas condições iniciais é composto pela conexão à rede, o gerador à biogás, dois aerogeradores e módulos fotovoltaicos com 100 kW de potência instalada, além de um conversor de 50 kW, devido à conexão dos módulos fotovoltaicos e necessidade de inversão. A divisão dos custos necessários para a configuração está apresentada na Tabela 5.

Tabela 5 – Custos totais para a vida útil do sistema proposto no Cenário 3 (em US\$)

Componente	Aquisição	Substituição	O&M	Total
Módulo fotovoltaico	216.540	0	28.187	244.727
Aerogerador	450.000	126.281	143.813	649.321
Gerador a biogás	96.400	426.285	99.300	603.236
Rede	0	0	72.409	72.409
Conversor	32.160	12.077	20.556	62.545
Total	795.100	564.644	364.265	1.632.238

A inclusão de baterias ao sistema não apresentou benefício econômico para as condições iniciais e, portanto, esses componentes não foram incluídos no sistema ótimo, provavelmente porque a energia excedente em um horário é vendida à rede ao invés de ser armazenada. Ainda, as baterias apresentam custos relativamente elevados para aquisição e substituição no número necessário para sistemas desse porte e, sendo assim, a compra de energia da concessionária em horários fora de pico, como por exemplo no período noturno após às 22h, pode apresentar melhor relação custo-benefício do que o armazenamento da energia em baterias.

O custo de aquisição inicial do sistema ótimo deste cenário é de US\$ 795.100, ou seja, quase a metade do custo do sistema isolado do Cenário 2 devido à ausência das baterias e ao menor custo de aquisição com os módulos fotovoltaicos, já que esses são instalados em menor potência. Quanto ao valor total do sistema ao longo de sua vida útil, o NPC é de US\$ 1.632.238, o que corresponde a 60% do total do Cenário 2.

O custo da energia por kWh, de US\$ 0,130/kWh, também é inferior tanto ao Cenário 2 quanto a todas as bandeiras do Cenário 1. Isso demonstra que a instalação de um sistema de energias renováveis para uso em conjunto com a rede implica em economia para o usuário durante a vida útil do projeto, em comparação à situação atual de dependência total da rede da concessionária de energia elétrica.

De forma complementar, na Figura 31 é apresentada a divisão dos custos totais por componente instalado no sistema, em que se verifica que os custos relacionados aos aerogeradores e o gerador a biogás são os mais elevados do sistema. Os custos de compra de energia da rede são abatidos pelas vendas de energia, o que resulta em um total inferior ao efetivamente gasto pelos outros componentes. Já os custos com módulos fotovoltaicos, que representavam 27% do total no Cenário 2, representam apenas 15% dos custos para o Cenário 3, já que são inseridos com potência inferior.

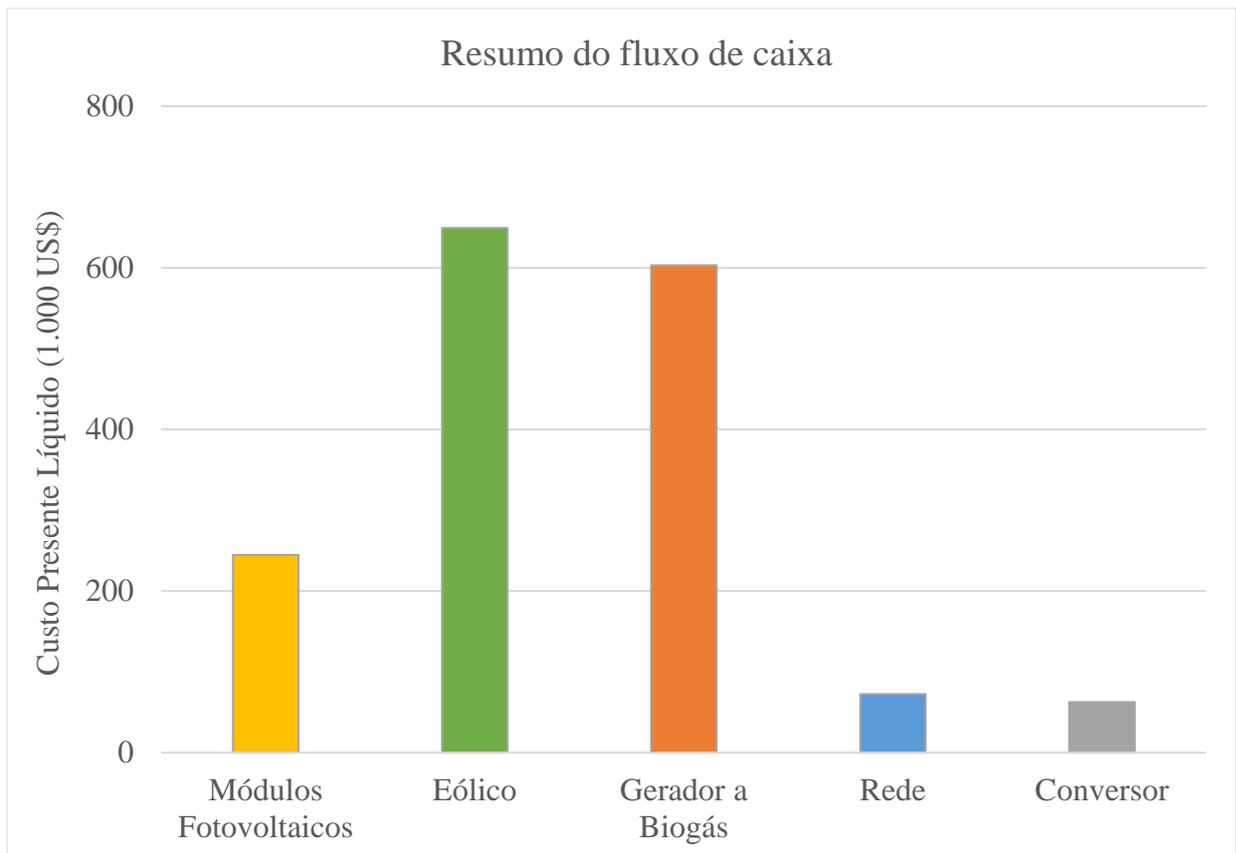


Figura 31 – Resumo da divisão do fluxo de caixa por componente para o Cenário 3

Quanto à produção de energia, conforme Figura 32, o gerador a biogás é responsável por 41% da média total de energia gerada, enquanto 31% é produzido pelo aerogerador, 15% são comprados da concessionária pelo sistema e 13% são disponibilizados pelos módulos

fotovoltaicos. Dessa forma, pode-se perceber que 85% da demanda de energia da estação é atendida diretamente pelo sistema de energias renováveis instalado in situ e os outros 15% através da compra de energia da rede.

O excesso de energia no sistema é de menos de 2%, já que a energia excedente é vendida à rede. A geração de energia para atendimento do consumo de energia da ETE representou 83% do tempo de operação do sistema, e no restante do tempo o sistema vendia energia produzida para o sistema.

A compra de energia da rede é realizada em determinados horários em que o custo é inferior ao de geração pelas energias renováveis e deve ser realizada de forma a atender o sistema de *net metering* anual. Ou seja, mesmo que o sistema de energias renováveis consiga atender a demanda do sistema, a energia oriunda da rede deverá ser utilizada já que o excesso de energia que é vendido à concessionária não retorna na forma de capital diretamente, mas em créditos para compra de energia. No entanto, o HOMER sempre vai considerar o uso desses créditos de forma otimizada, quando essa energia da rede for mais benéfica ao sistema, de forma a diminuir o NPC.

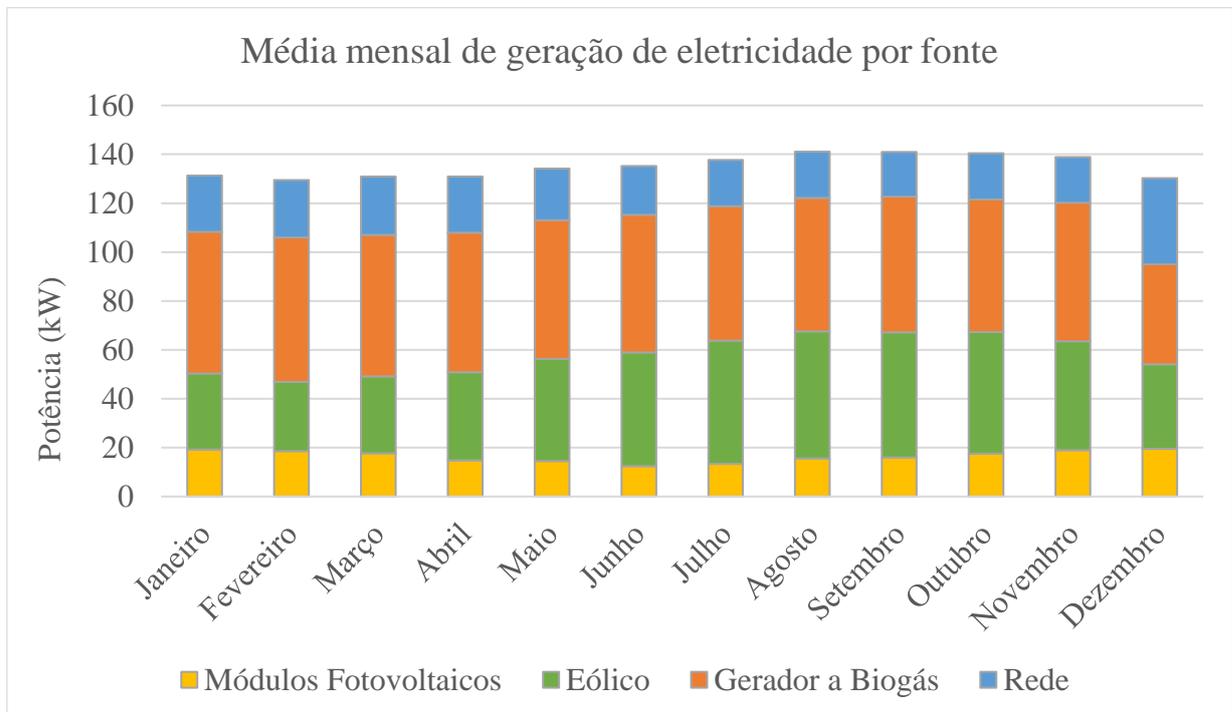


Figura 32 – Repartição do fornecimento médio mensal de eletricidade por fonte para o Cenário 3

Em relação aos aerogeradores, eles operam por aproximadamente 8.100 horas por ano, com maior conversão de energia nos meses de inverno, em que as velocidades do vento são

maiores, e menor nos meses de dezembro a fevereiro. Assim como no cenário anterior, não há um padrão definido de operação horária, conforme a Figura 33.

