

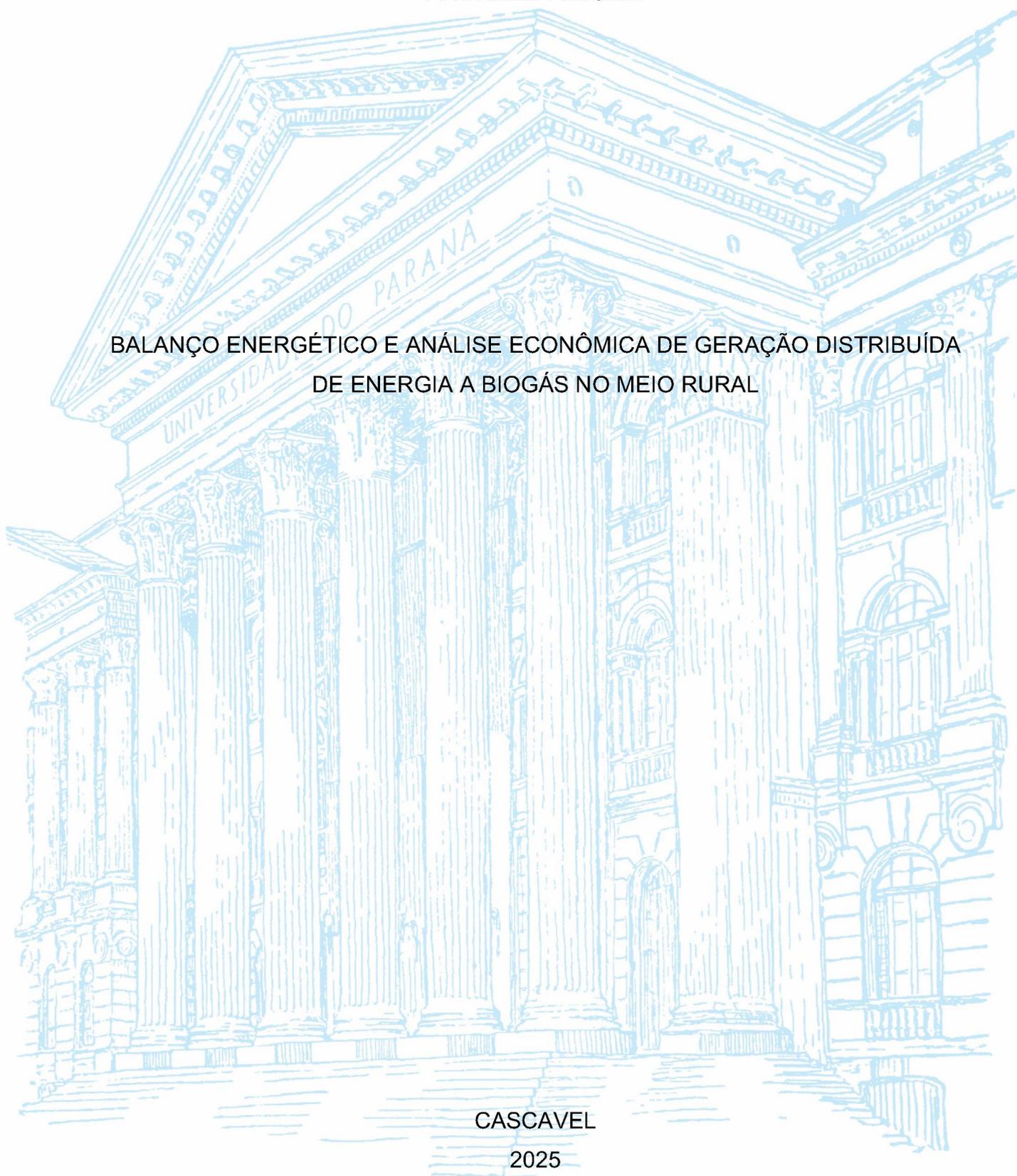
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ANDRIELE RIMOLDI

BALANÇO ENERGÉTICO E ANÁLISE ECONÔMICA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
DE ENERGIA A BIOGÁS NO MEIO RURAL

CASCADEL

2025



ANDRIELE RIMOLDI

BALANÇO ENERGÉTICO E ANÁLISE ECONÔMICA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
DE ENERGIA A BIOGÁS NO MEIO RURAL

Tese apresentada ao curso de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia Ambiental, Setor de Palotina, Universidade Federal do Paraná e Universidade Estadual do Oeste do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Doutora em Engenharia e Tecnologia Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza

CASCADEL

2025

Universidade Federal do Paraná. Sistemas de Bibliotecas.
Biblioteca UFPR Palotina.

R577 Rimoldi, Andriele
Balanço energético e análise econômica de geração distribuída
de energia a biogás no meio rural / Andriele Rimoldi.
– Cascavel, PR, 2025.

Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Paraná,
Setor Palotina, PR e Universidade Estadual do Oeste do
Paraná, Programa de Pós-Graduação em Engenharia
e Tecnologia Ambiental.

Orientador: Samuel Nelson Melegari de Souza.

1. Balanço energético. 2. Biogás. 3. Resíduos agropecuários.
I. Souza, Samuel Nelson Melegari de. II. Universidade Federal
do Paraná. III. Universidade Estadual do Oeste do Paraná.
IV. Título.

CDU 502



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR PALOTINA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA E
TECNOLOGIA AMBIENTAL - 40001016173P5

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA E TECNOLOGIA AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da tese de Doutorado de **ANDRIELE RIMOLDI**, intitulada: **Balanco Energético e Análise Econômica de Geração Distribuída de Energia a Biogás no Meio Rural.**, sob orientação do Prof. Dr. SAMUEL NELSON MELEGARI DE SOUZA, que após terem inquirido a aluna e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de doutora está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Palotina, 24 de Fevereiro de 2025.

Assinatura Eletrônica

07/03/2025 15:02:49.0

SAMUEL NELSON MELEGARI DE SOUZA

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

10/03/2025 09:34:48.0

RALPHO RINALDO DOS REIS

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO
PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

10/03/2025 17:14:45.0

YURI FERRUZI

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO
PARANÁ - CAMPUS MEDIANEIRA)

Assinatura Eletrônica

11/03/2025 15:31:38.0

LAERCIO MANTOVANI FRARE

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO
PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

10/03/2025 14:20:20.0

DOGLAS BASSEGIO

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO
PARANÁ)

Ao meu filho, minha maior inspiração, que dá sentido aos meus sonhos e força às minhas conquistas.

AGRADECIMENTOS

Escrever esta tese foi um grande desafio, mas tão difícil quanto foi encontrar palavras à altura para expressar minha gratidão a todos que fizeram parte da minha trajetória acadêmica até aqui.

Agradeço, em primeiro lugar, aos meus pais, Iolanda Bartoski Rimoldi e Isair Rimoldi, exemplos de trabalho, dedicação e honestidade. Vocês me ensinaram o valor dos sonhos e, mesmo sem terem tido a oportunidade de concluir seus estudos, sempre acreditaram no meu potencial, me apoiaram em cada passo e sonharam junto comigo.

Ao meu orientador, Samuel Nelson Melegari de Souza, sou profundamente grata pela paciência, pelo conhecimento compartilhado e pelos “empurrões” nos momentos em que precisei. Foi uma honra e um privilégio aprender contigo ao longo do mestrado e do doutorado.

À Unioeste, ao corpo docente e aos funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia Ambiental, agradeço pela ajuda, pela disponibilidade e pela excelência no ensino que contribuíram diretamente para minha formação.

Aos membros da banca de defesa, registro minha gratidão pelo tempo dedicado, pelas contribuições valiosas e pela generosidade em compartilhar seus conhecimentos, que enriqueceram ainda mais este trabalho.

Aos produtores rurais que colaboraram com dados e materiais essenciais para o desenvolvimento da pesquisa, meu muito obrigado pela disposição em contribuir com este projeto.

Às professoras Thalita Grando Rauen e Elisete Guimarães, que me abriram as portas do mundo científico ainda na graduação, despertando em mim o gosto pela pesquisa que me trouxe até aqui. Agradeço pela inspiração e pela orientação nos primeiros passos da minha jornada acadêmica.

À minha irmã Marciele Rimoldi Mello e às minhas amigas de longa data Maiara Tibola, Dayane Priscila Fernandes, Daniele Faenello e Joseane Bortolini, que estiveram sempre presentes e dispostas a ajudar de todas as formas possíveis. Vocês são as melhores!

À equipe do Deseg e à UTFPR, pela parceria que tornou possível a realização desta formação e contribuiu para minha trajetória profissional.

Ao Tiago Mello, que enxergou em mim um potencial que, às vezes, eu mesma duvidava, e me incentivou em minha jornada acadêmica.

Um agradecimento especial ao meu pequeno Mateus, minha maior motivação e força. Você é o alicerce dos meus sonhos e o motivo pelo qual nunca desisti. Mamãe te ama mais do que tudo!

Ao meu companheiro, Diogo Rafael Dammann, que esteve ao meu lado nos momentos mais difíceis deste último ano. Obrigada por sua paciência, compreensão e por me fazer acreditar, mesmo nas adversidades, que eu era capaz. Amo você!

Por fim, a todos os amigos e familiares que, de alguma forma, contribuíram com palavras de incentivo, gestos de apoio e confiança ao longo deste caminho, meu mais sincero agradecimento. Esta tese é, também, um pouco de cada um de vocês.

“A natureza não faz nada em vão.”

Aristóteles

RESUMO

A geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas tem ganhado crescente relevância, impulsionada pela necessidade de diversificar o fornecimento energético e mitigar os impactos ambientais. Neste contexto, este estudo investigou cinco diferentes arranjos de sistemas de geração de energia elétrica (SGE) em propriedades rurais do Oeste do Paraná, Brasil. Esses sistemas operam no modelo de geração distribuída (GD) e utilizam biogás proveniente da biodigestão de resíduos da suinocultura e da avicultura de postura como matéria-prima. A pesquisa foi estruturada em duas etapas. Na primeira, realizou-se o balanço energético das plantas, com base nas metodologias propostas por Berglund & Börjesson (2006), Havukainen et al. (2014) e Pöschl et al. (2010). Na segunda, analisaram-se os parâmetros econômicos dos sistemas, conforme modelos propostos por Santos et al. (2019), Govender et al. (2019) e Branker et al. (2011), considerando três taxas de juros, de 13% para BNDES Finem – Geração de energia, 8,5% para RenovAgro e 3,5% com subsídio RenovaPR, e cinco diferentes tarifas de energia, variando de R\$ 0,40 a R\$ 0,80. Os resultados revelaram que a planta que possui um reator CSTR (Planta D) apresentou o melhor desempenho energético, com 87% de eficiência no subsistema de biodigestão e 16% no subsistema completo, fator de energia gerada por sólidos voláteis bruto de 2.798 e líquido de 2.319 $\text{kJ.kg}_{\text{sv}}^{-1}$, eficiência de geração de eletricidade bruta de 22% e líquida de 20%, destacando-se tanto na eficiência do biodigestor quanto no motor-gerador. As demais plantas obtiveram eficiências entre 33 e 44% no subsistema biodigestor e entre 4 e 8% no subsistema completo, com com fator de energia gerada por sólidos voláteis bruto entre 693 e 1.250 $\text{kJ.kg}_{\text{sv}}^{-1}$ e líquido entre 484 e 1.131 $\text{kJ.kg}_{\text{sv}}^{-1}$, e eficiências de geração de eletricidade bruta entre 15 e 21% e líquida entre 10 e 19%. Todas as plantas apresentaram 100% de eficiência de energia renovável, com a exceção da planta com reator CSTR, que utiliza óleo diesel no transporte do dejetos de aves e obteve 93%. Em termos de viabilidade econômica, a Planta B, que utiliza um biodigestor de lagoa coberta adaptado num reator *plug flow*, mostrou-se a melhor opção para projetos de menor custo e retorno mais rápido, com um valor presente líquido de R\$ 556.925, taxa interna de retorno de 21% e *payback* de 6 anos e 9 meses, considerando a tarifa e taxa de juros intermediárias (R\$ 0,60 e 8,5%). Por outro lado, a planta com reator CSTR, apesar do investimento inicial elevado, é recomendada para produtores que desejam maximizar a geração de energia em longo prazo, especialmente em cenários de tarifas de energia mais altas. O custo nivelado de energia variou conforme a dimensão e a eficiência de cada sistema, demonstrando competitividade em relação a outras fontes, com destaque para a Planta B, que obteve o menor custo por unidade de energia gerada, com R\$ 0,32 para a taxa de juros de 8,5%. A Planta D atingiu o custo mais alto entre as plantas, com R\$ 0,80, na mesma taxa de juros. Esses resultados podem orientar produtores rurais e outros interessados na escolha do melhor arranjo de geração de energia elétrica, adaptando-o à sua realidade para possíveis replicações.

Palavras-chave: Biogás. Resíduos agropecuários. Energia elétrica. Balanço energético. Viabilidade econômica.