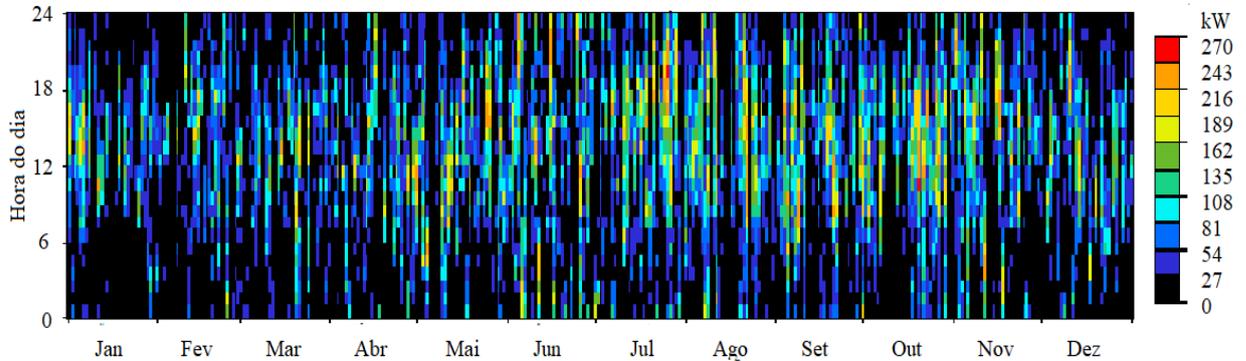


Figura 33 – Geração média mensal de eletricidade pelo aerogerador para o Cenário 3

O detalhamento do uso da energia da rede da concessionária é apresentado na Tabela 6, com a média de energia comprada e vendida da rede, assim como o balanço energético, ou seja, a diferença entre a compra e a venda. Pode-se verificar que os maiores valores de compra de energia da rede são realizados nos meses de verão, provavelmente pois são os meses de menor valor médio de velocidade dos ventos, o que resulta em menor conversão pelos aerogeradores. Nesses meses, o balanço energético é positivo, ou seja, mais energia é comprada da rede do que vendida para a mesma.

Ainda, o mês de dezembro concentra parte importante das compras de energia já que o período considerado no sistema de *net metering* do HOMER é anual. Dessa forma, os créditos com a concessionária devem ser utilizados até o final de cada ano corrente, o que resulta em um aumento da compra de energia no final do ano.

Ressalta-se também que do total de energia comprada em um ano no sistema, de 192.546 kWh, a maior parte (159.052 kWh), ou seja, 83%, é comprado no horário padrão, com os menores valores de tarifa de energia. Isso demonstra a otimização realizada pelo HOMER, já que a opção de compra de energia da rede ocorre, preferencialmente, nos períodos de menor custo para o sistema.

Tabela 6 – Detalhamento mensal da compra e venda de energia da rede pelo sistema no Cenário 3

Mês de referência	Compras de energia (kWh)	Vendas de energia (kWh)	Balanco energético (kWh)
Janeiro	17.088	11.033	6.055
Fevereiro	15.852	9.144	6.708
Março	17.735	11.272	6.463
Abril	16.557	11.753	4.804
Maio	15.747	14.544	1.202
Junho	14.395	15.251	-857
Julho	14.097	17.212	-3.115
Agosto	14.015	18.716	-4.701
Setembro	13.161	18.034	-4.873
Outubro	1.414	18.313	-4.173
Novembro	13.473	16.313	-2.841
Dezembro	26.286	10.614	15.672
Total	192.546	1.722	20.345

Para este cenário, o biogás gerado na ETE é aproveitado no gerador a biogás, que opera próximo de sua potência nominal na maior parte do tempo, conforme a Figura 34. Os geradores são ainda mais utilizados nos meses de janeiro e fevereiro, dois meses em que a geração pelos aerogeradores é menor. Dessa forma, são utilizados 247.972 m³ de biogás por ano, o que corresponde à totalidade do biogás gerado, para uma geração total de 1.515.384 kWh anuais. O uso intenso dos geradores de biogás coincide com o alto custo com substituição desses componentes após o fim de sua vida útil, que representa 75% do total gasto com substituição no sistema, além de 27% do total gasto com O&M de componentes.

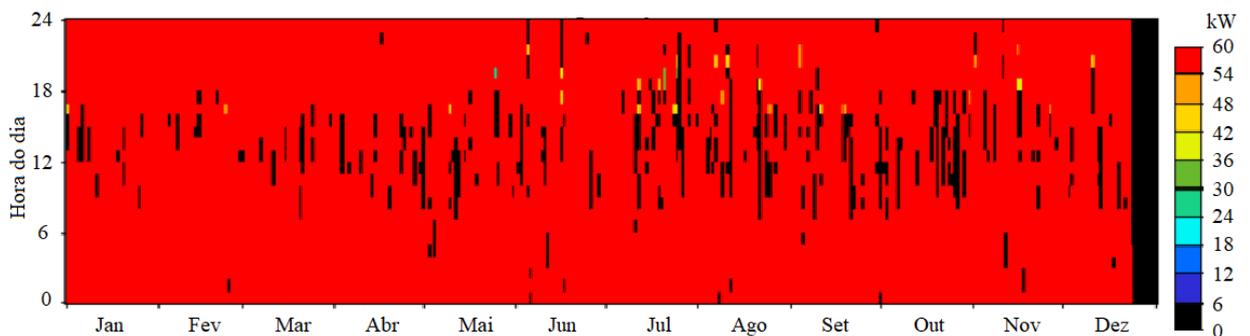


Figura 34 – Geração média mensal de eletricidade pelo gerador a biogás para o Cenário 3

De forma similar ao cenário anterior, pode-se estimar as emissões de metano evitadas pelo uso do biogás. São aproveitados 161.181 m³ de metano, o equivalente a 114 toneladas do composto. Quando considerados a possibilidade de venda dos créditos de carbono, esse valor é equivalente a 2.403 toneladas de CO₂ ou 2.403 créditos. Quanto ao CO₂, são emitidos 339 toneladas ao ano, o que corresponde à mesma emissão específica que no cenário anterior, de 0,21 kg de CO₂ por kWh fornecido pelo gerador no sistema.

Quanto aos conversores, esses componentes são utilizados somente para inversão para possibilitar o uso da energia convertida nos módulos fotovoltaicos, já que não há baterias nem outros componentes que operam em CC. Dessa forma, o tempo de operação desses componentes é similar ao dos módulos fotovoltaicos, de 4.340 horas por ano. O padrão de funcionamento dos módulos fotovoltaicos é semelhante ao do Cenário 2, com funcionamento entre as 7h e as 18h.

Para o Cenário 3, as análises de sensibilidade também são realizadas. Em primeiro lugar, consideram-se as mudanças nos custos dos módulos fotovoltaicos e da velocidade do vento. O espaço de soluções é apresentado de forma gráfica na Figura 35, com os valores de velocidade do vento no eixo x e de custos dos módulos fotovoltaicos no eixo y e a legenda referente à configuração ótima do sistema em cada ponto abaixo do gráfico.

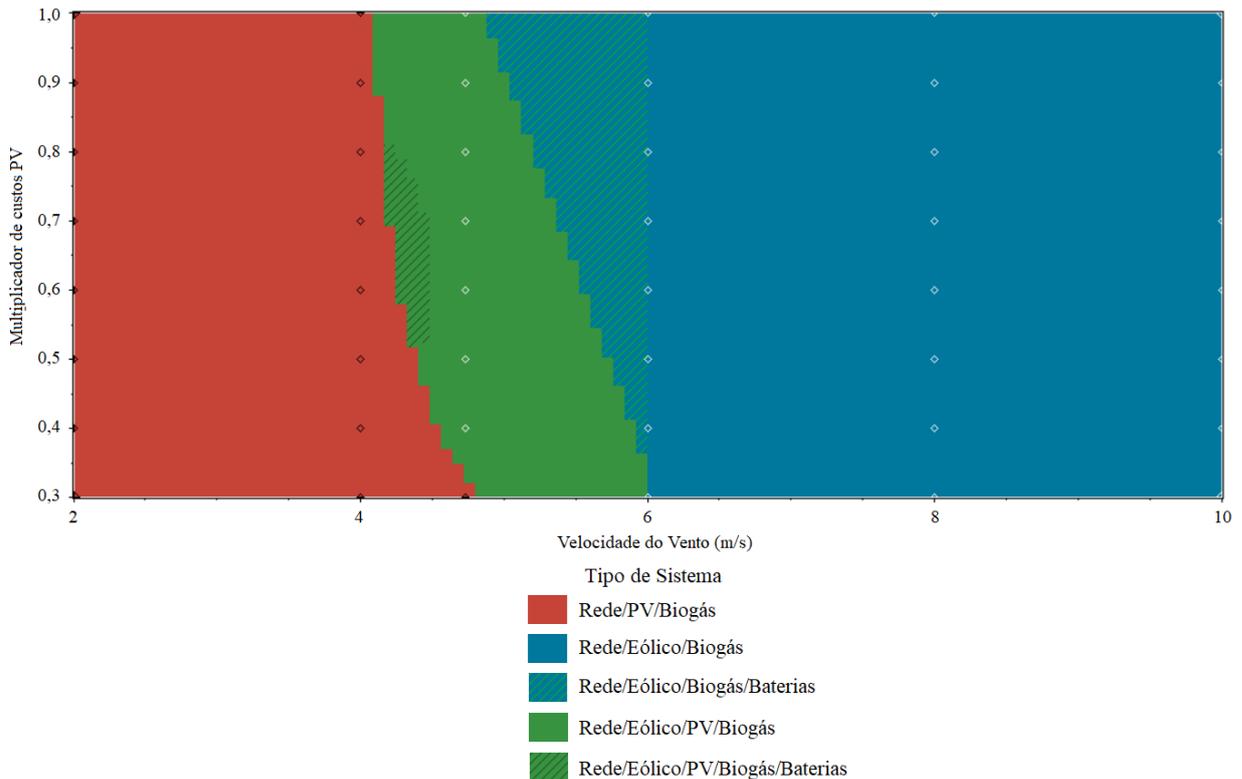


Figura 35 – Espaço de soluções da análise de sensibilidade do sistema para o Cenário 3

Para todos os valores considerados para essas duas variáveis, a conexão à rede e o gerador à biogás são incluídos na configuração ótima, provavelmente devido à possibilidade de troca da venda de energia excedente por créditos com a concessionária e pelo custo nulo de aquisição do combustível. Os aerogeradores são incluídos somente em cenários em que a média das velocidades dos ventos é superior a 4 m/s e, para valores acima de 6 m/s, o sistema ótimo é composto somente por aerogeradores, além da conexão à rede e o gerador a biogás.

As baterias, no entanto, somente são incluídas no sistema ótimo em uma pequena parcela do espaço de soluções quando considerados valores intermediários de módulos fotovoltaicos, em velocidades médias dos ventos de 4,5 m/s, e para valores mais elevados dos módulos, com velocidades dos ventos acima de 5 m/s. Mesmo quando incluídas no sistema otimizado, as baterias somente são necessárias nos meses de verão, em que há menor disponibilidade do recurso eólico e consequente necessidade de uso de energia armazenada ou oriunda da rede para abastecimento no período noturno, na ausência do recurso solar.

Uma segunda análise de sensibilidade é realizada, em que se considera que a configuração ótima do sistema também pode mudar se preços diferentes para a compra e venda de energia forem considerados, de acordo com as outras duas bandeiras para os valores da concessionária de energia, a amarela e a verde. Tanto para a bandeira amarela como para a bandeira verde, o sistema ótimo é composto somente de aerogeradores, o gerador a biogás e a conexão à rede, sem inclusão dos módulos fotovoltaicos. O COE do sistema é de US\$ 0,124/kWh para a bandeira amarela e de US\$ 0,123/kWh para a bandeira verde, com configurações similares dos componentes para ambas.

Para ambas as bandeiras, o uso do sistema com energias renováveis apresenta custo total inferior aos observados no Cenário 1 para as respectivas bandeiras, quando é utilizada somente a conexão à rede. Ainda, somente com uma redução nos custos de aproximadamente 50% para a aquisição e substituição dos módulos fotovoltaicos é viabilizada a inclusão desses componentes no sistema ótimo para ambas as bandeiras.

Quanto às perspectivas de geração de biogás, uma terceira análise de sensibilidade é realizada. Na perspectiva pessimista, com inclusão de um gerador a biogás de 45 kW de potência nominal, o sistema ótimo é similar ao da perspectiva típica, porém deve contar com 16 baterias adicionais e, dessa forma, o NPC sobe para US\$ 1.840.386 e o COE para US\$ 0,146. A adição das baterias é, provavelmente, para compensar os períodos sem possibilidade do uso do gerador a biogás durante a noite.

Na perspectiva otimista, no entanto, o sistema ótimo não inclui o uso de módulos fotovoltaicos, sendo composto somente de dois aerogeradores, o gerador a biogás de 90 kW,

16 baterias e um conversor de 25 kW, além da conexão à rede. O NPC é de US\$ 1.485.486 e o COE de US\$ 0,118, o que representa uma diminuição de 10% para ambos os índices em comparação com a perspectiva típica.

5.4 Cenário 4: Terceiro cenário proposto – sistema isolado com uso combinado de energias renováveis e combustível fóssil

Para o Cenário 4, terceiro e último cenário proposto, é apresentado um sistema isolado composto por energias renováveis, mas com a possibilidade de utilização de um gerador a diesel de apoio. Essa pode ser uma solução viável em locais isolados, sem conexão à rede da concessionária ou em que a extensão da rede de energia é inviável pelo custos elevados de transmissão. Nessa configuração de sistema híbrido, o uso do combustível fóssil é otimizado pela disponibilidade dos recursos renováveis, e a emissão de poluentes atmosféricos pela queima desses combustíveis é minimizada.

A configuração proposta é simulada no HOMER e os sistemas viáveis são obtidos, com obtenção de dez configurações diferentes possíveis, considerando a condição inicial do combustível de US\$ 1,00 por litro e a perspectiva típica de geração de biogás. O sistema ótimo é composto de dois aerogeradores, o gerador a biogás de 60 kW, um gerador a diesel de 50 kW, um conversor de 75 kW e 512 baterias, com custo de aquisição dos componentes US\$ 1.015.048, VPL de US\$ 2.549.702, e custo de energia de US\$ 0,203/kWh. Em comparação com o sistema isolado composto somente por energias renováveis do Cenário 2, o uso do gerador a diesel em conjunto com as baterias permite uma diminuição de US\$ 0,014 por kWh consumido, principalmente a partir da diminuição do tamanho do banco de baterias que representa custos expressivos para sistemas isolados.

Os custos para o sistema ótimo neste Cenário são apresentados na Tabela 7. Em comparação com os cenários anteriores, uma nova coluna é inserida para contabilizar os custos com a compra do combustível diesel, já que o biogás não tem custo de aquisição para os sistemas e não foi contabilizado nos cenários anteriores.

Tabela 7 – Custos totais para a vida útil do sistema proposto no Cenário 4 (em US\$)

Componente	Aquisição	Substituição	O&M	Combustível	Total
Módulos Fotovoltaicos	216,54	0	28,187	0	244,727
Eólico	450	126,281	143,813	0	649,321
Gerador a Biogás	96,4	395,724	95,184	0	580,334
Gerador a Diesel	24,12	30,516	22,118	453,912	528,575
Baterias	180,268	232,089	52,373	0	453,085
Conversor	48,16	18,086	30,782	0	93,662
Total	1,015,488	802,696	372,458	453,912	2,549,703

Ainda, na Figura 36, é apresentada a divisão do fluxo de caixa para o sistema ao longo de sua vida útil para cada componente. Pode-se perceber que os aerogeradores são responsáveis pela maior parte dos custos do sistema, principalmente devido ao seu alto custo de aquisição, seguido pelo gerador a biogás e pelo gerador a diesel que, apesar de seus baixos custos de aquisição, apresentam altos custos com substituição e combustível, respectivamente.

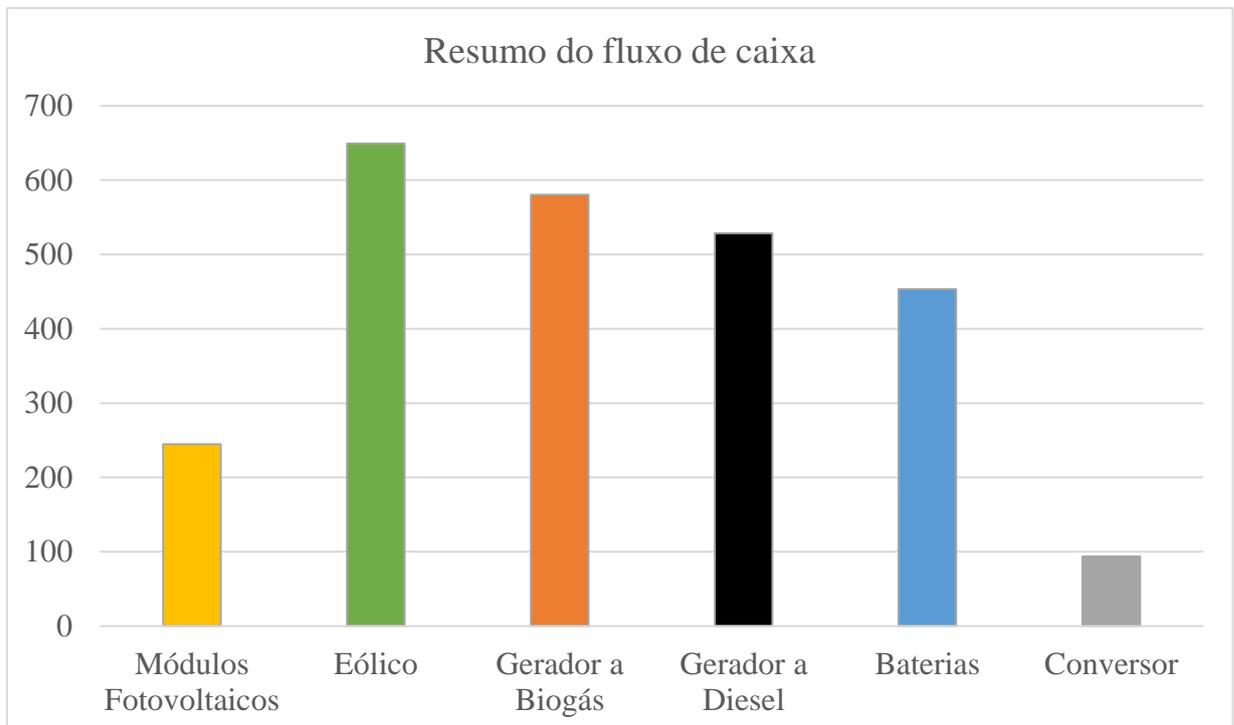


Figura 36 – Resumo da divisão do fluxo de caixa por componente para o Cenário 4

A divisão do fornecimento médio mensal de eletricidade para atendimento da demanda em cada mês do ano é apresentada na Figura 37. O gerador a biogás é responsável

pela maior proporção da geração, totalizando 42% do total, seguido pelos aerogeradores, com 34% do total. O diesel é utilizado como um componente de apoio, e dessa forma a geração por esse combustível fóssil representa apenas 10% do total. Assim, o sistema apresenta baixo nível de emissões de GEE e outros poluentes atmosféricos oriundos dos combustíveis fósseis, mesmo com a utilização do gerador a diesel, em comparação com sistemas convencionais dependentes unicamente desses combustíveis.

A quantidade de energia em excesso para essa configuração é de 3%, inferior à do Cenário 2, que também é isolado da rede da concessionária. Como o gerador a diesel pode ser colocado em funcionamento quando necessário, as dimensões dos módulos fotovoltaicos e do banco de baterias podem ser menores, e a energia em excesso também é inferior.

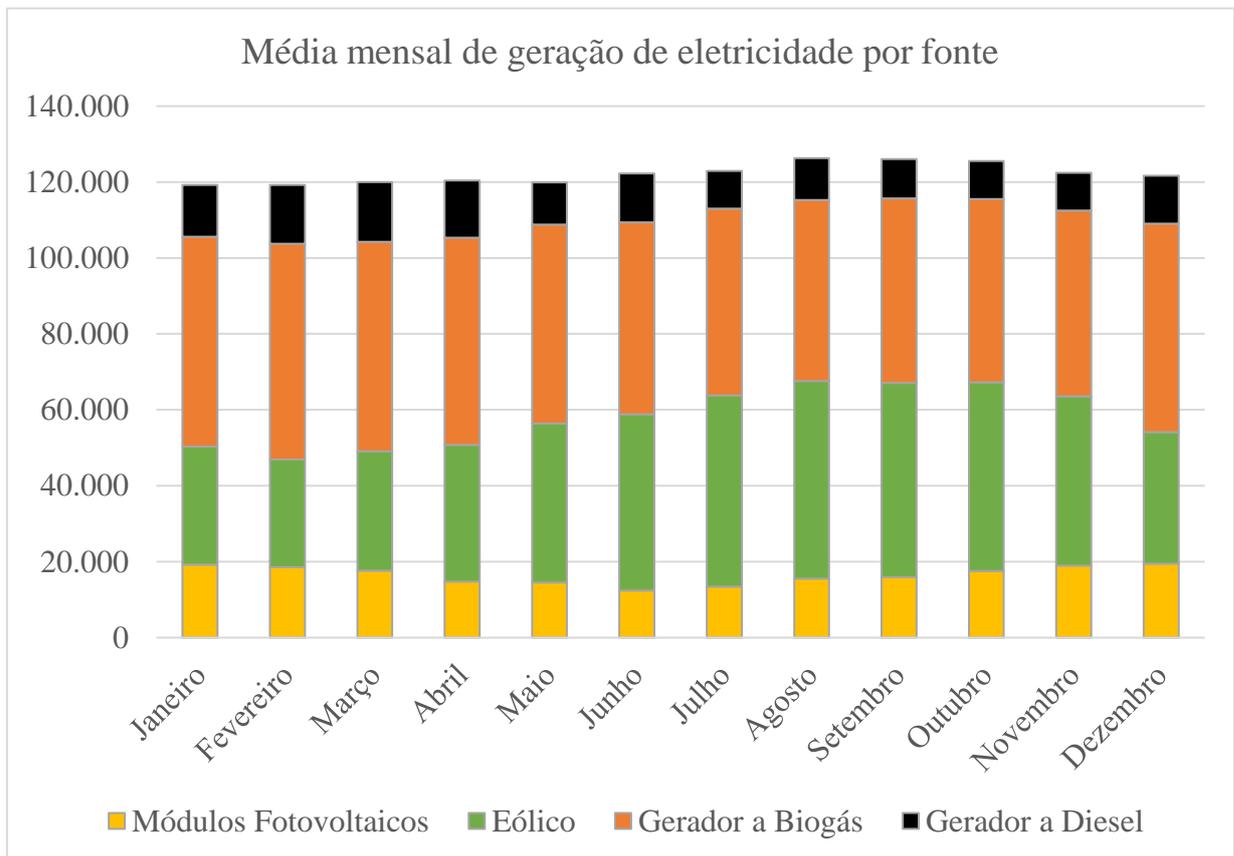


Figura 37 – Repartição do fornecimento médio mensal de eletricidade por fonte para o Cenário 4