ABSTRACT

The generation of electricity from alternative sources has gained increasing relevance, driven by the need to diversify energy supply and mitigate environmental impacts. In this context, this study investigated five different configurations of electricity generation systems (EGS) in rural properties in western Paraná, Brazil. These systems operate under the distributed generation (DG) model and use biogas from the biodigestion of swine farming and layer poultry farming waste as raw material. The research was structured in two stages. In the first stage, an energy balance of the plants was conducted based on the methodologies proposed by Berglund & Börjesson (2006), Havukainen et al. (2014), and Pöschl et al. (2010). In the second stage, the economic parameters of the systems were analyzed, following models proposed by Santos et al. (2019), Govender et al. (2019), and Branker et al. (2011), considering three interest rates: 13% for BNDES Finem – Energy Generation, 8.5% for RenovAgro, and 3.5% with RenovaPR subsidy, along with five different energy tariffs, ranging from R\$ 0.40 to R\$ 0.80. The results revealed that the plant with a CSTR reactor (Plant D) demonstrated the best energy performance, with 87% efficiency in the biodigestion subsystem and 16% in the complete subsystem, a gross volatile solids energy generation factor of 2,798 kJ.kgsv⁻¹ and a net factor of 2,319 kJ.kgsv⁻¹, a gross electricity generation efficiency of 22%, and a net efficiency of 20%. This plant stood out in both biodigester and engine-generator efficiency. The other plants achieved efficiencies between 33% and 44% in the biodigester subsystem and between 4% and 8% in the complete subsystem, with a gross volatile solids energy generation factor ranging from 693 to 1,250 kJ.kgsv⁻¹ and a net factor between 484 and 1,131 kJ.kgsv⁻¹. Their gross electricity generation efficiencies ranged from 15% to 21%, while net efficiencies were between 10% and 19%. All plants exhibited 100% renewable energy efficiency, except for the plant with a CSTR reactor, which uses diesel fuel for poultry waste transportation and achieved 93%. In terms of economic feasibility, Plant B, which employs a covered lagoon biodigester adapted to a plug-flow reactor, proved to be the best option for lower-cost projects with faster returns, with a net present value of R\$ 556,925, an internal rate of return of 21%, and a payback period of 6 years and 9 months, considering the intermediate tariff and interest rate (R\$ 0.60 and 8.5%). On the other hand, the plant with a CSTR reactor, despite its high initial investment, is recommended for producers aiming to maximize energy generation in the long term, especially in scenarios with higher energy tariffs. The levelized cost of energy varied depending on the size and efficiency of each system, demonstrating competitiveness compared to other sources. Plant B stood out with the lowest cost per unit of generated energy, at R\$ 0.32 for the 8.5% interest rate, whereas Plant D had the highest cost, reaching R\$ 0.80 at the same interest rate. These findings can guide rural producers and other stakeholders in selecting the best electricity generation arrangement, adapting it to their specific reality for potential replications.

Keywords: Biogas. Agricultural waste. Electricity. Energy balance. Economic feasibility.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – FLUXOGRAMA DAS FONTES DE BIOMASSA.....	25
FIGURA 2 – PRINCIPAIS ETAPAS DA CADEIA PRODUTIVA DA CARNE SUÍNA	29
FIGURA 3 – SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE SUÍNOS ADOTADOS NO BRASIL, ETAPAS DE PRODUÇÃO E UNIDADES ESTRATIFICADAS	30
FIGURA 4 – FASES DO SISTEMA PRODUTIVO DE SUÍNOS.....	31
FIGURA 5 – PARTICIPAÇÃO DAS REGIÕES DO BRASIL NA PRODUÇÃO DE CARNE SUÍNA.....	32
FIGURA 6 – SISTEMA CONVENCIONAL PARA ALOJAMENTO DE AVES POEDEIRAS	34
FIGURA 7 – SISTEMA AUTOMATIZADO PARA ALOJAMENTO DE AVES POEDEIRAS	35
FIGURA 8 – ETAPAS BÁSICAS DA DIGESTÃO ANAERÓBIA	40
FIGURA 9 – ESQUEMA DE UM BIODIGESTOR MODELO INDIANO.....	48
FIGURA 10 – ESQUEMA DE BIODIGESTOR MODELO CHINÊS.....	49
FIGURA 11 – ESQUEMA DE BIODIGESTOR MODELO LAGOA COBERTA	50
FIGURA 12 – ESQUEMA DE UM REATOR UASB	51
FIGURA 13 – ESTRUTURA DE UM REATOR TIPO CSTR.....	52
FIGURA 14 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UM REATOR PLUG FLOW	53
FIGURA 15 – EXEMPLO DOS DIFERENTES MODOS DE AGITAÇÃO.....	57
FIGURA 16 – SISTEMAS DE AQUECIMENTO UTILIZADOS NA DIGESTÃO ANAERÓBIA	58
FIGURA 17 – APLICAÇÃO ENERGÉTICA DE PLANTAS DE BIOGÁS.....	63
FIGURA 18 – ETAPAS PARA USO DO DIGESTATO COMO BIOFERTILIZANTE .	65
FIGURA 19 – POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS ATUAL VERSUS POTENCIAL NO SUL DO BRASIL	67
FIGURA 20 – ENERGIA ELÉTRICA PROVENIENTE DO BIOGÁS	68
FIGURA 21 – DESENHO ESQUEMÁTICO DO FUNCIONAMENTO DE UM MOTOR DE COMBUSTÃO INTERNA TIPO CICLO OTTO.....	69
FIGURA 22 – OPÇÕES PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO.....	71

FIGURA 23 – SISTEMA DE PRODUÇÃO/CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA CONECTADA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO	73
FIGURA 24 – FLUXOGRAMA DE UMA PLANTA SGE TÍPICA	79
FIGURA 25 – SUBSISTEMA I COM ENTRADAS E SAÍDAS DE ENERGIA.....	85
FIGURA 26 – SUBSISTEMA II COM ENTRADAS E SAÍDAS DE ENERGIA.....	87

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – BALANÇO DA SUINOCULTURA BRASILEIRA DE 2015 A 2023	33
TABELA 2 – PRODUÇÃO DE DEJETOS SUÍNOS E DE GALINHAS POEDEIRAS	36
TABELA 3 – RESULTADOS DE SÓLIDOS VOLÁTEIS E TOTAIS NO DEJETO SUÍNO E DE AVES OBTIDOS POR DIFERENTES AUTORES.....	37
TABELA 4 – REQUISITOS AMBIENTAIS DOS MICRORGANISMOS ANAERÓBIOS	41
TABELA 5 – FAIXAS DE TEMPERATURA NA DIGESTÃO ANAERÓBIA	42
TABELA 6 – ELEMENTOS QUÍMICOS TÓXICOS NA BIODIGESTÃO ANAERÓBIA	44
TABELA 7 – POTENCIAL DE GERAÇÃO DE BIOGÁS A PARTIR DE DEJETOS ANIMAIS	62
TABELA 8 – CAPACIDADE MÁXIMA DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS PARA DEJETOS DE SUÍNOS E GALINHAS POEDEIRAS, EM RELAÇÃO AOS SÓLIDOS VOLÁTEIS	63
TABELA 9 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS PLANTAS AVALIADAS.....	83
TABELA 10 – VALORES DE REFERÊNCIA PARA VOLUME E SV EM DEJETO SUÍNO E ESTERCO DE GALINHA.....	86
TABELA 11 – VALORES DE REFERÊNCIA PARA POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS EM DEJETO SUÍNO E ESTERCO DE GALINHA.....	86
TABELA 12 – CENÁRIOS DE TARIFA DE ENERGIA	92
TABELA 13 – ESTIMATIVA DA ENERGIA DE ENTRADA NO SUBSISTEMA 1	94
TABELA 14 – PRODUÇÃO DE BIOGÁS E ESTIMATIVA DA ENERGIA DE SAÍDA NO SISTEMA 1	95
TABELA 15 – RESULTADO DO BALANÇO ENERGÉTICO PARA A PLANTA A....	96
TABELA 16 – RESULTADO DO BALANÇO ENERGÉTICO PARA A PLANTA B....	96
TABELA 17 – RESULTADO DO BALANÇO ENERGÉTICO PARA A PLANTA C ...	96
TABELA 18 – RESULTADO DO BALANÇO ENERGÉTICO PARA A PLANTA D ...	97
TABELA 19 – RESULTADO DO BALANÇO ENERGÉTICO PARA A PLANTA E....	97
TABELA 20 – RELAÇÃO DE SAÍDA-ENTRADA DE ENERGIA DO BIOGÁS NO SISTEMA DE BIODIGESTÃO - TSE1	98

TABELA 21 – RELAÇÃO DE SAÍDA/ENTRADA DE ENERGIA TOTAL NO SUBSISTEMA II – TSE2.....	100
TABELA 22. RELAÇÃO ENTRE ENERGIA ELÉTRICA PRODUZIDA EM RELAÇÃO A MASSA DE SV	102
TABELA 23 – EFICIÊNCIA DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE DAS PLANTAS.....	104
TABELA 24 – EFICIÊNCIA DE ENERGIA RENOVÁVEL DAS PLANTAS	106
TABELA 25 – RESUMO DO BALANÇO ENERGÉTICO DAS PLANTAS.....	107
TABELA 26 – DADOS ECONÔMICOS DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA.....	109
TABELA 27 – PARÂMETROS ECONÔMICOS DA PLANTA A	110
TABELA 28 – PARÂMETROS ECONÔMICOS DA PLANTA B	115
TABELA 29 – PARÂMETROS ECONÔMICOS DA PLANTA C	119
TABELA 30 – PARÂMETROS ECONÔMICOS DA PLANTA D.....	123
TABELA 31 – PARÂMETROS ECONÔMICOS DA PLANTA E	127
TABELA 32. VALORES DE LCOE ENCONTRADOS NA LITERATURA PARA FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL	142

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 – MAPA DE ÁRVORE DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS POR CATEGORIA	26
GRÁFICO 2 – PARTICIPAÇÃO DAS FONTES NA CAPACIDADE INSTALADA.....	27
GRÁFICO 3 – COMPARATIVO ENTRE A RELAÇÃO ENTRADA/SAÍDA DAS PLANTAS NO SISTEMA 1 (TSE 1).....	98
GRÁFICO 4 – RELAÇÃO SAÍDA/ENTRADA DE ENERGIA TOTAL - TSE2.....	101
GRÁFICO 5 – COMPARATIVOS ENTRE OS FATORES FESV DAS PLANTAS ..	103
GRÁFICO 6 – EFICIÊNCIA BRUTA E LÍQUIDA DOS SISTEMAS.....	105
GRÁFICO 7 – PLANTA A - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 3,5%.....	112
GRÁFICO 8 – PLANTA A - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 8,5%.....	112
GRÁFICO 9 – PLANTA A - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 13%.....	113
GRÁFICO 10 – LCOE PARA A PLANTA A.....	114
GRÁFICO 11 – PLANTA B - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 3,5%.....	116
GRÁFICO 12 – PLANTA B - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 8,5%.....	117
GRÁFICO 13 – PLANTA B - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 13%.....	117
GRÁFICO 14 – LCOE PARA A PLANTA B.....	118
GRÁFICO 15 – PLANTA C - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 3,5%.....	120
GRÁFICO 16 – PLANTA C - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 8,5%.....	121
GRÁFICO 17 – PLANTA C - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 13%.....	121
GRÁFICO 18 – LCOE PARA A PLANTA C	122
GRÁFICO 19 – PLANTA D - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 3,5%.....	124

GRÁFICO 20 – PLANTA D - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 8,5%.....	125
GRÁFICO 21 – PLANTA D - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 13%.....	125
GRÁFICO 22 – LCOE PARA A PLANTA D	126
GRÁFICO 23 – PLANTA E - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 3,5%.....	128
GRÁFICO 24 - PLANTA E - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 8,5%.....	128
GRÁFICO 25 – PLANTA E - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 13%.....	129
GRÁFICO 26 – LCOE PARA A PLANTA E.....	130
GRÁFICO 27 – COMPARATIVO DE VPL PARA 3,5% DE TAXA DE JUROS	131
GRÁFICO 28 – COMPARATIVO DE VPL PARA 8,5% DE TAXA DE JUROS	133
GRÁFICO 29 – COMPARATIVO DE VPL PARA 13% DE TAXA DE JUROS	134
GRÁFICO 30 – COMPARATIVO DA TIR NAS DIFERENTES TARIFAS	136
GRÁFICO 31 – CUSTO NIVELADO DE ENERGIA A UMA TAXA DE 3,5%	140
GRÁFICO 32 – CUSTO NIVELADO DE ENERGIA A UMA TAXA DE 8,5%	141
GRÁFICO 33 – CUSTO NIVELADO DE ENERGIA A UMA TAXA DE 13%	141
GRÁFICO 34 – FAIXAS DE VALORES DE LCOE PARA FONTES RENOVÁVEIS	144

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1. PRINCIPAIS FONTES DE BIOMASSA GERADAS NO BRASIL	25
QUADRO 2. PRINCIPAIS TECNOLOGIAS E EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO PRÉ-TRATAMENTO DA BIOMASSA	46
QUADRO 3. PONTOS IMPORTANTES PARA A ESCOLHA DO SISTEMA DE DIGESTÃO.....	47
QUADRO 4. TECNOLOGIAS PARA PRODUÇÃO DE BIOGÁS NA AGROPECUÁRIA	54
QUADRO 5. PRINCIPAIS ROTAS TECNOLOGIAS E EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO TRATAMENTO DO BIOGÁS.....	60
QUADRO 6. PRINCIPAIS ROTAS TECNOLÓGICAS E EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NA PURIFICAÇÃO DO BIOGÁS	61
QUADRO 7. PRINCIPAIS APLICAÇÕES DO BIOGÁS E DO BIOMETANO.....	64
QUADRO 8. DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS DA LEI Nº 14.300/2022.....	74