O estado horário médio de carga das baterias para o Cenário 4 é apresentado na Figura 38. As baterias estão com carga próxima de 100% no início do ano, e, normalmente, entre as 12 e as 24 horas, sendo mais utilizadas durante a madrugada e a manhã. A expectativa de vida útil das baterias é de apenas 6,77 anos, ou seja, o banco de baterias deve ser totalmente

substituído entre três e quatro vezes durante a vida útil do sistema, o que resulta em altos custos de substituição referentes a esse componente, assim como no Cenário 2.

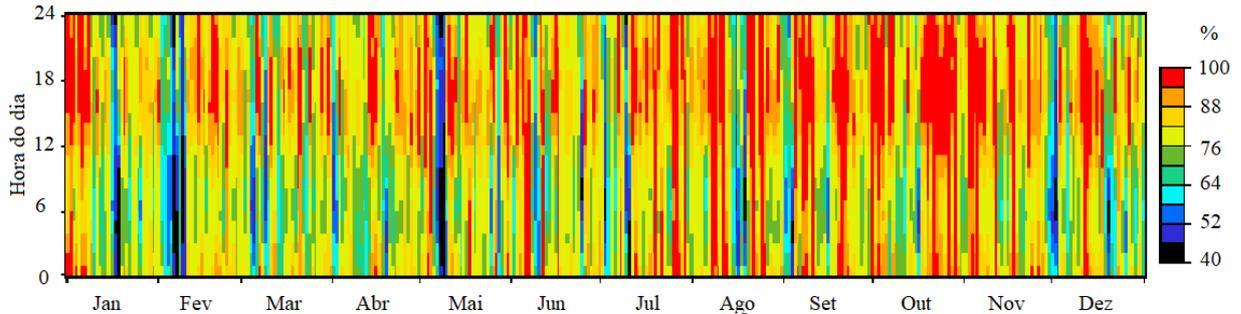


Figura 38 – Estado horário médio de carga das baterias durante os meses do ano para o Cenário 4

Para este cenário, os conversores são utilizados tanto para inversão como para retificação, devido ao uso conjunto dos módulos fotovoltaicos e da energia armazenada nas baterias. Dessa forma, o tempo de operação desses componentes é de 4.588 horas para inversão e 3.934 horas para retificação, totalizando 8.522 horas de operação por ano. No entanto, devido aos seus baixos custos de aquisição e de O&M, esses componentes não representam grande impacto econômico no total de custos do sistema.

Em relação ao gerador a biogás, na Figura 39 é demonstrada a espacialização horária da geração média ao longo do ano. Apesar de o gerador a biogás ser responsável por 42% da energia elétrica total gerada no sistema, esses componentes respondem por apenas 22% do total de custos, o que demonstra o benefício do uso desse combustível mesmo se considerada a possibilidade de uso de combustíveis fósseis, em geradores com custos de aquisição e substituição inferiores.

Ainda, são consumidos aproximadamente 234.000 m³ de biogás em 7.724 horas de funcionamento ao ano, ou seja, considera-se o uso de aproximadamente 94% do total de biogás gerado. Ao ano, são fornecidos ao consumidor por esse componente uma média de 1.429.289 kWh. Devido ao uso intensivo dos aparelhos, os geradores a biogás são responsáveis por aproximadamente 48% do total de custos com substituição do sistema, já que alguns componentes tem vida útil inferior ao horizonte de planejamento do sistema e devem ser substituídos.

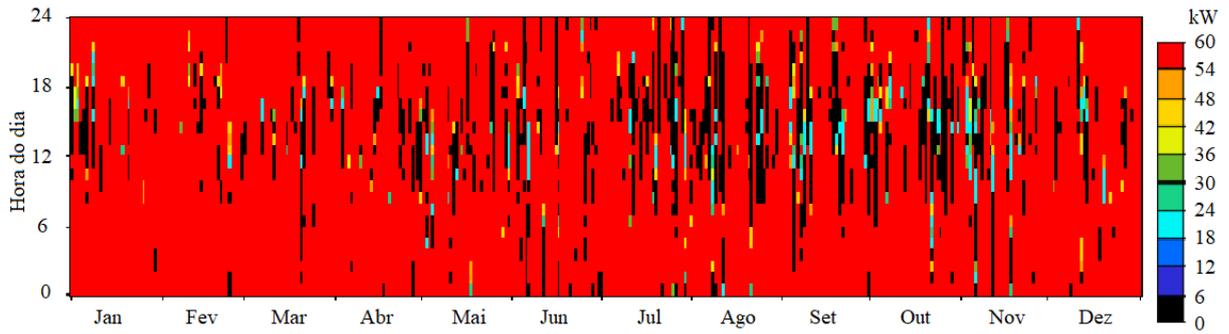


Figura 39 – Geração média mensal de eletricidade pelo gerador a biogás para o Cenário 4

As emissões de metano evitadas pelo aproveitamento energético do biogás nesse cenário são de 15.100 m³ ou 108 toneladas por ano, o que é equivalente a 2.268 créditos de carbono no mercado.

De forma similar, na Figura 40 é apresentada a produção do gerador a diesel no tempo, com variação horária durante os meses do ano. A operação ocorre próxima da potência nominal do componente, principalmente nos períodos durante a noite e início da manhã, provavelmente pela ausência da operação dos módulos fotovoltaicos nesses horários, e necessidade de uso do gerador em conjunto com as baterias para atendimento da demanda.

Em média, são utilizados 35.508 litros de óleo diesel em 2.152 horas de funcionamento por ano, com fornecimento de 357.921 kWh ao consumidor. Dessa forma, são gastos US\$ 453.912 ao longo da vida útil do sistema somente com compra desse combustível, o que representa quase 20% do total de custos do sistema. No entanto, esses geradores fornecem apenas 10% do total de energia ao sistema. Assim, fica evidente como são elevados os custos com uso dos combustíveis fósseis, mesmo se utilizados somente como fonte alternativa.

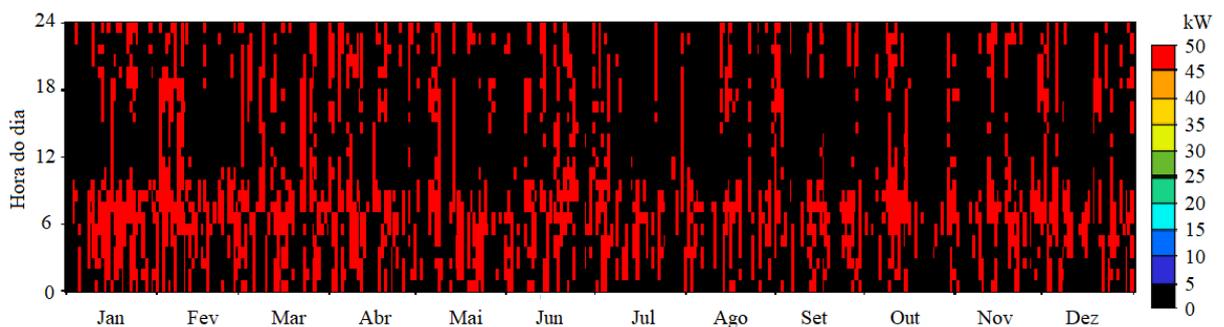


Figura 40 – Geração média mensal de eletricidade pelo gerador a diesel para o Cenário 4

Quanto à emissão de CO₂, uma das limitações verificadas no uso do HOMER é que não é possível fazer a individualização das emissões por gerador quando há mais de um gerador com combustíveis diferentes sendo usado em conjunto em um sistema. Dessa forma, pode-se verificar que na configuração ótima do Cenário 4 são emitidos 407 kg de CO₂ por ano, mas não é apresentada a divisão entre as emissões de cada combustível.

No entanto, a partir do total de cada combustível utilizado e da emissão específica pelo gerador a biogás calculada nos cenários anteriores, de 0,21 kg por kWh, pode-se estimar que 300 toneladas são emitidas pelo gerador a biogás e 107 toneladas pelo gerador a diesel. Dessa forma, a emissão específica do gerador a diesel é de 0,3 kg CO₂ por kWh fornecido pelo gerador a diesel, ou seja, mais de 40% a mais do que o gerador a biogás. Sendo assim, fica claro que o uso de combustíveis alternativos em geradores como o biogás propicia ao sistema uma diminuição geral na emissão de CO₂, em comparação com o uso dos combustíveis fósseis.

Por fim, para o Cenário 4 também são realizadas as análises de sensibilidade, relacionadas à mudança nos custos dos módulos fotovoltaicos, na velocidade do vento, no custo do óleo diesel e na geração do biogás.

Na Figura 41, é demonstrado o espaço de soluções da análise de sensibilidade que considera a variação na velocidade do vento e no valor do óleo diesel, com um multiplicador de custos dos módulos fotovoltaicos fixo. O eixo x representa a velocidade dos ventos em m/s e o no eixo y é representado o preço do combustível, em US\$. De forma sobreposta, é apresentado o LCOE para as configurações em cada ponto.

Para todas as situações, a inclusão de um gerador a diesel de apoio, das baterias e do gerador a biogás tornou-se viável economicamente. Os aerogeradores não são incluídos para médias de velocidade do vento de até 3,75 m/s. Após esse valor, em todas as configurações esses componentes são incluídos.

Quanto ao LCOE, conforme esperado, para todas as configurações os valores aumentam com o aumento do custo do diesel e diminuem com o aumento da velocidade do vento, que proporciona maiores conversões em energia elétrica nos aerogeradores.