LISTA DE SIGLAS

ACL	- Ambiente de Contratação Livre
ACR	- Ambiente de Contratação Regulada
APE	- Autoprodutor de Energia
BLC	- Biodigestor de Lagoa Coberta
BNDES	- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CC	- Ciclo Completo
COP	- Conferência das Partes
COV	- Carga Orgânica Volumétrica
CSTR	- Reator com Tanque Agitado Continuamente
DBO	- Demanda Bioquímica de Oxigênio
DQO	- Demanda Química de Oxigênio
FDE	- Fundo de Desenvolvimento Econômico
GD	- Geração Distribuída
GEE	- Gases de Efeito Estufa
LCOE	- Custo Nivelado de Energia
PIB	- Produto Interno Bruto
PIE	- Produtor Independente de Energia
PNRS	- Política Nacional de Resíduos Sólidos
SCEE	- Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SGE	- Sistema de Geração de Energia Elétrica
ST	- Sólidos Totais
SV	- Sólidos Voláteis
TIR	- Taxa Interna de Retorno
TRH	- Tempo de Retenção Hidráulica
TSE1	- Taxa Saída/Entrada de Energia no Sistema 1
TSE2	- Taxa Saída/Entrada de Energia no Sistema 2
TUSD	- Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
UASB	- Reator Anaeróbio de Fluxo Ascendente
UC	- Unidade de Crechário
UNFCCC	- Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas
UPD	- Unidade Produtora de Desmamados

UPL - Unidade Produtora de Leitões
UT - Unidade de Terminação
VPL - Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	JUSTIFICATIVA	20
1.2	OBJETIVOS	21
1.2.1	Objetivo geral	21
1.2.2	Objetivos específicos.....	21
2	REVISÃO DE LITERATURA	23
2.1	ASPECTOS AMBIENTAIS DOS RESÍDUOS AGROPECUÁRIOS	23
2.2	POTENCIAL ENERGÉTICO DA BIOMASSA AGRÍCOLA	24
2.2.1	Suinocultura.....	29
2.2.2	Avicultura	33
2.2.3	Características dos dejetos da suinocultura e de galinhas poedeiras.....	36
2.3	FUNDAMENTOS DA DIGESTÃO ANAERÓBIA	39
2.4	PLANTAS DE BIOGÁS	45
2.4.1	Pré-tratamento da biomassa	45
2.4.2	Biodigestores.....	46
2.4.2.1	Modelos de biodigestores.....	48
2.4.2.2	Parâmetros operacionais dos biodigestores	56
2.4.3	Tratamento e purificação do biogás	59
2.4.4	Recuperação e uso do biogás.....	62
2.4.5	Gestão do digestato	64
2.5	APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS	66
2.5.1	Geração de energia elétrica a partir do biogás	68
2.5.2	Comercialização de energia elétrica	70
2.5.2.1	Sistema de compensação de energia	72
2.6	BALANÇO ENERGÉTICO EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS .	75
2.7	AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE COM BIOGÁS	76
3	MATERIAL E MÉTODOS	79
3.1	DESCRIÇÃO DAS PLANTAS SGE.....	80
3.2	ETAPA 1: BALANÇO ENERGÉTICO EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NO MODO GD.....	84

3.2.1	Parâmetros análise de performance taxas de saída – entrada de energia (<i>output/input</i>), TSE1 e TSE2	84
3.2.2	Eficiência do sistema de geração de eletricidade da planta SGE	88
3.3	ETAPA 2: AVALIAÇÃO ECONÔMICA DOS SISTEMAS A FIM DE VERIFICAR A VIABILIDADE NA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE COM BIOGÁS.....	89
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	94
4.1	BALANÇO ENERGÉTICO DAS PLANTAS SGE – ETAPA 1	94
4.1.1	Análise do balanço energético	98
4.1.1.1	Taxas de saída-entrada de energia do biogás – TSE1 e TSE2.....	98
4.1.1.2	Fator de energia gerada por massa de sólidos voláteis - FESV1 e FESV2.....	102
4.1.1.3	Eficiência elétrica bruta e líquida - $\eta_{el,brut}$ e $\eta_{el,liq}$	104
4.1.1.4	Eficiência de Energia Renovável - EER	106
4.1.2	Considerações finais sobre o balanço energético das plantas	106
4.2	AVALIAÇÃO ECONÔMICA DOS SISTEMAS – ETAPA 2	108
4.2.1	Parâmetros econômicos da planta A.....	110
4.2.2	Parâmetros econômicos da planta B.....	115
4.2.3	Parâmetros econômicos da planta C	119
4.2.4	Parâmetros econômicos da planta D	123
4.2.5	Parâmetros econômicos da planta E.....	127
4.2.6	Considerações sobre a viabilidade econômica das plantas.....	131
4.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	145
5	CONCLUSÃO	148
	REFERÊNCIAS	150

1 INTRODUÇÃO

A crescente preocupação global com as questões ambientais, especialmente as emissões de gases de efeito estufa (GEE) e o aquecimento global, tem promovido mudanças significativas nos paradigmas energéticos, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis. Nesse cenário, as energias renováveis surgem como alternativas viáveis para mitigar os impactos negativos associados à extração, refino e uso desses combustíveis (Govender *et al.*, 2019; Awogbemi e Kallon, 2022).

A busca por fontes renováveis e a gestão dos resíduos sólidos são temas amplamente debatidos, principalmente em áreas rurais, onde grandes volumes de resíduos biodegradáveis, de origem vegetal e animal, são gerados diariamente. Essa biomassa pode ser convertida em biogás por meio do processo de digestão anaeróbia em sistemas biodigestores (Karlsson *et al.*, 2014; Kabeyi e Olanrewaju, 2022).

A composição do biogás depende diretamente da biomassa utilizada, sendo o metano seu principal componente de interesse devido ao elevado poder calorífico. Essa característica confere ao biogás um significativo potencial energético, viabilizando sua utilização para diversas finalidades, como a geração de eletricidade por meio de motores de combustão interna ou microturbinas a gás (Coelho, 2018; Wang *et al.*, 2023).

Os benefícios do uso da biomassa e do biogás como fonte de energia são diversos. Entre eles, destacam-se a diversificação da matriz energética, a reutilização e o tratamento de resíduos, a melhoria da qualidade ambiental e o estímulo ao desenvolvimento das áreas rurais (Freitas *et al.*, 2019; Akbulut *et al.*, 2021). Contudo, a implementação de projetos de usinas de biogás envolve questões técnicas e econômicas que precisam ser avaliadas.

Segundo Akbulut *et al.* (2021), é fundamental que projetos de usinas de biogás sejam precedidos pela análise criteriosa de fatores como a técnica a ser empregada, a otimização da infraestrutura disponível, as instalações necessárias, os substratos utilizados como matéria-prima e a destinação do biofertilizante gerado no processo. Além disso, é essencial considerar aspectos como tarifas de eletricidade, subsídios governamentais, a forma de utilização da energia gerada (local ou conectada à rede elétrica) e as licenças exigidas para instalação e operação.

No Brasil, o aproveitamento energético do biogás tem se expandido, especialmente em sistemas que utilizam resíduos de suinocultura. Essas iniciativas

visam atender à demanda energética das propriedades rurais, com a possibilidade de exportar o excedente para a rede elétrica no modelo de Geração Distribuída (GD) (Avaci *et al.*, 2013; Freitas *et al.*, 2019). Na região Oeste do Paraná, diversas plantas operam nesse formato, utilizando dejetos animais como substrato e adotando diferentes configurações. Entretanto, a literatura ainda carece de informações detalhadas sobre a eficiência energética e econômica desses sistemas.

Assim, este estudo busca contribuir para o preenchimento dessa lacuna, analisando cinco Sistemas de Geração de Energia (SGE) instalados na região Oeste do Paraná. A pesquisa combina o balanço energético e a avaliação econômica das plantas conectadas à rede elétrica, visando identificar as configurações mais eficientes e economicamente viáveis.

1.1 JUSTIFICATIVA

A crescente produção de biomassa no meio rural, especialmente em um país com forte tradição agropecuária como o Brasil, representa uma oportunidade estratégica para transformar passivos ambientais em ativos econômicos. O aproveitamento do biogás gerado a partir de resíduos vegetais e animais não apenas promove o desenvolvimento sustentável das áreas rurais, mas também contribui para a diversificação da matriz energética, a gestão eficiente de resíduos e a redução de emissões de gases de efeito estufa. Isso ocorre porque o dióxido de carbono liberado na queima do biogás é reabsorvido pelo ciclo natural de fotossíntese, reduzindo impactos ambientais (Faaij, 2006; Sica *et al.*, 2023).

Em face das perspectivas otimistas de produção de biogás, especialmente na Região Oeste do Paraná, são necessários estudos aprofundados sobre arranjos produtivos de aproveitamento do biogás, em plantas de geração distribuída (GD), junto a propriedades agrícolas, que respondam se estes sistemas são satisfatórios em termos de eficiência e viabilidade econômica. Dados da base Scopus (2024) indicam que, apesar de haver um grande volume de publicações sobre a produção e utilização do biogás, estudos combinando eficiência energética e viabilidade econômica são

escassos, especialmente no Brasil, com apenas cinco publicações que abordam ambos os temas¹.

Neste contexto, este trabalho visa preencher essa lacuna de pesquisa ao aprofundar o conhecimento sobre arranjos produtivos que utilizam o biogás para geração de energia elétrica, respondendo a seguinte pergunta: Os biodigestores utilizados na região Oeste do Paraná são viáveis em termos de desempenho energético e viabilidade econômica? Os resultados desse estudo possuem relevância científica e tecnológica, com potencial para melhorar as condições sociais e a qualidade de vida dos produtores rurais que utilizam os dejetos animais gerados em suas propriedades para a geração de energia, fornecendo informações estratégicas relacionadas ao arranjo produtivo mais vantajoso, em termos de desempenho e retorno econômico.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Identificar a tecnologia mais eficiente e economicamente vantajosa de Sistema de Geração de Energia (SGE) em propriedades rurais da região Oeste do Paraná, com base no desempenho de diferentes plantas que transformam resíduos agropecuários em eletricidade, por meio do biogás.

1.2.2 Objetivos específicos

- Determinar a taxa de eficiência energética dos sistemas avaliados, medindo a relação entre a energia de saída e a energia de entrada (output/input) nos sistemas de biodigestão e nos sistemas completos (Subsistemas I e II).
- Correlacionar a energia elétrica líquida produzida com a massa de sólidos voláteis processada no biodigestor.

¹ Busca por termos: “eficiência energética” e “análise” ou “avaliação” ou “viabilidade” e “econômica” e “biogás” e “resíduos agrícolas”.

- Avaliar as eficiências bruta e líquida dos sistemas de geração de eletricidade das plantas.
- Analisar a viabilidade econômica das plantas de geração de eletricidade com biogás.
- Calcular o custo nivelado de energia para cada planta estudada.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 ASPECTOS AMBIENTAIS DOS RESÍDUOS AGROPECUÁRIOS

A gestão da grande quantidade de resíduos sólidos gerados mundialmente constitui um dos maiores desafios da atualidade, devido aos impactos ambientais e à saúde pública decorrentes de sua destinação inadequada. A crescente consciência coletiva sobre questões ambientais exige posicionamentos inovadores, tanto em nível nacional quanto internacional, no que se refere à gestão desses resíduos. No Brasil, essa discussão culminou na aprovação da Lei Nº 12.305/2010, que instituiu a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), marco regulatório que promove a responsabilidade compartilhada entre todos os segmentos da sociedade para uma gestão ambientalmente sustentável dos resíduos (Brasil, 2010).

O crescimento populacional impulsiona diretamente o aumento na geração de resíduos. À medida que a população mundial cresce, também cresce a produção de lixo para atender às necessidades e hábitos de consumo. Além dos resíduos domiciliares nos centros urbanos, a cadeia produtiva – incluindo atividades agrícolas, comerciais e industriais – também contribui significativamente, gerando resíduos, emissões de gases tóxicos e consumindo grandes quantidades de energia (Awogbemi e Kallon, 2022).

O agronegócio, setor estratégico da economia brasileira, desempenha um papel crucial na geração de empregos, no Produto Interno Bruto (PIB) e na balança comercial do país. Atualmente, o agronegócio responde por aproximadamente 24,8% do PIB brasileiro e mais da metade das exportações, consolidando o Brasil como um dos maiores produtores e exportadores agrícolas do mundo (CNA e CEPEA, 2023). Entretanto, com a modernização das práticas agropecuárias, também cresce a geração de resíduos e a demanda por energia.

Nesse contexto, a digestão anaeróbica surge como uma solução tecnológica para o tratamento dos resíduos agropecuários, especialmente esterco, que, quando mal manejado, pode contaminar o solo, o ar e os recursos hídricos, além de representar riscos microbiológicos. O uso de biodigestores para a digestão anaeróbica é uma prática sustentável que converte passivos ambientais em ativos econômicos, como o biogás, utilizado na geração de bioenergia (Neshat *et al.*, 2017).

Durante a decomposição dos resíduos orgânicos, é produzido biogás, composto majoritariamente por metano e dióxido de carbono – ambos gases de efeito estufa. O metano, por exemplo, possui um impacto poluidor 21 vezes maior que o dióxido de carbono e, quando liberado inadequadamente, agrava o aquecimento global (Kunz *et al.*, 2014).

Desde 1992, o aquecimento global e as mudanças climáticas têm sido pauta de discussões internacionais. A Conferência das Partes (COP), promovida pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC), reúne representantes de 195 países para debater estratégias de redução de emissões de gases de efeito estufa e governança climática global (IPEA, 2011).

Apesar do alto potencial poluidor do metano, seu elevado poder calorífico o torna uma fonte de energia renovável. O uso do biogás ganhou relevância a partir da segunda metade dos anos 1970, período marcado pela reestruturação do setor energético global em resposta ao aumento dos custos de geração de energia convencional, impulsionado por questões tecnológicas, ambientais e pela crise do petróleo (Walter e Nogueira, 2008).

Dado o potencial poluente dos resíduos agropecuários e a importância econômica do agronegócio no Brasil, o aproveitamento energético desses resíduos destaca-se como a melhor solução para seu gerenciamento. A conversão de resíduos em biocombustíveis não compromete a segurança alimentar, enquanto contribui para a gestão adequada, previne a degradação ambiental e fortalece a matriz energética (Awogbemi e Kallon, 2022).

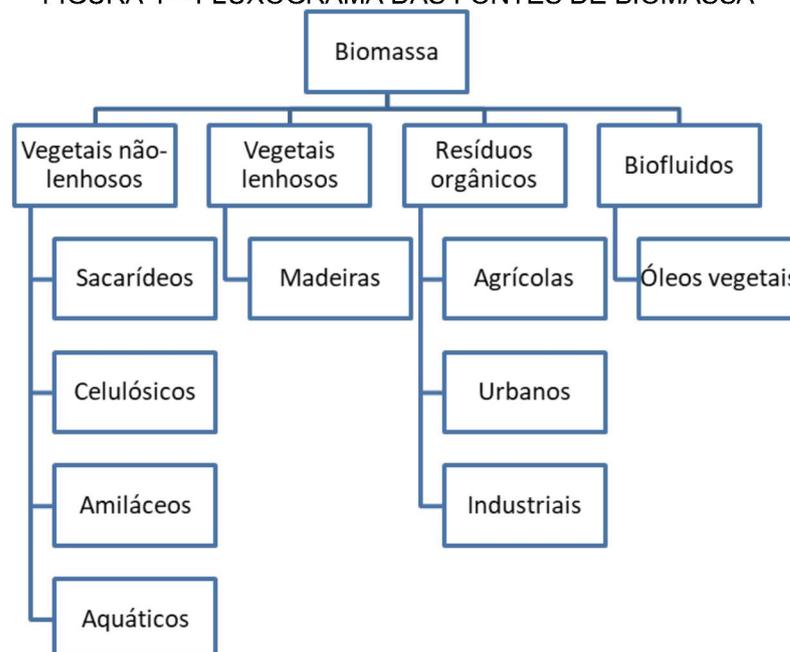
Por fim, os resíduos provenientes da produção de suínos e aves poedeiras, foco deste estudo, representam um desafio ambiental significativo quando não manejados adequadamente. Contudo, eles também oferecem oportunidades de transformação: podem ser tratados para geração de energia renovável e para a reciclagem de nutrientes no solo, promovendo um modelo de economia circular e sustentável.

2.2 POTENCIAL ENERGÉTICO DA BIOMASSA AGRÍCOLA

A biomassa é uma fonte primária de energia renovável e não fóssil, composta por matéria orgânica de origem animal ou vegetal. Para fins de aproveitamento

energético, ela pode ser obtida a partir de diferentes fontes, como vegetais lenhosos e não-lenhosos, resíduos orgânicos e biofluidos, conforme ilustrado na FIGURA 1.

FIGURA 1 – FLUXOGRAMA DAS FONTES DE BIOMASSA



FONTE: Adaptado de MME (1982) *apud* Cortez *et al.* (2008).

Entre as fontes de biomassa apresentadas na FIGURA 1, destacam-se os resíduos vegetais, resíduos sólidos urbanos, resíduos industriais, resíduos animais e resíduos florestais, que estão entre as mais utilizadas no Brasil devido à sua ampla disponibilidade e potencial energético. Essas fontes são descritas de forma resumida no QUADRO 1, destacando suas características principais e aplicações.

QUADRO 1 – PRINCIPAIS FONTES DE BIOMASSA GERADAS NO BRASIL

(continua)

	<p>Resíduos vegetais</p> <ul style="list-style-type: none"> •Gerados em grandes quantidades e são resultantes das atividades de colheita dos produtos agrícolas •Constituídos basicamente de palha, folhas e caules, com poder calorífico médio de 15,7 MJ/kg de matéria seca.
	<p>Resíduos sólidos urbanos</p> <ul style="list-style-type: none"> •Obtidos dos resíduos domiciliares e comerciais. •O teor de matéria orgânica (C, H, O, N) do lixo brasileiro é de aproximadamente 60%, o que lhe confere potencial energético, com Poder Calorífico Inferior (PCI) médio de 5,44 MJ/kg.
	<p>Resíduos industriais</p> <ul style="list-style-type: none"> •Provenientes do beneficiamento de produtos agrícolas e florestais. •Seu uso energético é obtido principalmente pela queima direta em fornos e caldeiras ou pela digestão anaeróbia.

QUADRO 2 – PRINCIPAIS FONTES DE BIOMASSA GERADAS NO BRASIL

(conclusão)

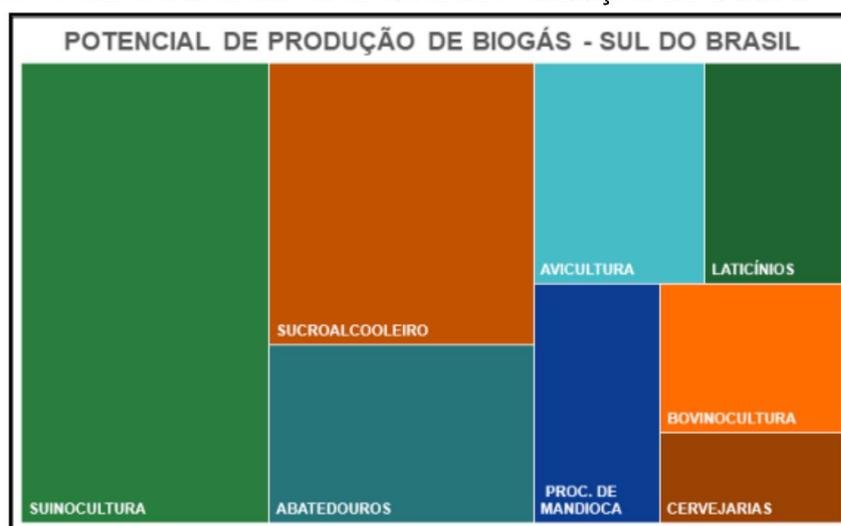
	<p>Resíduos animais</p> <ul style="list-style-type: none"> •São os dejetos gerados nas criações de gado, suínos, aves, caprinos e ovinos. •O esterco seco pode ser queimado diretamente e tem um poder calorífico típico de 14,6 MJ/kg.
	<p>Resíduos florestais</p> <ul style="list-style-type: none"> •Constituído pelo material excedente da coleta da madeira, como folhas, galhos, tocos, serragem e as aparas. •O poder calorífico da madeira é de 13,8 MJ/kg de resíduo produzido.

FONTE: A autora, baseado em Cortez *et al.* (2008).

Os tipos de biomassa disponíveis estão relacionados à produção de culturas agrícolas e produtos que atendem às demandas do mercado, sendo, portanto, suscetíveis a variações sazonais e econômicas (Meyer *et al.*, 2018; Zhang *et al.*, 2023). A biomassa contribui para a diversificação da matriz energética e para a promoção de práticas sustentáveis. No Sul do Brasil, destacam-se como principais fontes de biomassa para produção de biogás os resíduos provenientes da pecuária, especialmente de aves, bovinos e suínos, além de resíduos gerados pela agroindústria, como os oriundos de abatedouros, cervejarias, laticínios, processamento de mandioca e usinas sucroalcooleiras. Esses resíduos apresentam elevado potencial energético devido à sua composição rica em matéria orgânica.

O GRÁFICO 1 demonstra a representatividade de cada categoria no potencial de produção de biogás da região.

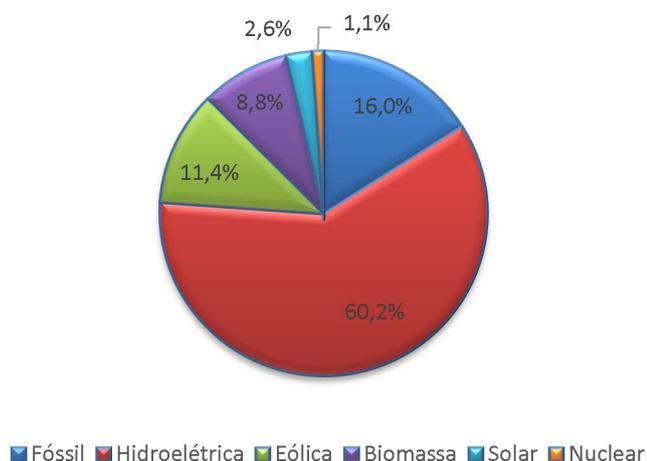
GRÁFICO 1 – MAPA DE ÁRVORE DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS POR CATEGORIA

FONTE: Mcti *et al.* (2020)

De acordo com GRÁFICO 1, a suinocultura destaca-se como a categoria de maior potencial para geração de biogás na região Sul do Brasil, seguida pelo setor sucroalcooleiro e pelos resíduos provenientes de abatedouros. Esse protagonismo deve-se à alta concentração de atividades pecuárias e agroindustriais na região, que gera um volume expressivo de resíduos orgânicos com elevado potencial energético.

No âmbito nacional, a participação efetiva da biomassa na capacidade energética instalada corresponde a 8,8% do total, conforme apresentado no (GRÁFICO 2). Essa contribuição inclui biomassa proveniente de fontes florestais energéticas, resíduos agropecuários e rejeitos urbanos (Epe, 2022a).

GRÁFICO 2 – PARTICIPAÇÃO DAS FONTES NA CAPACIDADE INSTALADA



FONTE: Epe (2022a), adaptado.

Embora a participação da biomassa na matriz energética brasileira ainda seja pequena, sua importância vem crescendo em resposta à crescente demanda por energia. Assim, a biomassa desempenha um papel cada vez mais relevante na diversificação das fontes energéticas, especialmente em países que buscam reduzir sua dependência de combustíveis fósseis e adotar práticas mais sustentáveis.

Entre os diversos tipos de biomassa, destacam-se os resíduos gerados pelas atividades rurais, em especial aqueles provenientes da produção animal voltada à obtenção de carne, leite e ovos. Esses resíduos apresentam vantagens significativas, como a ausência de competição com o uso de solos férteis para a produção de alimentos. Além disso, possuem ampla disponibilidade em diferentes regiões, tanto em variedade quanto em quantidade, o que os torna uma opção estratégica para a geração de energia renovável. Esse aproveitamento, ao transformar resíduos em

recursos, contribui para práticas agrícolas mais sustentáveis e para a mitigação dos impactos ambientais associados ao manejo inadequado de rejeitos (Faaij, 2006).

O biogás destaca-se como uma das principais fontes de energia renovável que podem ser obtidas a partir da biomassa, por meio da aplicação de tecnologias e métodos adequados (Wang *et al.*, 2023). Ele é produzido durante o processo de digestão anaeróbia da biomassa, realizado em biodigestores. Esse processo, além de tratar eficientemente resíduos agropecuários, oferece uma solução sustentável para a geração de energia, contribuindo para a busca por recursos energéticos renováveis e a redução de impactos ambientais (González-Sánchez *et al.*, 2015).

Atualmente, diversos pesquisadores investigam o potencial energético da biomassa, com resultados promissores em diferentes contextos. Meyer *et al.* (2018), por exemplo, demonstraram que existe uma base sólida de resíduos agrícolas, como esterco animal, palha e capim, que pode ser aproveitada para fins energéticos, representando uma oportunidade significativa para aumentar a produção de biogás na Europa.

Na Polônia, Kozłowski *et al.* (2019) exploraram tecnologias de biogás voltadas à fermentação e ao aproveitamento de resíduos da produção de laticínios em biofermentadores. Os resultados confirmaram a viabilidade de produzir biogás e gerar energia elétrica a partir desses resíduos.

Outros estudos também reforçam essa perspectiva. Akbulut *et al.* (2021) investigaram o uso de esterco de vaca leiteira e de aviário em biorreatores, enquanto Lijó *et al.* (2017) analisaram a combinação de esterco animal com culturas energéticas e resíduos alimentares. Ambas as pesquisas comprovaram a eficiência desses materiais para a produção de biogás e sua conversão em energia renovável.

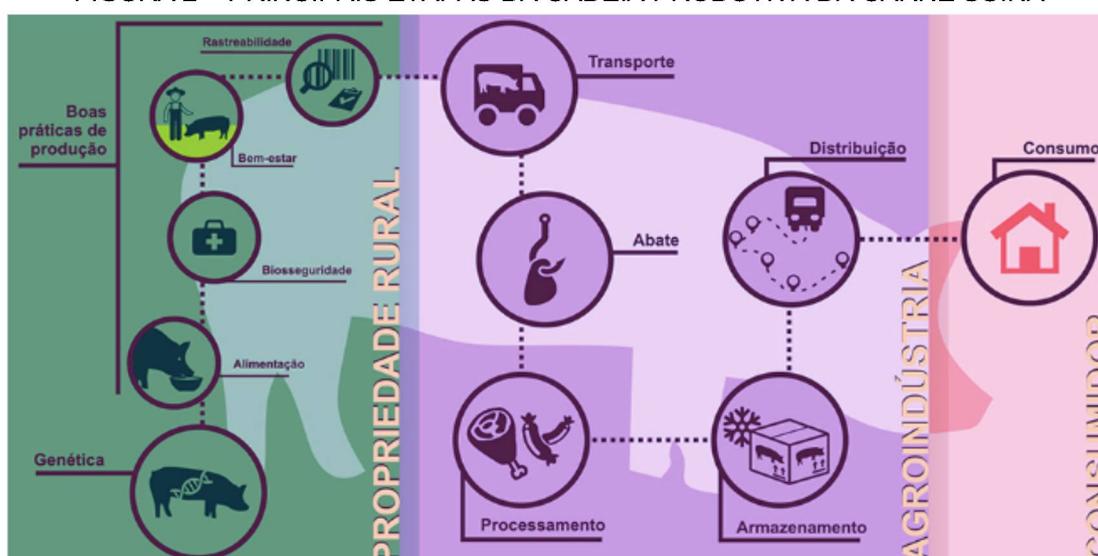
A utilização de resíduos agrícolas na geração de biogás destaca-se como uma estratégia sustentável de gestão de resíduos, promovendo saneamento, recuperação de recursos e produção de energia (Awogbemi e Kallon, 2022). No entanto, para maximizar a viabilidade do processo, é essencial caracterizar adequadamente os resíduos, avaliando seu potencial de produção de biogás e os níveis tecnológicos necessários.