Quanto à variação dos custos dos módulos fotovoltaicos, a diminuição desses valores não modifica a composição do sistema ótimo nas condições iniciais de velocidade do vento e custo do óleo diesel, mas uma diminuição de 50% nos custos dos módulos leva o LCOE dos US\$ 0,203 estimados no cenário para US\$ 0,189 por kWh.

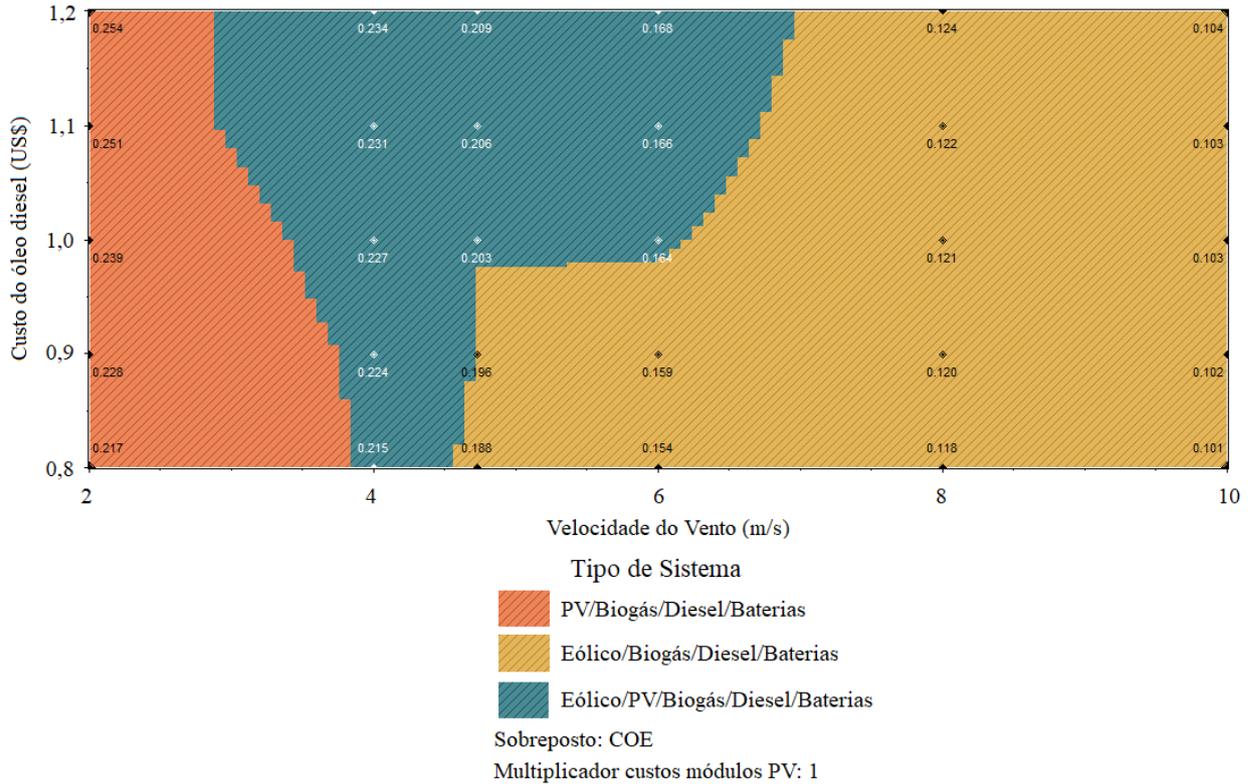


Figura 41 – Espaço de soluções da análise de sensibilidade do sistema para o Cenário 4

Por último, é analisada a influência do aumento ou diminuição na disponibilidade de biogás a partir das outras duas perspectivas de geração, pior e melhor. Na pior perspectiva, em que apenas um gerador de 45 kW pode ser instalado, o COE é de US\$ 0,236, ou seja, um aumento de 16%. Nessa perspectiva, o biogás é responsável por apenas 27% do total de energia elétrica disponibilizada ao sistema e, para compensar a menor disponibilidade do biogás, mais módulos fotovoltaicos (300 kW) e baterias (900) são instalados, o que eleva o LCOE final do projeto. O tamanho do gerador a diesel, no entanto, permanece em 50 kW, o que demonstra que devido aos custos elevados de compra desse combustível, o aumento do fornecimento por esse componente não é benéfico ao sistema mesmo em um cenário de menor disponibilidade de biogás.

Por outro lado, na melhor perspectiva o gerador a biogás é instalado com potência de 90 kW e é responsável por 57% do total de energia fornecida ao sistema para atendimento da demanda. Em conjunto com o gerador a biogás, o sistema é composto de módulos fotovoltaicos com potência instalada de 50 kW, um gerador a diesel de 30 kW para apoio, 256 baterias e dois aerogeradores, além do conversor de 75 kW. Dessa forma, o LCOE cai para US\$ 0,160/kWh e são consumidos 309.800 m³ de biogás ao ano, do total de 312 m³

disponíveis. Quanto ao diesel, são consumidos apenas 8.232 litros, uma diminuição de 77% em relação ao mesmo cenário mas na perspectiva típica de geração de biogás.

5.5 Consolidação dos resultados obtidos nos quatro cenários

De forma a resumir os cenários considerados e os resultados obtidos para cada um deles no HOMER, na Tabela 8 são apresentados os valores de custo de aquisição, NPC e custo da energia para a configuração ótima do sistema nas condições iniciais em cada um dos quatro cenários. Para os dois cenários com conexão à rede, Cenários 1 e 3, são incluídos os três valores de bandeira para a rede de energia, com o uso dos códigos Vr – bandeira vermelha, Am – bandeira amarela, e Vd – bandeira verde, para comparação.

Todas as configurações ótimas propostas para o sistema são viáveis do ponto de vista de atendimento à demanda energética da estação, porém apresentaram custos distintos para esse abastecimento por kWh consumido. Os menores custos foram obtidos quando foi permitida a conexão à rede convencional, existente, já que a possibilidade de venda de energia excedente contribui para a redução do impacto dos custos de aquisição e operação dos componentes de energia renovável sobre o custo total do sistema.

Ainda, a partir dos dados da Tabela 8, pode-se perceber que os investimentos iniciais necessários para a utilização de energias renováveis em sistemas isolados ainda são expressivos, principalmente para configurações de sistema isolado, em que o uso de baterias ou de combustíveis fósseis de apoio são necessários e elevam os custos de instalação e de operação do sistema.

Tabela 8 – Configurações obtidas para as condições iniciais para todos os cenários

Configuração	Custo de aquisição (US\$)	NPC (US\$)	Custo de energia (US\$/kWh)	Componentes
Cenário 1 - Vr	0	2.737.285	0,218	Conexão à rede
Cenário 1 - Am		2.297.362	0,183	
Cenário 1 - Vd		2.230.476	0,178	
Cenário 2	1.591.944	2.720.110	0,217	2 aerogeradores 1 gerador à biogás 60 kW Módulos fotovoltaicos 300 kW 900 baterias 1 conversor 125 kW
Cenário 3 - Vr	795.100	1.632.238	0,130	2 aerogeradores Módulos fotovoltaicos 100 kW Gerador à biogás 60 kW Conexão à rede 1 conversor 50 kW
Cenário 3 - Am	546.400	1.554.025	0,124	2 aerogeradores Gerador à biogás 60 kW Conexão à rede
Cenário 3 - Vd	546.400	1.546.146	0,123	2 aerogeradores Gerador à biogás 60 kW Conexão à rede
Cenário 4	1.015.488	2.549.703	0,203	2 aerogeradores Módulos fotovoltaicos 100 kW 512 baterias Gerador à biogás 60 kW Gerador a diesel 50 kW 1 conversor 75 kW

6. Conclusões e recomendações para trabalhos futuros

No presente trabalho, foi proposta uma solução alternativa de abastecimento de energia elétrica para estações de tratamento de esgotos, com uso conjunto de energias renováveis de fontes diversas, incluindo o uso do biogás gerado na própria estação quando há tratamento anaeróbio do esgoto. Após a definição do local de estudo, o sistema foi montado no HOMER e simulado para obtenção das configurações viáveis. A adaptação do modelo de gerador movido a combustíveis fósseis, nativo do HOMER, para uso do biogás das estações de tratamento de esgotos foi realizada de acordo com parâmetros do componente gerado na operação das ETEs obtidos em diversas referências bibliográficas, e pode ser aplicado para outras áreas de estudo. Os custos para o sistema também foram obtidos em referências bibliográficas, estudos e pesquisas de componentes existentes a venda no mercado.

Para o local de estudo, foram obtidas as configurações viáveis e o custo para implantação dessa solução em quatro cenários analisados. Dessa forma, foi possível avaliar a viabilidade do uso de biogás em sistemas híbridos de energias renováveis em ETE para atendimento da demanda energética da própria estação e a comparação com o custo por abastecimento convencional em diferentes cenários de abastecimento, a partir de estimativas de geração de biogás e de custos de componentes obtidas em referências bibliográficas.

No sistema híbrido totalmente composto por energias renováveis e isolado da rede, os custos de aquisição dos componentes são elevados, porém o custo da energia por kWh ainda é inferior aos custos de compra de energia da rede em um cenário de crise hídrica, com aplicação da bandeira vermelha na conta de energia. A conexão à rede nesse sistema híbrido, no entanto, permite a compensação no formato *net metering*, com troca da energia elétrica em excesso do sistema por créditos com a concessionária de energia para compra de energia da rede em outros momentos. Dessa forma, a ligação na rede permite a diminuição do custo geral do sistema para valores inferiores ao abastecimento atual, com fornecimento exclusivo pela rede convencional, para todas as três bandeiras consideradas. Ou seja, mesmo em um cenário favorável para a matriz energética brasileira atual, o uso de um sistema híbrido conectado à rede traz custos inferiores para o consumidor ao longo da vida útil do sistema.

Ainda, para locais isolados sem conexão à rede, o uso de sistemas de energias renováveis em conjunto com geradores a diesel pode diminuir os custos do sistema em comparação com a extensão da rede ou o uso de sistemas com fontes 100% renováveis, apesar

da maior emissão de GEE decorrentes da queima do combustível fóssil, mas que pode ocorrer de forma minimizada e otimizada.

Com o avanço da tecnologia e a disponibilização de novos modelos de componentes para uso em sistemas de energias renováveis nos últimos anos, há uma tendência em paralelo de diminuição no custo de aquisição dos equipamentos para composição desses sistemas híbridos. Dessa forma, os custos iniciais de instalação dos sistemas híbridos podem diminuir, o que tornaria esses sistemas mais atrativos. Além disso, em diversos países do mundo, a implantação desses sistemas é incentivada por políticas públicas de incentivo a fontes renováveis e aumento da sustentabilidade da matriz energética, com linhas de financiamentos exclusivas e incentivos de redução de impostos, que podem contribuir para uma diminuição ainda maior dos valores de investimento necessários para instalação dos sistemas.

Outros incentivos, como os créditos de carbono do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, podem privilegiar sistemas de energias renováveis em substituição aos combustíveis fósseis, como os utilizados nas termelétricas existentes no Brasil e que são ativadas em momentos de déficit hídrico. Ainda, nas estações de tratamento de esgoto, a queima do biogás em seu aproveitamento energético propicia uma diminuição do poder de efeito estufa desse gás, já que o metano presente no biogás tem um potencial de efeito estufa no mínimo 21 vezes superior ao do gás carbônico. Dessa forma, contribui-se para a diminuição da emissão de GEE no setor de saneamento.

De forma a melhor avaliar a viabilidade da instalação desse tipo de sistema híbrido com o uso de biogás no Rio Grande do Sul, sugere-se como trabalho futuro o estudo de outras ETEs de portes diferentes que utilizam o tratamento do tipo UASB, em áreas com índices diferentes de insolação e de velocidade do vento. Ainda, sugere-se a análise da viabilidade de uso no sistema híbrido não somente do biogás gerado na degradação anaeróbia do esgoto, mas também a inclusão da digestão anaeróbia dos lodos, o que permitiria o uso desses sistemas híbridos em ETEs que utilizam tratamento aeróbio com lodos ativados, que são grandes consumidores de energia elétrica para uso de seus aeradores.

Dessa maneira, espera-se contribuir para o aumento do uso de energias renováveis no setor de saneamento, com diminuição dos gastos com energia elétrica, e expansão dos sistemas de saneamento no Brasil, de forma a atingir a universalização.

7. Referências

ALEXANDER, S.; HARRIS, P.; MCCABE, B. K. Biogas in the suburbs: An untapped source of clean energy? **Journal of Cleaner Production**, v. 215, p. 1025–1035, 2019.

ALOTAIBI, D. M. *et al.* Smart energy solution for an optimised sustainable hospital in the green city of NEOM. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 35, p. 32–40, 2019.

AMUTHA, W. M.; RAJINI, V. Cost benefit and technical analysis of rural electrification alternatives in southern India using HOMER. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 236–246, 2016.

ANA. **Atlas Esgotos: Despoluição de Bacias Hidrográficas**. Brasília: ANA, 2017.

ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. 2015a. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 30 set. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 20 dez. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF, 2015b. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 20 dez. 2019.

ANP. **Resolução ANP nº 50 de 23 de dezembro de 2013**. Regulamenta as especificações do óleo diesel de uso rodoviário, contidas no Regulamento Técnico ANP nº 4/2013, e as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos diversos agentes econômicos que comercializam o produto em todo o território nacional. Brasília, DF. 2013. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=263587>>. Acesso em 25 jul. 2021.

ANP. **Série histórica do levantamento de preços**. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-revenda-e-de-distribuicao-combustiveis/serie-historica-do-levantamento-de-precos>>. Acesso em: 23 out. 2021.

ANSONG, M.; MENSAH, L. D.; ADARAMOLA, M. S. Techno-economic analysis of a hybrid system to power a mine in an off-grid area in Ghana. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 23, p. 48–56, 2017.

ARIAE, A. R. *et al.* Simulation of biogas utilization effect on the economic efficiency and greenhouse gas emission: A case study in Isfahan, Iran. **International Journal of Renewable Energy Development**, v. 8, n. 2, p. 149–160, 2019.

BAHRAMARA, S.; MOGHADDAM, M. P.; HAGHIFAM, M. R. Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 609–620, 2016.

BANESHI, M.; HADIANFARD, F. Techno-economic feasibility of hybrid diesel/PV/wind/battery electricity generation systems for non-residential large electricity consumers under southern Iran climate conditions. **Energy Conversion and Management**, v. 127, p. 233–244, 2016.

BANJA, M. *et al.* Support for biogas in the EU electricity sector – A comparative analysis. **Biomass and Bioenergy**, v. 128, 2019.

BARRAGÁN-ESCANDÓN, A. *et al.* Assessment of power generation using biogas from landfills in an equatorial tropical context. **Sustainability (Switzerland)**, v. 12, n. 7, p. 1–18, 2020.

BARRETO, E. J. F.; PINHO, J. T. (Coord.) **Sistemas Híbridos - Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1a.ed. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2008.

BELUCO, A. *et al.* Dataset after seven years simulating hybrid energy systems with Homer Legacy. **Data Science Journal**, v. 19, n. 14, p. 1–8, 2020.

BHATT, A.; SHARMA, M. P.; SAINI, R. P. Feasibility and sensitivity analysis of an off-grid micro hydro-photovoltaic-biomass and biogas-diesel-battery hybrid energy system for a remote area in Uttarakhand state, India. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 61, p. 53–69, 2016.

BILOTTA, P.; ROSS, B. Z. L. Estimativa de geração de energia e emissão evitada de gás de efeito estufa na recuperação de biogás produzido em estação de tratamento de esgotos. **Engenharia Sanitaria e Ambiental**, v. 21, n. 2, p. 275–282, 2016.

BORGES NETO, M. R. *et al.* Biogas/photovoltaic hybrid power system for decentralized energy supply of rural areas. **Energy Policy**, v. 38, n. 8, p. 4497–4506, 2010.

BRANDONI, C.; BOŠNJAKOVIĆ, B. HOMER analysis of the water and renewable energy nexus for water-stressed urban areas in Sub-Saharan Africa. **Journal of Cleaner Production**, v. 155, p. 105–118, 2017.

BRASIL. **Diagnóstico de Serviços de Água e Esgoto 2010**. Brasília, DF: MCIDADES/SNSA, 2012.

BRASIL. **Diagnóstico de Serviços de Água e Esgoto 2015**. Brasília, DF: MCIDADES/SNSA, 2018.

BRASIL. **Diagnóstico Temático Serviços de Água e Esgoto - Visão Geral**. Brasília, DF: SNS/MDR, 2021.

BRASIL. **Guia técnico de aproveitamento energético de biogás em estações de tratamento de esgoto**. 1a. ed. Brasília, DF: Ministério das Cidades, 2015.

BRASIL. **Lei nº 11.445, de 5 de janeiro de 2007**. Estabelece as diretrizes nacionais para o saneamento básico; cria o Comitê Interministerial de Saneamento Básico. Brasília, DF, 2007. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/lei/11445.htm>. Acesso em: 12 fev. 2020.

BURTON, F. L. **Water and wastewater industries: characteristics and energy management opportunities**. Saint Louis, EUA: MWW, 1996.

BURTON, T. *et al.* **Wind Energy Handbook**. 2nd. ed. West Sussex, Reino Unido: John Wiley & Sons, 2011.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. A comparative study of a wind hydro hybrid system with water storage capacity: Conventional reservoir or pumped storage plant? **Journal of Energy Storage**, v. 4, p. 96–105, 2015.

CAPODAGLIO, A. G.; OLSSON, G. Energy issues in sustainable urban wastewater management: Use, demand reduction and recovery in the urban water cycle. **Sustainability (Switzerland)**, v. 12, n. 1, 2020.

CASTELLANOS, J. G. *et al.* Modelling an off-grid integrated renewable energy system for rural electrification in India using photovoltaics and anaerobic digestion. **Renewable Energy**, v. 74, p. 390–398, 2015.

CETESB. **Biogás: pesquisas e projetos no Brasil**. São Paulo: SMA, 2006. 184 p.

CHAUHAN, A.; SAINI, R. P. Renewable energy based off-grid rural electrification in Uttarakhand state of India: Technology options, modelling method, barriers and recommendations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 51, p. 662–681, 2015.

CHEN, C. *et al.* Challenges in biogas production from anaerobic membrane bioreactors. **Renewable Energy**, v. 98, p. 120–134, 2016.

CHEN, Y. *et al.* Household biogas CDM project development in rural China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 184–191, 2017.

CHERNICHARO, C. A. L. *et al.* Anaerobic sewage treatment: state of the art,

constraints and challenges. **Reviews in Environmental Science and Biotechnology**, v. 14, n. 4, p. 649–679, 2015.

CHERNICHARO, C. A. L. *et al.* Panorama do tratamento de esgoto sanitário nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil: tecnologias mais empregadas. **Revista DAE**, n. 213, v. 66, p. 5-19, 2018.

CHONG, S.; SEN, T. S.; KAYAALP, A.; ANG, H. M. The performance enhancements of upflow anaerobic sludge blanket (UASB) reactors for domestic sludge treatment e A State-of-the-art review. **Water Research**, v. 46, p. 3434-3470, 2012.

COMPANHIA RIOGRANDENSE DE VALORIZAÇÃO DE RESÍDUOS. **Central de Resíduos do Recreio**. 2020. Disponível em: <<http://crvr.com.br/area-de-atuacao/central-de-residuos-do-recreio/>>. Acesso em: 22 jan. 2020.

COPASA. **ETE Sustentável**. [s. d.] Disponível em: <<http://www.copasa.com.br/wps/portal/internet/esgotamento-sanitario/valorizacao-do-esgoto/conteudos/ete-sustentavel>>. Acesso em: 6 fev. 2020.

CPFL ENERGIA. **Taxas e Tarifas**. 2021. Disponível em: <<https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/#/taxas-tarifas>>. Acesso em: 3 nov. 2021.

DAELMAN, M. R. J. *et al.* Methane emission during municipal wastewater treatment. **Water Research**, v. 46, n. 11, p. 3657–3670, 2012.

DARONCO, G.; BELUCO, A. A wind PV hybrid system for power supply of a sewage treatment plant in a small town in southern Brazil. *In: Sewage treatment plants: economic evaluation of innovative technologies for energy efficiency*. Londres, Reino Unido: IWA Publishing, 2015. p. 341–355.

DAS, B. K. *et al.* A techno-economic feasibility of a stand-alone hybrid power generation for remote area application in Bangladesh. **Energy**, v. 134, p. 775–788, 2017.

DAS, B. K.; AL-ABDELI, Y. M.; WOOLRIDGE, M. Effects of battery technology and load scalability on stand-alone PV/ICE hybrid micro-grid system performance. **Energy**, v. 168, p. 57–69, 2019.

DAS, H. S. *et al.* Feasibility analysis of hybrid fotovoltaic/battery/fuel cell energy system for an indigenous residence in East Malaysia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, p. 1332–1347, 2017.

DAS, M.; SINGH, M. A. K.; BISWAS, A. Techno-economic optimization of an off-grid hybrid renewable energy system using metaheuristic optimization approaches – Case of a radio transmitter station in India. **Energy Conversion and Management**, v. 185, p. 339–352, 2019.

DENG, L. *et al.* Application and development of biogas technology for the treatment of waste in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, p. 845–851, 2017.

DI FRAIA, S. *et al.* An integrated system for sewage sludge drying through solar energy and a combined heat and power unit fuelled by biogas. **Energy Conversion and Management**, v. 171, p. 587–603, 2018.

DIVYA, K. C.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems-An overview. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 4, p. 511–520, 2009.