Neste contexto, os dejetos da suinocultura e da avicultura são descritos abaixo, devido ao seu uso como matéria-prima nas plantas SGE, objeto desse estudo.

2.2.1 Suinocultura

A cadeia produtiva da suinocultura é composta por diversos segmentos que atuam de forma integrada para que a carne suína chegue ao consumidor final. Esse processo abrange desde os produtores de grãos, responsáveis pela base alimentar dos animais, até as fábricas de rações, os criadores de suínos, os transportadores, os abatedouros e frigoríficos. Além disso, inclui setores essenciais como os de equipamentos, medicamentos e a logística de distribuição. A FIGURA 2 ilustra as principais etapas que compõem essa complexa e estratégica cadeia produtiva da carne suína.

FIGURA 2 – PRINCIPAIS ETAPAS DA CADEIA PRODUTIVA DA CARNE SUÍNA



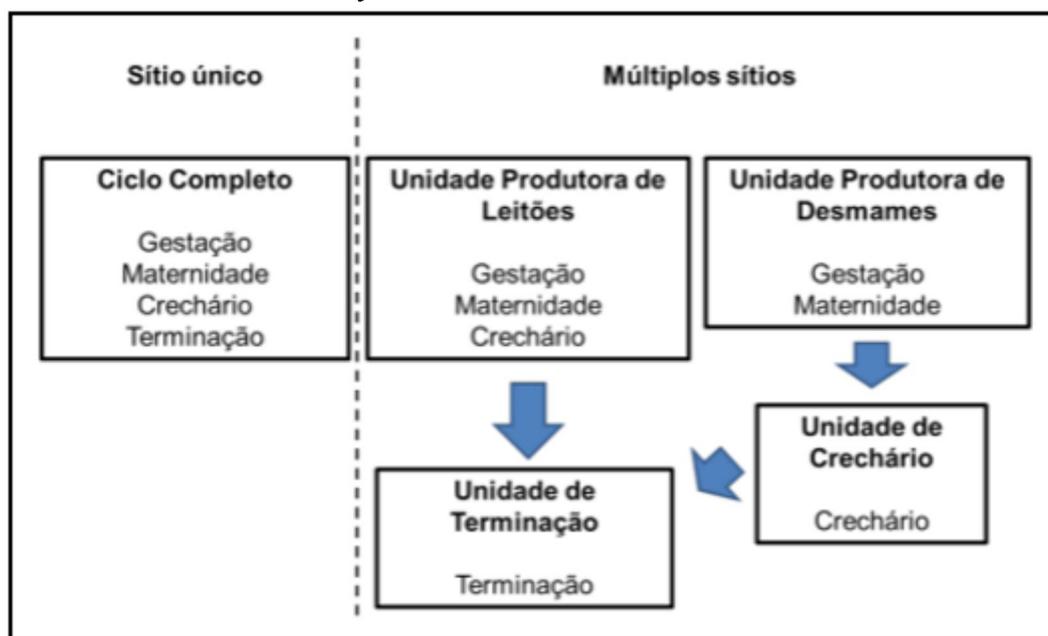
FONTE: Embrapa (2023).

Para que as etapas apresentadas na FIGURA 2 sejam realizadas com qualidade e eficiência, é fundamental que produtores e agroindústrias sigam as normas estabelecidas pelo governo em relação à produção, sanidade, sustentabilidade e inspeção. Nesse contexto, a pesquisa desempenha um papel crucial ao desenvolver tecnologias que otimizem o uso da água e o manejo de dejetos, promovam a geração de energia a partir do biogás, estimulem a biofertilização de lavouras e pastagens, aprimorem o controle de doenças e contribuam para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa (Embrapa, 2023).

Este estudo concentra-se na produção de suínos e no manejo dos dejetos gerados no meio rural, não abrangendo o processamento agroindustrial que transforma a carne em produtos destinados ao consumidor final.

Quanto ao sistema de produção de suínos, ele pode ser classificado em duas modalidades principais: Ciclo Completo em um único sítio (CC), onde todas as etapas de produção ocorrem no mesmo local, ou produção distribuída em unidades especializadas, em que diferentes fases do processo são realizadas em locais distintos, conforme ilustrado na FIGURA 3.

FIGURA 3 – SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE SUÍNOS ADOTADOS NO BRASIL, ETAPAS DE PRODUÇÃO E UNIDADES ESTRATIFICADAS



Fonte: Adaptado de Miele e Miranda (2013) *apud* Amaral *et al.* (2024)

No sistema de produção em sítio único, o Ciclo Completo (CC) é realizado no mesmo local, contemplando as quatro etapas de produção de suínos de forma integrada. Já no sistema de produção estratificado em múltiplos sítios, as etapas de produção são distribuídas entre unidades especializadas, denominadas Unidade Produtora de Leitões (UPL), Unidade Produtora de Desmamados (UPD), Unidade de Crechário (UC) e Unidade de Terminação (UT). Cada uma dessas unidades é responsável por uma fase específica do crescimento e desenvolvimento dos suínos, otimizando os processos produtivos.

De acordo com a Abcs *et al.* (2011), a produção de suínos é dividida em quatro fases principais:

1. Gestação: inclui as fêmeas reprodutoras em período seco e durante a gestação, até o parto.

2. Maternidade: abrange as fêmeas em lactação e os leitões recém-nascidos, que permanecem nesta fase entre 21 e 28 dias, até o desmame, quando atingem aproximadamente 7 kg.
3. Crechário: etapa que ocorre imediatamente após o desmame, com os leitões permanecendo entre 35 e 42 dias, até atingirem um peso médio entre 23 e 25 kg.
4. Terminação: última fase do ciclo produtivo, iniciada após a saída dos suínos da creche. Nessa etapa, os animais permanecem até atingirem o peso ideal para comercialização e abate, geralmente entre 90 e 120 kg. Normalmente, os suínos são vendidos com cerca de 150 dias de vida ou mais.

O peso final e o tempo de permanência em cada fase podem variar de acordo com as estratégias comerciais adotadas por cada granja. A FIGURA 4 apresenta uma representação visual das fases de produção de suínos.

FIGURA 4 – FASES DO SISTEMA PRODUTIVO DE SUÍNOS

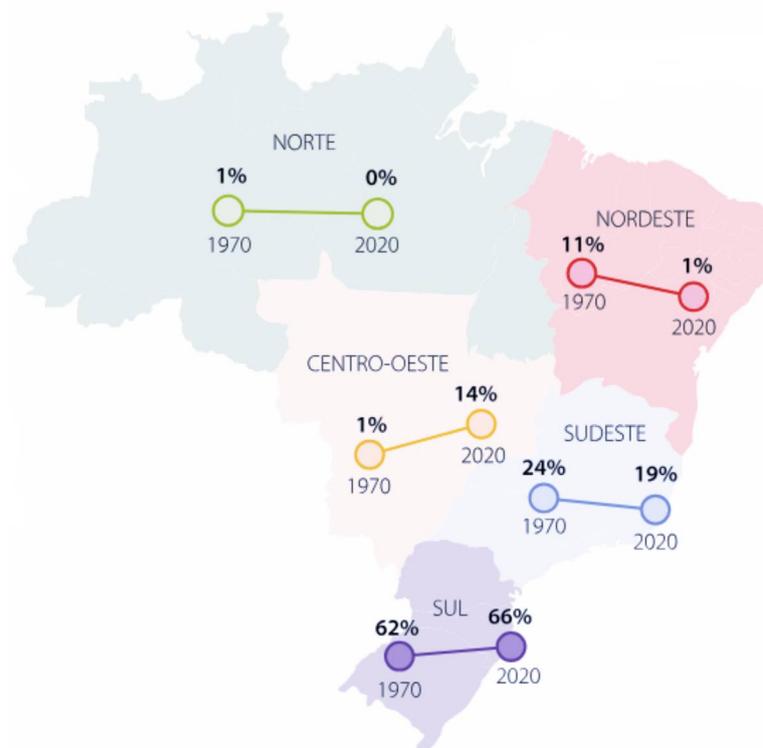


FONTE: Adaptado de Ferro *et al.* (2022).

O Brasil conta com aproximadamente 20 mil granjas de produção industrial e 257 mil pequenos produtores, sendo que a maior participação na produção de carne

suína está concentrada na região Sul do país, responsável por 66% do total, como demonstrado na FIGURA 5.

FIGURA 5 – PARTICIPAÇÃO DAS REGIÕES DO BRASIL NA PRODUÇÃO DE CARNE SUÍNA



FONTE: Embrapa (2023).

A FIGURA 5 ilustra a evolução da participação regional na suinocultura brasileira entre os anos de 1970 e 2020. O Sul registrou um crescimento modesto de 62% para 66% no período e continua liderando a produção nacional. Por outro lado, o Centro-Oeste apresentou o maior crescimento proporcional, passando de 1% para 14% da produção nacional. O Sudeste, que em 1970 ocupava o segundo lugar, sofreu um declínio de 24% para 19%, enquanto o Norte e o Nordeste mantiveram participações pouco expressivas, próximas de 0% e 1%, respectivamente.

A relevância da suinocultura para as esferas social e econômica brasileiras é evidente, com o país ocupando o quarto lugar na produção mundial de carne suína. Em 2023, o setor movimentou aproximadamente R\$ 371,6 bilhões, segundo dados de Machado (2024).

Abaixo, a TABELA 1 apresenta o balanço do setor entre os anos de 2015 e 2023.

TABELA 1 – BALANÇO DA SUINOCULTURA BRASILEIRA DE 2015 A 2023

	Cabeças abatidas (x1000)	Peso total carcaças (toneladas)	Disponibilidade interna (toneladas)	Exportações in natura (toneladas)
2015	39.264	3.430.734	2.958.156	472.578
2016	42.320	3.711.235	3.082.581	628.655
2017	43.185	3.824.682	3.232.069	592.614
2018	44.337	3.950.759	3.400.384	550.375
2019	49.356	4.125.728	3.468.735	656.992
2020	49.356	4.482.048	3.580.946	901.102
2021	53.046	4.898.967	3.883.792	1.015.175
2022	56.466	5.186.303	4.172.564	1.013.739
2023	57.173	5.298.537	4.210.386	1.088.151
Crescimento 2015/2023	45,6%	54,4%	42,3%	130,3%

FONTE: Adaptado de Machado (2024).

Os dados da TABELA 1 demonstram o crescimento expressivo da suinocultura no Brasil nos últimos anos. O aumento no número de cabeças abatidas (45,6%) e no peso total das carcaças produzidas (54,4%) reflete o avanço da produção, enquanto o crescimento de 42,3% na disponibilidade interna e 130,3% nas exportações *in natura* evidencia a crescente importância do mercado externo para o setor. Diante de um cenário tão relevante para a economia nacional, torna-se fundamental o manejo adequado dos resíduos gerados pela atividade suinícola, considerando sua quantidade e potencial poluidor.

O dejetos suíno é caracterizado por sua coloração escura, odor intenso, consistência líquida e alta carga orgânica. Ele é composto principalmente por urina, fezes, restos de ração, poeira, água e outros materiais oriundos do processo produtivo. Sua composição química depende de fatores como a dieta fornecida aos animais, o aproveitamento de nutrientes pelo sistema digestivo (que varia nas diferentes fases de criação) e o volume de água utilizado na granja (Barros *et al.*, 2019).

A caracterização desses resíduos será abordada mais adiante, com ênfase no potencial de sua utilização como fonte de energia.

2.2.2 Avicultura

O Brasil ocupa posição de destaque no cenário global da avicultura, sendo o segundo maior produtor de carne de frango e o líder mundial em exportações do setor. Dados preliminares de 2023 apontam que o rebanho de galináceos no país soma 1,5 bilhão de cabeças, das quais mais de 203 milhões são galinhas poedeiras,

responsáveis por uma produção mensal superior a 383 milhões de dúzias de ovos (Ibge, 2024a, 2024b).

Historicamente, a região Sul do Brasil desempenha um papel fundamental na avicultura nacional, caracterizada pela forte presença de cooperativas atuantes no setor (Zen *et al.*, 2014). Semelhante ao observado na suinocultura, o Sul também se destaca na criação de aves, especialmente aves de corte, concentrando 49,7% do rebanho avícola brasileiro (Mcti *et al.*, 2020).

A produção de aves de corte ocorre em aviários, geralmente estruturas com dimensões de 100x12 metros, projetadas para alojar cerca de 14.500 pintainhos. O piso dos galpões é coberto por uma forração absorvente conhecida como cama aviária, que é utilizada por até seis lotes de produção. Durante esse período, a cama aviária se mistura aos dejetos gerados pelas aves, resultando em uma quantidade significativa de resíduos. Esse material é amplamente utilizado como fertilizante orgânico, mas também apresenta potencial para outras aplicações, como a produção de biogás em biodigestores ou a fabricação de briquetes energéticos (Corrêa e Miele, 2011).

No setor de produção de ovos, as aves são alojadas em sistemas que podem ser convencionais ou automatizados. No sistema convencional (FIGURA 6), as aves são mantidas em gaiolas de arame galvanizado, dispostas em andares semi-sobrepostos em formato piramidal. Esse sistema mantém uma distância entre os níveis de gaiolas e o solo, permitindo o armazenamento temporário e gradual dos dejetos, que são direcionados por gravidade (Augusto e Kunz, 2011).

FIGURA 6 – SISTEMA CONVENCIONAL PARA ALOJAMENTO DE AVES POEDEIRAS



FONTE: Augusto e Kunz (2011).