DOLAN, S. L.; HEATH, G. A. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Utility-Scale Wind Power Systematic Review and Harmonization. **Journal of Industrial Ecology**, v. 16, 2012.

ECOSYSTEM MARKETPLACE. **State of the Voluntary Carbon Markets 2021**. 2021. Disponível em: <<https://www.ecosystemmarketplace.com/publications/state-of-the-voluntary-carbon-markets-2021/>>. Acesso em: 30 nov. 2021.

EMBASA. **Iniciada geração de energia na ETE Jacuípe II**. 2016. Disponível em: <http://www.embasa.ba.gov.br/images/documents/1084/jornal_da_embasa_10out2016_ed255_arte_web_bx.pdf>. Acesso em: 18 mar. 2020.

ENERMAC. **Grupo Gerador Biogás**. 2021. Disponível em: <<https://enermac.com.br/grupo-gerador-biogas>>. Acesso em: 8 jun. 2021.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2019: Ano Base 2018**. Rio de Janeiro: EPE, 2019.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2021: Ano base 2020**. Rio de Janeiro: EPE, 2021.

EPE. **Nota Técnica PR 07/18: Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050. Série: Estudos de Longo Prazo**. Rio de Janeiro: EPE, 2018.

GOEL, S.; SHARMA, R. Feasibility study of hybrid energy system for off-grid rural water supply and sanitation system in Odisha, India. **International Journal of Ambient Energy**, v. 37, n. 3, p. 314–320, 2014.

GOOGLE EARTH. **Google Earth Pro**. Versão 7.3.3.7699. 2020. Disponível em: <<https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>>. Acesso em: 15 set. 2020.

GU, Y. *et al.* The feasibility and challenges of energy self-sufficient wastewater treatment plants. **Applied Energy**, v. 204, p. 1463–1475, 2017.

GUPTA, A.; SAINI, R. P.; SHARMA, M. P. Steady-state modelling of hybrid energy system for off grid electrification of cluster of villages. **Renewable Energy**, v. 35, n. 2, p. 520–535, 2010.

HAFEZ, O.; BHATTACHARYA, K. Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids. **Renewable Energy**, v. 45, p. 7–15, 2012.

HALABI, L. M. *et al.* Performance analysis of hybrid PV/diesel/battery system using HOMER: A case study Sabah, Malaysia. **Energy Conversion and Management**, v. 144, p. 322–339, 2017.

HALABY, A.; GHONEIM, W.; HELAL, A. Sensitivity analysis and comparative studies for energy sustainability in sewage treatment. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 19, p. 42–50, 2017.

HELAL, A.; GHONEIM, W.; HALABY, A. Feasibility Study for Self-Sustained Wastewater Treatment Plants—Using Biogas CHP Fuel Cell, Micro-Turbine, PV and Wind Turbine Systems. **Smart Grid and Renewable Energy**, v. 04, n. 02, p. 227–235, 2013.

HO, S. W.; CHEUNG, K. K.; FUNG, W. C. Sustainable wastewater treatment - Ways to achieve energy neutrality. **HKIE Transactions Hong Kong Institution of Engineers**, v. 21, n. 4, p. 240–252, 2014.

HOLM-NIELSEN, J. B.; AL SEADI, T.; OLESKOWICZ-POPIEL, P. The future of anaerobic digestion and biogas utilization. **Bioresource Technology**, v. 100, n. 22, p. 5478–5484, 2009.

HOSSEINI, S. E. Design and analysis of renewable hydrogen production from biogas by integrating a gas turbine system and a solid oxide steam electrolyzer. **Energy Conversion and Management**, v. 211, 2020.

IBGE. **IBGE Cidades - Santo Ângelo**. 2019. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/rs/santo-angelo/panorama>>. Acesso em: 15 jun. 2020.

IPEA. **Taxa de câmbio comercial para venda: real (R\$) / dólar americano (US\$) - média**. 2021. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=31924>>. Acesso em: 10 fev. 2021.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2019**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020.

JAHANGIR, M. H.; CHERAGHI, R. Economic and environmental assessment of solar-wind-biomass hybrid renewable energy system supplying rural settlement load. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 42, 2020.

JAVED, M. S.; SONG, A.; MA, T. Techno-economic assessment of a stand-alone hybrid solar-wind-battery system for a remote island using genetic algorithm. **Energy**, v. 176, p. 704–717, 2019.

JOHANNSEN, R. M.; ØSTERGAARD, P. A.; HANLIN, R. Hybrid photovoltaic and

wind mini-grids in Kenya: Techno-economic assessment and barriers to diffusion. **Energy for Sustainable Development**, v. 54, p. 111–126, 2020.

JUMARE, I. A.; BHANDARI, R.; ZERGA, A. Assessment of a decentralized grid-connected photovoltaic (PV) / wind / biogas hybrid power system in northern Nigeria. **Energy, Sustainability and Society**, v. 10, n. 1, p. 1–25, 2020.

KALINCI, Y.; HEPBASLI, A.; DINCER, I. Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid renewable energy system with hydrogen production and storage options. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 40, p. 7652–7664, 2015.

KARMAKER, A. K. *et al.* Feasibility assessment & design of hybrid renewable energy based electric vehicle charging station in Bangladesh. **Sustainable Cities and Society**, v. 39, p. 189–202, 2018.

KASAEIAN, A. *et al.* Optimal design and technical analysis of a grid-connected hybrid photovoltaic/diesel/biogas under different economic conditions: A case study. **Energy Conversion and Management**, v. 198, 2019.

KHAN, E. U.; MARTIN, A. R. Optimization of hybrid renewable energy polygeneration system with membrane distillation for rural households in Bangladesh. **Energy**, v. 93, p. 1116–1127, 2015.

KHAN, I. U. *et al.* Biogas as a renewable energy fuel – A review of biogas upgrading, utilisation and storage. **Energy Conversion and Management**, v. 150, p. 277–294, 2017.

KHAN, M. R. B. *et al.* Optimal combination of solar, wind, micro-hydro and diesel systems based on actual seasonal load profiles for a resort island in the South China Sea. **Energy**, v. 82, p. 80–97, 2015.

KORBERG, A. D.; SKOV, I. R.; MATHIESEN, B. V. The role of biogas and biogas-derived fuels in a 100% renewable energy system in Denmark. **Energy**, v. 199, 2020.

KRAUSEN, E.; MERTIG, D. Sewage plant powered by combination of photovoltaic, wind and biogas on the island of Fehmarn, Germany. **Renewable Energy**, v. 1, n. 5, p. 745–748, 1991.

LAMBERT, T.; GILMAN, P.; LILIENTHAL, P. Micropower system modeling with HOMER. *In*: FARRET, F. A.; SIMÕES, M. G. (org.). **Integration of Alternative Sources of Energy**. West Sussex, Reino Unido: John Wiley & Sons, 2006. p. 379–418.

LAUER, M.; LEPRICH, U.; THRÄN, D. Economic assessment of flexible power generation from biogas plants in Germany's future electricity system. **Renewable Energy**, v. 146, p. 1471–1485, 2020.

LI, C. *et al.* Techno-economic performance study of stand-alone wind/diesel/battery

hybrid system with different battery technologies in the cold region of China. **Energy**, v. 192, 2020.

LI, J.; LIU, P.; LI, Z. Optimal design and techno-economic analysis of a solar-wind-biomass off-grid hybrid power system for remote rural electrification: A case study of west China. **Energy**, v. 208, 2020.

LLERENA-PIZARRO, O. R. *et al.* Electricity sector in the Galapagos Islands: Current status, renewable sources, and hybrid power generation system proposal. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 108, p. 65–75, 2019.

LOBATO, L. C. S. **Aproveitamento energético de biogás gerado em reatores UASB tratando esgoto doméstico**. 184 f. 2011. - Tese (Doutorado em Saneamento, Meio Ambiente e Recursos Hídricos). Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2011.

MAISANAM, A. K. S. *et al.* Site-specific tailoring of an optimal design of renewable energy system for remote water supply station in Silchar, India. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 36, 2019.

MANDAL, S. *et al.* Prospect of solar-PV/biogas/diesel generator hybrid energy system of an off-grid area in Bangladesh. **AIP Conference Proceedings**, v. 1919, 2017.

MANESH, M. H. K.; REZAZADEH, A.; KABIRI, S. A feasibility study on the potential, economic, and environmental advantages of biogas production from poultry manure in Iran. **Renewable Energy**, v. 159, p. 87–106, 2020.

MASTERS, G. M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. Hoboken, New Jersey, EUA: John Wiley & Sons, 2004.

MCCARTY, P. L.; BAE, J.; KIM, J. Domestic wastewater treatment as a net energy producer - Can this be achieved? **Environmental Science and Technology**, v. 45, n. 17, p. 7100–7106, 2011.

METCALF; EDDY. **Tratamento de efluentes e recuperação de recursos**. 5a. ed. São Paulo: AMGH, 2016.

MIAO, C. *et al.* Technoeconomic analysis on a hybrid power system for the uk household using renewable energy: A case study. **Energies**, v. 13, n. 12, 2020.

MISHRA, S.; PANIGRAHI, C. K.; KOTHARI, D. P. Design and simulation of a solar–wind–biogas hybrid system architecture using HOMER in India. **International Journal of Ambient Energy**, v. 37, n. 2, p. 184–191, 2016.

MONTGOMERY, M. A.; ELIMELECH, M. Water and sanitation in developing countries: including health in the equation. **Environmental Science and Technology**, 2007.

MORAES, B. S. *et al.* Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane biorefineries in Brazil from energy, environmental, and economic perspectives: Profit or expense? **Applied Energy**, v. 113, p. 825–835, 2014.

MORATO, M. M. *et al.* Future Hybrid Local Energy Generation Paradigm for the Brazilian Sugarcane Industry Scenario. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 101, p. 139–150, 2018.

MORGAN JR., H. M. *et al.* A techno-economic evaluation of anaerobic biogas producing systems in developing countries. **Bioresource Technology**, v. 250, p. 910–921, 2018.

MOUSAVI, S. A. *et al.* Decision-making between renewable energy configurations and grid extension to simultaneously supply electrical power and fresh water in remote villages for five different climate zones. **Journal of Cleaner Production**, v. 279, 2021.

MUDASSER, M.; YIRIDOE, E. K.; CORSCADDEN, K. Cost-benefit analysis of grid-connected wind-biogas hybrid energy production, by turbine capacity and site. **Renewable Energy**, v. 80, p. 573–582, 2015.

MUDGAL, V.; REDDY, K. S.; MALLICK, T. K. Techno-economic analysis of standalone solar photovoltaic-wind-biogas hybrid renewable energy system for community energy requirement. **Future Cities and Environment**, v. 5, n. 11, p. 1–16, 2019.

MUH, E.; TABET, F. Comparative analysis of hybrid renewable energy systems for off-grid applications in Southern Cameroons. **Renewable Energy**, v. 135, p. 41–54, 2019.