No sistema convencional, ilustrado na FIGURA 6, os dejetos acumulam-se sob as gaiolas durante longos períodos, sendo posteriormente removidos de forma manual ou mecanizada. Esse método permite a obtenção de dejetos com menor teor de umidade e volume reduzido em comparação aos dejetos frescos, além de, em alguns casos, já apresentarem algum grau de decomposição.

Já o sistema automatizado de produção, representado na FIGURA 7 e também conhecido como sistema de baterias verticais, é caracterizado por gaiolas feitas de arame ou plástico, dispostas em andares sobrepostos e interligados. Essas estruturas são alojadas em galpões que otimizam o uso do espaço, possibilitando uma maior densidade de alojamento por área disponível (Augusto e Kunz, 2011).

FIGURA 7 – SISTEMA AUTOMATIZADO PARA ALOJAMENTO DE AVES POEDEIRAS



FONTE: Augusto e Kunz (2011).

Nos sistemas automatizados, são utilizadas mantas ou esteiras coletoras de dejetos posicionadas entre os andares das gaiolas, o que facilita o manejo dos resíduos, que podem ser removidos diariamente ou a cada dois dias. Diferentemente do sistema convencional, nesse modelo, o esterco é retirado ainda fresco, apresentando alta umidade, elevado teor de nitrogênio, microrganismos, matéria orgânica e outros compostos. Devido a essas características, o esterco fresco não deve ser aplicado diretamente no solo sem tratamento prévio (Augusto, 2007; Augusto e Kunz, 2011).

Na indústria avícola de poedeiras, o esterco das aves é o principal resíduo gerado e demanda um tratamento adequado, como compostagem ou biodigestão anaeróbia. Segundo Silva e Pelícia (2012), a digestão anaeróbia é uma técnica eficaz

para o tratamento desses resíduos, permitindo a recuperação de subprodutos, como biogás e biofertilizante, além de reduzir significativamente os impactos ambientais da atividade avícola.

As características dos dejetos provenientes da suinocultura e da avicultura de postura serão detalhadas a seguir.

2.2.3 Características dos dejetos da suinocultura e de galinhas poedeiras

Os resíduos podem ser classificados com base em suas características físicas, bioquímicas, químicas e bacteriológicas. Entre as características físicas, destacam-se a quantidade de resíduos produzida durante um determinado processo e o seu teor de sólidos.

A produção de dejetos pelos animais varia conforme diversos fatores, como o tipo de ração consumida, o regime de criação, a espécie, o estágio de desenvolvimento dos animais e o sistema de manejo adotado. A quantidade total de resíduos gerados inclui não apenas fezes e urina, mas também a água desperdiçada nos bebedouros e durante a limpeza das instalações, além de resíduos de ração, pelos e poeira (Cortez *et al.*, 2008).

A TABELA 2 apresenta dados de produção de dejetos, abrangendo a fase de crescimento/terminação dos suínos, a fase de lactação das porcas e a produção de resíduos por galinhas poedeiras, conforme resultados obtidos em diferentes estudos.

TABELA 2 – PRODUÇÃO DE DEJETOS SUÍNOS E DE GALINHAS POEDEIRAS

Produção de dejetos	Autores
Suíno terminação (L/suínos/dia)	
12,8	Embrapa (2015) <i>apud</i> Mito et al. (2018)
13,5	Menezes <i>et al.</i> (2004)
13,5	Konzen (2000)
13,5	Campos (1997)
13,5	Oliveira (1993)
15,0	Ferreira Junior (2002) <i>apud</i> Mito et al. (2018)
Porca em lactação (L/suínos/dia)	
14,8	Fernandes (2012)
25,2	Vaz (2022)
27,0	Oliveira (1993)
27,0	Perdomo (1996)
Galinha poedeira (kg/ave/dia)	
0,1	Augusto (2007)
0,1	Garcia et al. (2016)
0,1	Yamane et al. (2023)
0,1	Carvalho et al. (2024)

FONTE: Autora (2024).

Os dados apresentados na TABELA 2 destacam as diferenças nos volumes de dejetos produzidos, na fase de crescimento/terminação dos suínos e na fase de lactação das porcas. Segundo Tavares (2012), essas variações podem ser atribuídas aos avanços técnicos e tecnológicos na suinocultura, que envolvem o uso de equipamentos mais eficientes para a dessedentação dos animais, práticas aprimoradas de limpeza e desinfecção, desvio de águas pluviais, além de fatores como o tipo de ração, comedouros e condições ambientais.

Adicionalmente, observa-se que as porcas em lactação geram uma quantidade maior de dejetos em comparação aos suínos em terminação. Isso ocorre porque, durante a maternidade, as porcas consomem volumes significativamente maiores de ração e água, além de o ambiente ser submetido a limpezas frequentes, devido às exigências sanitárias (Rohr *et al.*, 2016). Por outro lado, a produção de dejetos pelas galinhas poedeiras apresentou resultados homogêneos, com uma média de 0,1 kg de dejetos por ave, variando apenas após a segunda casa decimal.

O conteúdo de sólidos é o parâmetro físico mais importante na caracterização do resíduo, pois determina a necessidade de diluição, e indica a proporção de compostos de origem orgânica (sólidos voláteis, SV). As concentrações de sólidos totais (ST) e sólidos voláteis (SV) são especialmente importantes para a produção de biogás, sendo que a relação SV/ST é usada para avaliar a degradabilidade de resíduos orgânicos (Cortez *et al.*, 2008). A TABELA 3 apresenta os resultados de sólidos totais e voláteis em dejetos de suínos e de galinhas, conforme descrito por diferentes estudos.

TABELA 3 – RESULTADOS DE SÓLIDOS VOLÁTEIS E TOTAIS NO DEJETO SUÍNO E DE AVES OBTIDOS POR DIFERENTES AUTORES

(continua)

Suínos: Sólidos voláteis	
Autor	SV (gSV.L⁻¹)
Gomes <i>et al.</i> (2009)	27,36
Cce (2000)	27,50
Tavares (2016)	31,10
Chen (1983)	31,50
Kostaneski (2018) <i>apud</i> Oliveira (2019)	33,84
Mito <i>et al.</i> (2018)	35,38
Fischer (1975) <i>apud</i> Chen (1983)	39,20
EU - Agro Biogás (2015) <i>apud</i> Mito <i>et al.</i> (2018)	40,89
de Castro e Silva <i>et al.</i> (2022)	41,23

TABELA 3 – RESULTADOS DE SÓLIDOS VOLÁTEIS E TOTAIS NO DEJETO SUÍNO E DE AVES OBTIDOS POR DIFERENTES AUTORES

(conclusão)

Suínos: Sólidos voláteis		
Autor	SV (gSV.L⁻¹)	
Kunz (2004)	41,70	
Ipcc (2006)	42,85	
Fischer (1975) <i>apud</i> Chen (1983)	43,50	
Tavares (2016)	43,60	
Fischer (1975) <i>apud</i> Chen (1983)	46,80	
Oliveira e Higarashi (2006)	53,10	
Kunz e Oliveira (2006)	56,31	
Fischer (1975) <i>apud</i> Chen (1983)	60,00	
Santos <i>et al.</i> (2007)	73,93	
<i>American society of agricultural and engineers</i> (2003)	80,53	
Suínos: Sólidos totais		
Autor	ST (gST.L⁻¹)	
Siebert (2021)	40,08	
Schommer <i>et al.</i> (2020)	40,48	
Kostaneski (2018)	46,34	
de Castro e Silva <i>et al.</i> (2022)	49,42	
Santos <i>et al.</i> (2007)	91,14	
Galinhas poedeiras: Sólidos totais e Sólidos voláteis		
Autor	ST (%)	SV (%)
Freitas <i>et al.</i> (2023)	21,77	57,27
Guo <i>et al.</i> (2022)	23,00	67,52
Abouelenien <i>et al.</i> (2014)	25,00	69,80
Jurgutis <i>et al.</i> (2020)	43,93	66,84
Hakimi <i>et al.</i> (2021)	48,54	54,27

FONTE: Autora (2024).

Os valores descritos TABELA 3 demonstram variações nos resultados obtidos para os teores de sólidos voláteis e totais. De acordo com Bonett e Monticelli (1998), os resultados de caracterização de dejetos suínos são de difícil comparação, já que nem sempre são relatadas as condições locais do empreendimento como clima, tipo de alimentação, método de amostragem e quantificação da água utilizada. De forma semelhante, Souza *et al.* (2009) em um estudo realizado com doze granjas, concluiu que as características dos dejetos apresentam grande variabilidade, inviabilizando a proposta de um sistema único e padronizado de tratamento.

Apesar dessa heterogeneidade, os dejetos suínos apresentam bom potencial energético para a produção de biogás, uma vez que mais de 70% dos sólidos totais

são compostos por sólidos voláteis. Estes sólidos são a fração biodegradável do resíduo e constituem o substrato essencial para o processo de biodigestão anaeróbia (Konzen, 1983; Kunz *et al.*, 2014).

Os principais parâmetros bioquímicos utilizados para caracterização de resíduos incluem a demanda bioquímica de oxigênio (DBO) e a demanda química de oxigênio (DQO). O potencial poluente de resíduos orgânicos é estimado por meio da DBO, que mede indiretamente a concentração de matéria orgânica biodegradável com base na quantidade de oxigênio consumida pelos microrganismos. Já a DQO avalia a concentração total de matéria orgânica, incluindo tanto frações biodegradáveis quanto não biodegradáveis, com base na quantidade de oxigênio necessária para oxidar a matéria orgânica (Valente *et al.*, 1997). Embora a DQO não seja amplamente usada em sistemas de tratamento biológico, ela é um parâmetro fundamental para o monitoramento de processos. A relação DBO/DQO é um indicativo da possibilidade de tratamento biológico e da velocidade de degradação, sendo que valores mais altos apontam para maior eficiência do processo (Cortez *et al.*, 2008).

Os parâmetros químicos, como a alcalinidade e o pH, são importantes para os sistemas de tratamento que utilizam a digestão anaeróbia e a compostagem. Esses fatores podem variar em função do sistema produtivo, do tempo de armazenamento e da diluição do resíduo (Amaral *et al.*, 2019). Além disso, a concentração de nutrientes, como nitrogênio e fósforo, é crucial para a disposição final do resíduo tratado, sendo um aspecto relevante para seu uso como fertilizante (Cortez *et al.*, 2008).

A conversão de biomassa proveniente de resíduos animais em energia utilizável pode ocorrer por meio de processos físicos e químicos ou processos de conversão bioquímica, como a biodigestão anaeróbia, na qual ocorre a degradação biológica da matéria orgânica através da ação de diversos microrganismos em ausência de oxigênio (Cortez *et al.*, 2008). O processo de digestão anaeróbia é descrito a seguir.

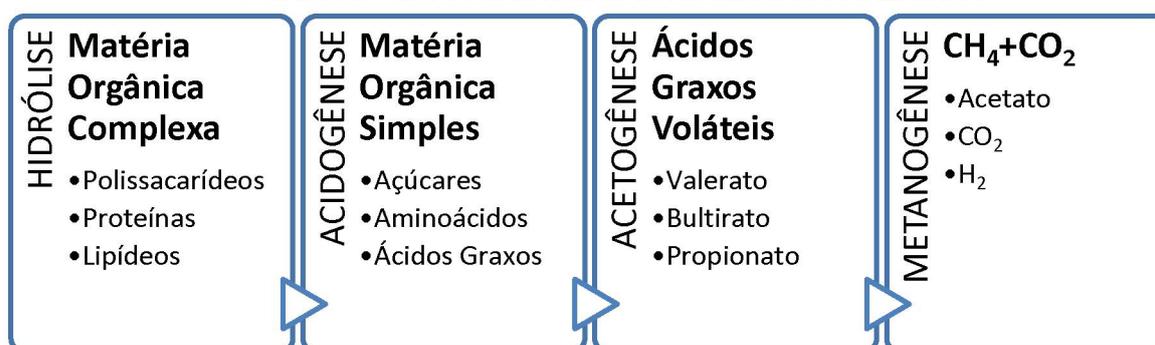
2.3 FUNDAMENTOS DA DIGESTÃO ANAERÓBIA

A digestão anaeróbia é um processo biológico no qual a matéria orgânica é decomposta pela ação de microrganismos em condições de ausência de oxigênio livre. Nesse ambiente, os microrganismos utilizam o oxigênio combinado presente nas

moléculas de matéria orgânica para sustentar suas atividades metabólicas (Bonett e Monticelli, 1998).

Esse é um processo complexo e resulta da interação de diversos fatores bióticos (como a presença e diversidade de microrganismos) e abióticos (como temperatura, pH e alcalinidade). Ele ocorre em quatro etapas sucessivas e interdependentes, que são ilustradas na FIGURA 8.

FIGURA 8 – ETAPAS BÁSICAS DA DIGESTÃO ANAERÓBIA



FONTE: Adaptado de Chernicharo (2007).

1. **Hidrólise:** Nesta etapa inicial, compostos de alta massa molecular, como lipídios, polissacarídeos e proteínas, são decompostos em substâncias orgânicas mais simples (monômeros) e solúveis, pela ação de enzimas extracelulares excretadas por bactérias hidrolíticas. Esses monômeros são utilizados como substrato por bactérias anaeróbias e facultativas.
2. **Acidogênese:** Os monômeros produzidos na hidrólise são degradados por bactérias acidogênicas, resultando na produção de ácidos graxos voláteis, álcoois, hidrogênio e dióxido de carbono.
3. **Acetogênese:** Nesta etapa, conduzida por bactérias acetogênicas, os intermediários formados na acidogênese, como os ácidos graxos voláteis e outros compostos orgânicos, são convertidos em ácido acético, hidrogênio e dióxido de carbono. As bactérias acetogênicas estabelecem uma relação de simbiose com as arqueas metanogênicas e as bactérias homoacetogênicas, permitindo o crescimento e desenvolvimento de ambos os grupos.
4. **Metanogênese:** A etapa final ocorre em condições estritamente anaeróbias pela ação das arqueas metanogênicas, divididas em dois grupos: arqueas metanogênicas acetoclásticas, que convertem acetato em metano, e arqueas

metanogênicas hidrogênotróficas, que convertem hidrogênio e dióxido de carbono em metano (Kunz *et al.*, 2019).

Durante as duas primeiras etapas do processo (hidrólise e acidogênese), são produzidos ácidos graxos voláteis e hidrogênio. Nas etapas seguintes (acetogênese e metanogênese), esses ácidos graxos voláteis são convertidos em metano e dióxido de carbono, que constituem o biogás (Chernicharo, 2007).

Para que todas as etapas da digestão anaeróbia ocorram de forma eficiente, é necessário o controle de parâmetros como temperatura, pH, relação carbono/nitrogênio (C/N), taxa de carregamento orgânico, tempo de retenção hidráulica, alcalinidade e concentração de ácidos graxos voláteis. Alterações nesses parâmetros podem inibir ou até mesmo interromper o processo, comprometendo a eficiência da degradação da matéria orgânica e a produção de biogás (Neshat *et al.*, 2017).

A TABELA 4 apresenta os principais requisitos ambientais ideais para os microrganismos anaeróbios na faixa mesofílica, destacando os valores recomendados para cada parâmetro a fim de garantir a estabilidade e o bom desempenho do sistema.

TABELA 4 – REQUISITOS AMBIENTAIS DOS MICRORGANISMOS ANAERÓBIOS

Parâmetros	Hidrólise/Acidogênese	Metanogênese
Temperatura	25 – 35 °C	32 – 42 °C
pH	5,2 – 6,3	6,7 – 7,5
Relação C:N	10 – 45	20 – 30
Concentração de matéria seca (%)	< 40	< 30
Potencial redox (mV)	+ 400 até - 300	< - 200
Relação de C:N:P:S necessária	500:15:5:3	600:15:5:3
Elementos traços	-	Essencial: Ni, Co, Mo, Se

FONTE: Adaptado de Wellinger; Murphy; Baxter (2013).

Os requisitos apresentados na TABELA 4 demonstram variações nos limites ideais de cada parâmetro ao longo das diferentes fases do processo de digestão anaeróbia. Isso ocorre porque cada etapa do processo é conduzida por grupos distintos de microrganismos, os quais possuem necessidades específicas em relação às condições ambientais para operar de maneira eficiente.

As principais variáveis que impactam diretamente o desempenho do processo de digestão anaeróbia incluem:

a) Temperatura:

A temperatura do substrato é um dos fatores mais importantes que influenciam a digestão anaeróbia, pois está diretamente relacionada à seleção dos microrganismos, ao crescimento microbiano, à produção de biogás e à estabilidade do processo, entre outros aspectos. As diferentes faixas de temperatura para a digestão anaeróbia são apresentadas na TABELA 5.

TABELA 5 – FAIXAS DE TEMPERATURA NA DIGESTÃO ANAERÓBIA

Faixa de temperatura	Intervalo	Intervalo ótimo
Psicrofílica	< 20 °C	12 - 18 °C
Mesofílica	20 - 45 °C	25 - 40 °C
Termofílica	> 45 °C	55 - 65 °C

FONTE: Tchobanoglous *et al.* (2003).

Conforme a TABELA 5, a faixa psicrófila corresponde a temperaturas abaixo de 20 °C, enquanto a faixa termofílica é caracterizada por temperaturas acima de 45 °C. Já a faixa mesofílica abrange as temperaturas intermediárias entre esses limites. Os microrganismos envolvidos no processo de digestão anaeróbia apresentam um intervalo de temperatura ótimo, no qual atingem seu desempenho máximo. Temperaturas acima ou abaixo desse intervalo podem inibir a atividade microbiana, comprometendo a eficiência do processo.

De acordo com Van Haandel e Lettinga (1994), temperaturas entre 35 °C e 55 °C promovem maior produção de biogás e contribuem para a estabilidade do processo durante a fase metanogênica, destacando a importância de controlar rigorosamente a temperatura para otimizar os resultados.

b) Potencial hidrogeniônico (pH)

Os microrganismos responsáveis pela digestão anaeróbia possuem um valor ótimo de pH para seu desenvolvimento, o que é essencial para garantir a eficiência do processo. Alterações no pH do meio podem impactar negativamente os microrganismos, afetando suas estruturas e modificando a toxicidade do ambiente (Fernandes, 2012).

A máxima eficiência na digestão anaeróbia ocorre em condições de pH próximo à neutralidade, em torno de 7,0. Quando o pH cai abaixo de 6,3 ou ultrapassa 7,8, a taxa de digestão diminui rapidamente (Van Haandel e Lettinga, 1994).

Além disso, valores extremos de pH, abaixo de 6,0 ou acima de 8,0, podem interromper completamente a produção de metano, comprometendo a etapa metanogênica do processo (Soares, 1990). Assim, o monitoramento e controle do pH são fundamentais para assegurar a estabilidade e o desempenho ideal da digestão anaeróbia.

c) Necessidade nutricional

A taxa de crescimento e a atividade das populações microbianas na digestão anaeróbia estão diretamente relacionadas à disponibilidade de nutrientes, sendo essencial que a proporção entre macronutrientes e micronutrientes seja adequada para assegurar a sobrevivência dos microrganismos e a estabilidade do processo (Fnr, 2010).

As células dos microrganismos anaeróbios são compostas por aproximadamente 12% de nitrogênio, 2% de fósforo e 1% de enxofre em relação à matéria seca. Para o processo de digestão anaeróbia, é fundamental uma relação de 700:5:1 entre demanda biológica de oxigênio (DBO), nitrogênio e fósforo (Kunz *et al.*, 2019).

Além disso, outros nutrientes são indispensáveis para o bom funcionamento do processo. Íons como enxofre, potássio, cálcio, magnésio, cloro e sulfato desempenham papéis importantes, enquanto elementos-traço, como ferro, cobre, zinco, manganês, molibdênio e vanádio, são cruciais para o crescimento celular e a manutenção das atividades metabólicas (Kunz *et al.*, 2019). A disponibilidade equilibrada desses componentes garante a eficiência da digestão anaeróbia e a produção sustentável de biogás.

d) Inibidores

Substâncias inibidoras, mesmo em baixas concentrações, podem reduzir significativamente a taxa de degradação na digestão anaeróbia. Em concentrações tóxicas, essas substâncias podem causar a interrupção do processo (Fnr, 2010).

Dentre as substâncias inibidoras mais conhecidas destacam-se o cloro, presente em desinfetantes, e a amônia (NH₄), comumente encontrada em cama de frango, de suínos e em detergentes (Cortez *et al.*, 2008). A TABELA 6 apresenta os principais elementos químicos que possuem efeitos tóxicos sobre as bactérias envolvidas no processo de biodigestão anaeróbia.

TABELA 6 – ELEMENTOS QUÍMICOS TÓXICOS NA BIODIGESTÃO ANAERÓBIA

Substância	Concentração (mg.L ⁻¹)		
	Estimulante	Média Inibição	Forte Inibição
Sódio	100 - 200	3.500 - 5.500	8.000
Potássio	200 - 400	2.500 - 4.500	12.000
Cálcio	100 - 200	2.500 - 4.500	8.000
Magnésio	75 - 150	1.000 - 1.500	3.000
Amônia	50 - 200	1.500 - 3.000*	> 3.000 (tóxico)
Sulfito	*	*	200 (muito tóxico)
Metais pesados	Faixa de inibição devido a toxicidade (mg.L ⁻¹)		
Cobre	150 - 1.000		
Níquel	200 - 1.000		
Zinco	350 - 1.000		
Cromo	200 - 2.000		

* Quando pH se encontra elevado.

Fonte: Adaptado de Kugelman e Chin (1971).

Conforme mostrado na TABELA 6, diversos elementos químicos podem ser tóxicos, inibindo o processo de digestão anaeróbia. Entre eles, a toxicidade da amônia em concentrações superiores a 150 mg.L⁻¹ é destacada como uma das mais críticas, assim como o gás sulfídrico (H₂S), que se torna tóxico em concentrações acima de 200 mg.L⁻¹ (Cortez *et al.*, 2008).

A digestão anaeróbia de dejetos animais desempenha um papel fundamental ao promover a degradação e estabilização da matéria orgânica, reduzindo seu potencial poluidor e minimizando a contaminação por microrganismos entéricos de relevância para a saúde pública (Bonett e Monticelli, 1998). Além dos benefícios ambientais, o uso de biodigestores também apresenta vantagens econômicas, permitindo a recuperação do biogás, que pode ser utilizado como combustível alternativo, e do digestato, um biofertilizante aplicado em lavouras (Konzen, 2006).

A seguir, são descritas as etapas que compõem um sistema de digestão anaeróbia em plantas de biogás para aproveitamento energético.

2.4 PLANTAS DE BIOGÁS

Em uma planta de biogás, a capacidade de geração e aproveitamento do biogás está relacionada ao nível tecnológico do biodigestor, variando de acordo com o tipo e as condições operacionais a que ele é submetido (Kunz *et al.*, 2014).

O funcionamento de uma planta de biogás envolve diversas etapas, fluxos e equipamentos. Para alcançar o desempenho esperado, é essencial que todos os equipamentos estejam devidamente alinhados ao processo, atendendo aos requisitos específicos de cada etapa, desde o início até a sua conclusão (Unido e CiBiogás, 2022b).

Cada planta de biogás apresenta um arranjo físico e tecnológico próprio, que inclui as seguintes etapas principais: pré-tratamento da biomassa, digestão anaeróbia nos biodigestores, tratamento e purificação do biogás, aproveitamento energético e gestão do digestato. No decorrer do trabalho, cada uma dessas etapas será detalhada.

2.4.1 Pré-tratamento da biomassa

O pré-tratamento da biomassa pode ser uma etapa obrigatória ou opcional, dependendo das características do substrato utilizado. Seu principal objetivo é alterar a estrutura e a composição do substrato, otimizando sua interação com os microrganismos e facilitando o processo de digestão anaeróbia. Essa etapa é essencial para melhorar a eficiência do processo, aumentando a biodegradabilidade do material e, conseqüentemente, a produção de biogás.

O QUADRO 3 apresenta as principais tecnologias e equipamentos que podem ser empregados no pré-tratamento da biomassa, destacando suas aplicações e benefícios para o processo de biodigestão.

QUADRO 3 – PRINCIPAIS TECNOLOGIAS E EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO PRÉ-TRATAMENTO DA BIOMASSA

Pré-tratamento	Descrição	Exemplos
Físico	Processo físico que modifica a estrutura da biomassa, aumentando seu contato com o meio e facilitando a ação dos microrganismos anaeróbios	Mecânico: trituração e extrusão Irradiação: micro-ondas e ultrassom Térmico: explosão a vapor e hidrotérmico
Químico	Utiliza compostos químicos que alteram a composição física e química da biomassa facilitando a biodegradação. É comumente utilizado em substratos lignocelulósicos.	Alcalino: hidróxido de sódio, óxido de cálcio e hidróxido de potássio Ácido: ácido clorídrico, ácido sulfúrico e ácido nítrico
Biológico	Utiliza microrganismos específicos que solubilizam componentes recalcitrantes da biomassa.	Fungos, consórcio de microrganismos e enzimas

FONTE: Adaptado de Unido e CiBiogás (2022b).

Conforme descrito no QUADRO 3, as tecnologias de pré-tratamento da biomassa podem ser classificadas em físicas, químicas e biológicas. A escolha de uma técnica, ou a combinação de diferentes técnicas, permite aumentar a eficiência de degradação da matéria orgânica. Isso, por sua vez, acelera o processo de digestão anaeróbia e incrementa a produção de biogás.

2.4.2 Biodigestores

Os biodigestores são sistemas fechados projetados para promover a degradação anaeróbia de resíduos, onde os gases resultantes do processo, como o biogás, são coletados e armazenados em compartimentos específicos chamados de gasômetros. Além do biogás, outro subproduto gerado é o biofertilizante, que inicialmente fica armazenado no interior do biodigestor (Kunz e Oliveira, 2006; Fernandes, 2012).

A escolha do modelo de biodigestor é o elemento central em um sistema de tratamento anaeróbio e deve ser realizada com base no tipo de substrato, no nível de investimento disponível e nas condições ambientais da região. O biodigestor pode ser utilizado de forma individual ou integrado a um conjunto de equipamentos para maior eficiência (Mcti *et al.*, 2019).

O QUADRO 4 apresenta os principais fatores a serem considerados para a escolha do sistema de digestão anaeróbia mais adequado.

QUADRO 4 – PONTOS IMPORTANTES PARA A ESCOLHA DO SISTEMA DE DIGESTÃO

Tecnologia	Pontos-chave	Opções
Sistema de alimentação	Tipo de biodigestor e de matéria-prima para alimentação	Alimentação descontínua para biodigestores de batelada Alimentação contínua ou semicontínua para digestores CSTR Sistema de alimentação sólido ou líquido, dependendo do conteúdo da matéria seca do substrato
Temperatura do reator	Risco para patógenos	Temperatura mesofílica quando não há risco de patógenos Temperaturas termofílicas quando houver risco de patógenos
Número de fases	Composição de substratos, risco de acidificação	Sistemas de uma fase quando não há risco de acidificação Sistema de duas fases para substratos com um elevado teor de açúcar, amido, proteínas ou de difícil degradação
Sistemas de agitação	Matéria-prima seca para alimentação	Agitadores mecânicos para alta concentração de sólidos Sistemas de agitação mecânica, hidráulica ou pneumática para baixa concentração de sólidos

FONTE: Adaptado de Kunz *et al.* (2019).