NAG, A. K.; SARKAR, S. Modeling of hybrid energy system for futuristic energy demand of an Indian rural area and their optimal and sensitivity analysis. **Renewable Energy**, v. 118, p. 477–488, 2018.

NASA. **The POWER Project**. [s. d.] Disponível em: <<https://power.larc.nasa.gov/#resources>>. Acesso em: 20 jun. 2020.

NEOSOLAR ENERGIA. **Loja**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/>>. Acesso em: 10 out. 2020.

NEVZOROVA, T.; KUTCHEROV, V. Barriers to the wider implementation of biogas as a source of energy: A state-of-the-art review. **Energy Strategy Reviews**, v. 26, p. 100414, 2019.

NFAH, E. M.; NGUNDAM, J. M. Feasibility of pico-hydro and photovoltaic hybrid power systems for remote villages in Cameroon. **Renewable Energy**, v. 34, n. 6, p. 1445–1450, 2009.

NOYOLA, A. *et al.* Typology of Municipal Wastewater Treatment Technologies in

Latin America. **Clean - Soil, Air, Water**, v. 40, n. 9, p. 926–932, 2012.

PANEPINTO, D. *et al.* Evaluation of the energy efficiency of a large wastewater treatment plant in Italy. **Applied Energy**, v. 161, p. 404–411, 2016.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2a. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

PICARDO, A. *et al.* District heating based on biogas from wastewater treatment plant. **Energy**, v. 180, p. 649–664, 2019.

PIN, B. V. da R. *et al.* Energetic use of biogas from the anaerobic digestion of coffee wastewater in southern Minas Gerais, Brazil. **Renewable Energy**, v. 146, p. 2084–2094, 2020.

PÖSCHL, M.; WARD, S.; OWENDE, P. Evaluation of energy efficiency of various biogas production and utilization pathways. **Applied Energy**, v. 87, n. 11, p. 3305–3321, 2010.

POSOM, J.; SIRISOMBOON, P. Evaluation of lower heating value and elemental composition of bamboo using near infrared spectroscopy. **Energy**, v. 121, p. 147–158, 2017.

PREFEITURA MUNICIPAL DE SANTO ÂNGELO. **História**. 2014. Disponível em: <<https://pmsantoangelo.abase.com.br/site/conteudos/232-historia>>. Acesso em: 7 jan. 2021.

RAHMAN, M. M. *et al.* Hybrid application of biogas and solar resources to fulfill household energy needs: A potentially viable option in rural areas of developing countries. **Renewable Energy**, v. 68, p. 35–45, 2014.

RASAPOOR, M. *et al.* Recognizing the challenges of anaerobic digestion: Critical steps toward improving biogas generation. **Fuel**, v. 261, 2020.

RIO GRANDE DO SUL. **Atlas Eólico: Rio Grande do Sul**. Porto Alegre, RS: Secretaria de Desenvolvimento e Promoção do Investimento, 2014.

ROJAS, J.; ZHELEV, T. Energy efficiency optimisation of wastewater treatment: Study of ATAD. **Computers and Chemical Engineering**, v. 38, p. 52–63, 2012.

ROSA, A. P. *et al.* Potencial energético e alternativas para o aproveitamento do biogás e lodo de reatores UASB: Estudo de caso Estação de tratamento de efluentes Laboreaux (Itabira). **Engenharia Sanitaria e Ambiental**, v. 21, n. 2, p. 315–328, 2016.

SALOMON, K. R.; LORA, E. E. S. Estimate of the electric energy generating potential for different sources of biogas in Brazil. **Biomass and Bioenergy**, v. 33, n. 9, p. 1101–1107, 2009.

SANEPAR. **ETEs sustentáveis são destaque em evento sobre Biogás**. 2018. Disponível em: <<http://site.sanepar.com.br/noticias/etes-sustentaveis-sao-destaque-em->

evento-sobre-biogas>. Acesso em: 20 mar. 2020.

SANEPAR. **Software ProBio 1.0**. 2015. Disponível em: <<http://site.sanepar.com.br/probio/probio.zip>>. Acesso em 05 ago. 2019.

SANTOS, I. F. S. dos *et al.* Combined use of biogas from sanitary landfill and wastewater treatment plants for distributed energy generation in Brazil. **Resources, Conservation and Recycling**, v. 136, p. 376–388, 2018.

SANTOS, I. F. S. dos *et al.* Economic and CO₂ avoided emissions analysis of WWTP biogas recovery and its use in a small power plant in Brazil. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 17, p. 77–84, 2016.

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, 2016.

SARKER, S. A. *et al.* Economic feasibility and determinants of biogas technology adoption: Evidence from Bangladesh. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 123, 2020.

SAUER, D. U. Electrochemical Storage for Photovoltaics. *In*: LUQUE, A.; STEVEN HEGEDUS (org.). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2nd. ed. West Sussex, Reino Unido: John Wiley & Sons, 2011.

SCARLAT, N.; DALLEMAND, J.; FAHL, F. Biogas: Developments and perspectives in Europe. **Renewable Energy**, v. 129, p. 457–472, 2018.

SEN, R.; BHATTACHARYYA, S. C. Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER. **Renewable Energy**, v. 62, p. 388–398, 2014.

SHARMA, R.; GOEL, S. Stand-alone hybrid energy system for sustainable development in rural India. **Environment, Development and Sustainability**, v. 18, n. 6, p. 1601–1614, 2016.

SHEN, Y. *et al.* An overview of biogas production and utilization at full-scale wastewater treatment plants (WWTPs) in the United States: Challenges and opportunities towards energy-neutral WWTPs. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 50, p. 346–362, 2015.

SHEZAN, S. A. *et al.* Performance analysis of an off-grid wind-PV (photovoltaic)-diesel-battery hybrid energy system feasible for remote areas. **Journal of Cleaner Production**, v. 125, p. 121–132, 2016.

SHON, H. K.; VIGNESWARAN, S.; SNYDER, S. A. Effluent organic matter (EfOM)

in wastewater: constituents, effects, and treatment. **Critical Reviews in Environmental Science and Technology**, v. 36, n. 4, p. 327–374, 2006.

SIGARCHIAN, S. G. *et al.* Feasibility study of using a biogas engine as backup in a decentralized hybrid (PV/wind/battery) power generation system - Case study Kenya. **Energy**, v. 90, p. 1830–1841, 2015.

SILVA, L. M. R. **Dimensionamento de sistema híbrido de energias renováveis para geração de energia elétrica em estação elevatória de esgoto**. 2018. - Trabalho de Conclusão de Curso. Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

SINHA, S.; CHANDEL, S. S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 32, p. 192–205, 2014.

SOUZA, M. E.; FUZARO, G.; POLEGATO, A. R. Thermophilic anaerobic digestion of vinasse in pilot plant UASB reactor. **Water Science and Technology**, v. 25, n. 7, p. 213–222, 1992.

STRAZZABOSCO, A.; KENWAY, S. J.; LANT, P. A. Quantification of renewable electricity generation in the Australian water industry. **Journal of Cleaner Production**, v. 254, 2020.

STRAZZABOSCO, A.; KENWAY, S. J.; LANT, P. A. Solar PV adoption in wastewater treatment plants: A review of practice in California. **Journal of Environmental Management**, v. 248, 2019.

SURESH, V.; MURALIDHAR, M.; KIRANMAYI, R. Modelling and optimization of an off-grid hybrid renewable energy system for electrification in a rural areas. **Energy Reports**, v. 6, p. 594–604, 2020.

SWEDISH GAS TECHNOLOGY CENTRE. **Basic data on biogas**. 2nd. ed. Malmö, Suécia: SGC, 2012.

TAHA, M.; AL-SA'ED, R. Potential application of renewable energy sources at urban wastewater treatment facilities in Palestine – three case studies. **Desalination and Water Treatment**, v. 94, p. 64–71, 2017.

TEFERRA, D. M. Potential and feasibility study of standalone solar PV/wind/biogas and biodiesel hybrid electric supply system in Ethiopia. **International Journal of Energy Technology and Policy**, v. 13, n. 4, p. 368–377, 2017.

TEZER, T.; YAMAN, R.; YAMAN, G. Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 73, p. 840–853, 2017.

TIWARY, A.; SPASOVA, S.; WILLIAMS, I. D. A community-scale hybrid energy system integrating biomass for localised solid waste and renewable energy solution: Evaluations in UK and Bulgaria. **Renewable Energy**, v. 139, p. 960–967, 2019.

TOLMASQUIN, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

TSAGARAKIS, K. P. Optimal number of energy generators for biogas utilization in wastewater treatment facility. **Energy Conversion and Management**, v. 48, n. 10, p. 2694–2698, 2007.

TUCHO, G. T.; NONHEBEL, S. Alternative energy supply system to a rural village in Ethiopia. **Energy, Sustainability and Society**, v. 7, n. 1, 2017.

TWIDELL, J.; WEIR, T. **Renewable Energy Resources**. 2nd.ed. Nova York, EUA: Taylor & Francis, 2006.

UFRGS. **Plano Municipal de Saneamento Básico de Santo Ângelo, RS: Volume I: Diagnóstico do Saneamento Básico**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto de Pesquisas Hidráulicas. Porto Alegre: UFRGS, 2011.

UPADHYAY, S.; SHARMA, M. P. Development of hybrid energy system with cycle charging strategy using particle swarm optimization for a remote area in India. **Renewable Energy**, v. 77, p. 586–598, 2015.

VENDOTI, S.; MURALIDHAR, M.; KIRANMAYI, R. Techno-economic analysis of off-grid solar/wind/biogas/biomass/fuel cell/battery system for electrification in a cluster of villages by HOMER software. **Environment, Development and Sustainability**, 2020.

VENKATESH, G.; ELMI, R. A. Economic-environmental analysis of handling biogas from sewage sludge digesters in WWTPs (wastewater treatment plants) for energy recovery: Case study of Bekkelaget WWTP in Oslo (Norway). **Energy**, v. 58, p. 220–235, 2013.

VIEIRA, J. de C. S.; CARPIO, L. G. T. The economic impact on residential fees associated with the expansion of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. **Renewable Energy**, v. 159, p. 1084–1098, 2020.

VÖGELI, Y. *et al.* **Anaerobic Digestion of Biowaste in Developing Countries: Practical Information and Case Studies**. Dübendorf, Switzerland: Eawag – Swiss Federal Institute of Aquatic Science and Technology, 2014.

WAGNER, H.-J.; MATHUR, J. **Introduction to Wind Energy Systems: Basics, Technology and Operation**. 2nd. ed. Heidelberg, Alemanha: Springer, 2013.

WEILAND, P. Biogas production: current state and perspectives. **Appl Microbiol Biotechnol**, v. 85, p. 849–860, 2010.

YIMEN, N. *et al.* Analyzing of a Photovoltaic/Wind/Biogas/Pumped- Hydro Off-Grid Hybrid System for Rural Electrification in Sub-Saharan Africa—Case Study of Djoundé in Northern Cameroon. **Energies**, v. 11, 2018.