Conforme apresentado no QUADRO 4, o tipo de biodigestor e o substrato a ser processado determinam o sistema de alimentação a ser utilizado. Quando a matéria-prima apresenta risco de conter patógenos, o processo deve ocorrer em temperatura termofílica. No entanto, se não houver esse risco, pode-se optar por temperatura mesofílica (KUNZ *et al.*, 2019).

A composição do substrato também define a configuração do sistema: em casos onde há risco de acidificação, é necessário adotar um sistema de duas fases; caso contrário, um sistema de uma fase pode ser suficiente. Além disso, a concentração de sólidos na matéria-prima orienta a necessidade e o tipo de agitação a ser implementado no biodigestor.

De maneira geral, as principais características de um biodigestor incluem:

- Regime de alimentação: batelada ou contínuo;
- Forma de alimentação: fluxo ascendente ou laminar;
- Concentração de sólidos no reator: digestão sólida (> 20%), semissólida (10 a 15%) ou úmida (< 10%);

- Sistema de agitação: com mistura completa, parcial ou sem mistura (Amaral *et al.*, 2019).

A escolha e o ajuste dessas características são essenciais para garantir a eficiência do processo de digestão anaeróbia e a produção otimizada de biogás.

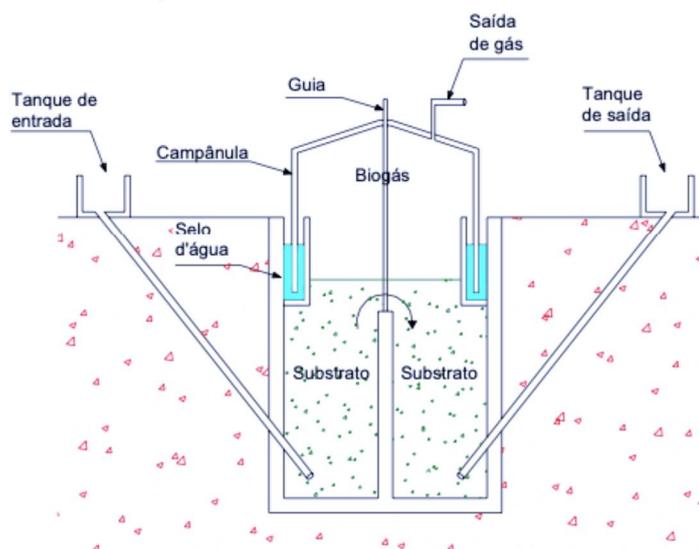
2.4.2.1 Modelos de biodigestores

Dentre os modelos de biodigestores mais conhecidos, estão:

a) Biodigestor modelo indiano

O biodigestor modelo indiano possui uma campânula flutuante que atua como gasômetro, característica que o classifica como um biodigestor de pressão constante. Além disso, é equipado com uma parede central que divide o tanque de fermentação em duas câmaras (Fernandes, 2012), como ilustrado na FIGURA 9.

FIGURA 9 – ESQUEMA DE UM BIODIGESTOR MODELO INDIANO



FONTE: Nishimura (2009).

Esse biodigestor tem formato cilíndrico vertical e é construído com tijolos, sendo internamente revestido com cimento e materiais impermeabilizantes para evitar vazamentos. A divisão interna em duas câmaras facilita a circulação do substrato: o material entra na primeira câmara, desce até o fundo do reator, e, à medida que ocorre a digestão anaeróbia, torna-se menos denso, subindo para a segunda câmara, onde

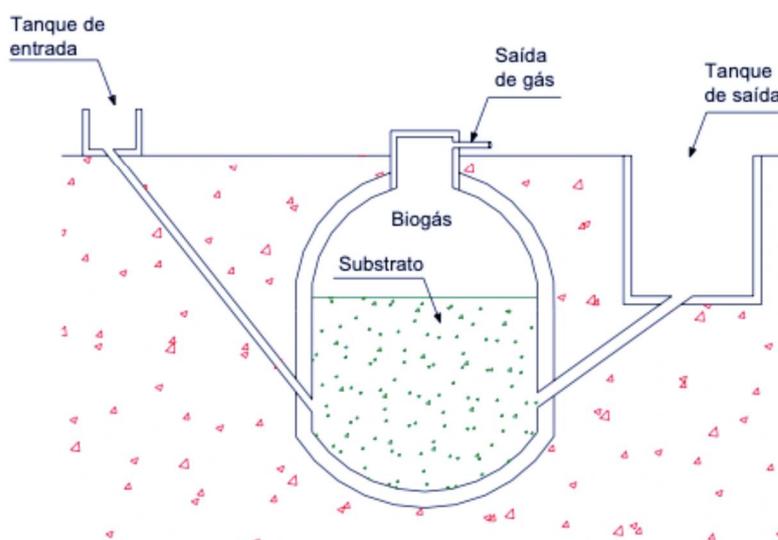
está localizado o tubo de saída. Na parte superior do cilindro, a campânula flutua sobre o substrato, garantindo que a pressão interna permaneça constante, independentemente das variações no volume de biogás produzido (Nishimura, 2009; Fernandes, 2012).

Este modelo de biodigestor é instalado enterrado, aproveitando a temperatura do solo, que é pouco variável. Isso minimiza as variações térmicas, favorece a ação das bactérias e acelera o processo de fermentação (Kunz *et al.*, 2014).

b) Biodigestor modelo chinês

O biodigestor modelo chinês é composto por uma câmara cilíndrica de fermentação construída em alvenaria, com um teto impermeável que também funciona como reservatório de biogás. Diferentemente do modelo indiano, ele não possui gasômetro, o que resulta em uma produção de gás com pressão variável (Cortez *et al.*, 2008). Seu funcionamento segue o princípio da prensa hidráulica: quando a pressão interna aumenta devido ao acúmulo de biogás, o efluente é deslocado da câmara de fermentação para a caixa de saída; já em caso de descompressão, ocorre o movimento inverso (Kunz *et al.*, 2014). A FIGURA 10 apresenta o esquema do biodigestor modelo chinês, que se destaca por seu teto em forma de abóbada e sua construção em alvenaria.

FIGURA 10 – ESQUEMA DE BIODIGESTOR MODELO CHINÊS



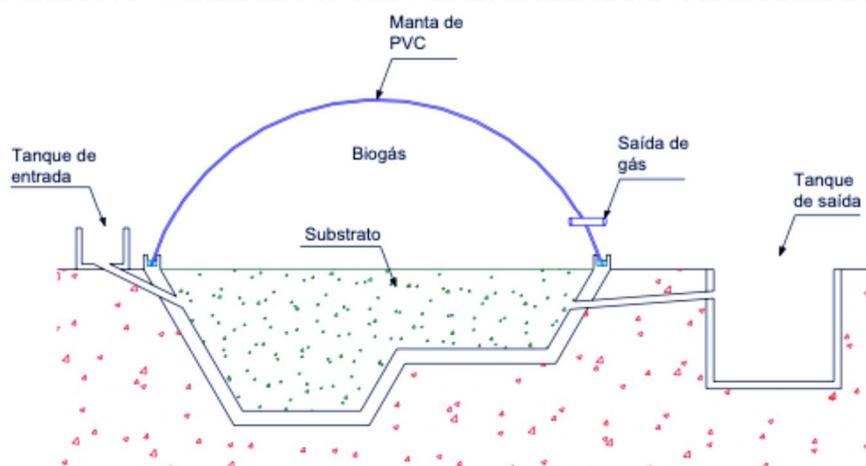
FONTE: Nishimura (2009).

Comparado ao modelo indiano, o custo de construção do modelo chinês é mais baixo, principalmente pela ausência do gasômetro. Em termos de desempenho, ambos os modelos apresentam resultados semelhantes, embora o modelo indiano, em alguns experimentos, demonstre uma eficiência ligeiramente superior na produção de biogás e na redução de sólidos no substrato (Pecora, 2006).

c) Biodigestor de lagoa coberta (BLC) ou modelo Canadense

O biodigestor de lagoa coberta (BLC), também chamado de modelo canadense, utiliza a geometria tradicional das lagoas anaeróbias de tratamento, adicionando uma cobertura à lagoa para capturar o biogás gerado durante o processo (Kunz *et al.*, 2014). Este biodigestor é representado pelo esquema da FIGURA 11.

FIGURA 11 – ESQUEMA DE BIODIGESTOR MODELO LAGOA COBERTA



FONTE: Nishimura (2009).

Como ilustrado na FIGURA 11, o BLC é composto por um tanque escavado no solo, com base retangular construída em alvenaria, onde é depositado o substrato. Esse tanque é impermeabilizado e coberto com material geossintético (como PVC ou PEAD), que possui baixa permeabilidade a fluidos e gases, mas é flexível o suficiente para acumular o biogás, atuando como um gasômetro (Kunz *et al.*, 2019; Vaz, 2022).

De maneira geral, o biodigestor de lagoa coberta não conta com um sistema de aquecimento, e a agitação, quando presente, é realizada por motobombas que circulam o dejetos dentro do tanque. O reator opera em regime semi-contínuo de fluxo laminar, com baixa concentração de sólidos totais (aproximadamente 3% m/V),

elevado tempo de retenção hidráulica (TRH) e exige grande volume para sua instalação (Vaz, 2022).

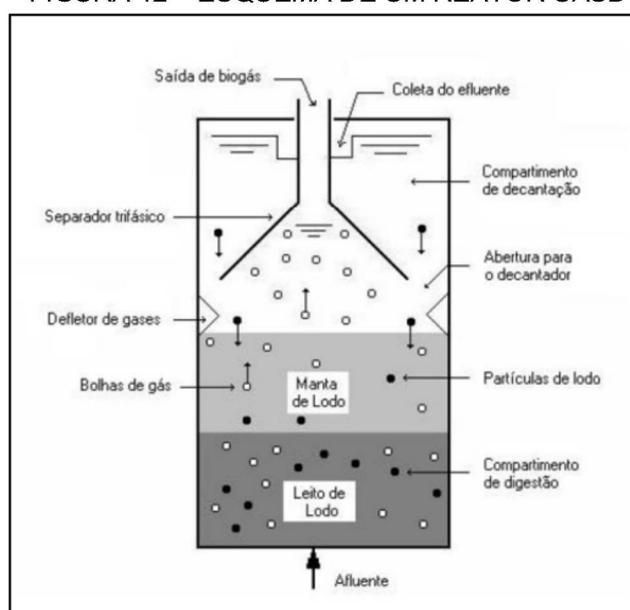
O BLC é amplamente utilizado devido ao seu baixo custo em comparação a outras tecnologias de biodigestores. Contudo, é importante considerar suas limitações, já que sua eficiência não se compara, por exemplo, à de um biodigestor de mistura completa operando em faixa mesofílica com controle de temperatura (Kunz *et al.*, 2014).

Por não possuir sistema de aquecimento, o BLC é mais adequado para regiões de clima quente, onde a temperatura ambiente favorece o processo de digestão anaeróbia (Nishimura, 2009).

d) Reatores do tipo UASB

O reator anaeróbio de fluxo ascendente, conhecido pela sigla UASB (do inglês *Upflow Anaerobic Sludge Blanket*), é amplamente reconhecido por sua alta eficiência no tratamento de efluentes. Neste sistema, o efluente é introduzido na parte inferior do reator (FIGURA 12) e, em um fluxo ascendente, atravessa o leito de lodo no compartimento de digestão e a manta de lodo, até alcançar o topo do reator. Na extremidade superior, um separador trifásico promove a divisão eficiente entre o biogás, o efluente tratado e as partículas de lodo e sólidos suspensos.

FIGURA 12 – ESQUEMA DE UM REATOR UASB



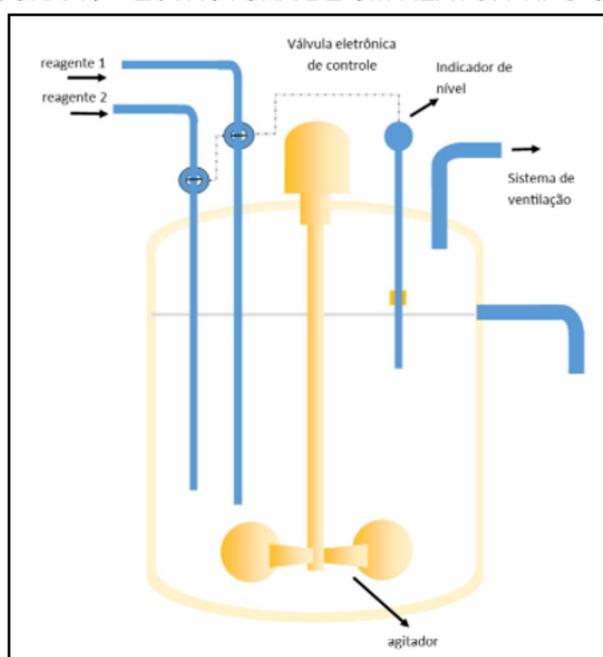
FONTE: Chernicharo (2007).

Uma das principais vantagens desse reator é sua elevada capacidade de retenção de biomassa, o que possibilita um tempo de retenção hidráulica (TRH) reduzido, associado a um excelente desempenho na produção de biogás. Contudo, o UASB apresenta limitação quanto à tolerância a altas concentrações de sólidos na alimentação, sendo indispensável uma separação sólido-líquida prévia para evitar prejuízos ao seu funcionamento (Kunz *et al.*, 2014).

e) Biodigestor CSTR

A sigla CSTR, do inglês *Continuous Stirred Tank Reactor*, refere-se a um reator com tanque continuamente agitado. Este modelo de biodigestor, ilustrado na FIGURA 13, é amplamente utilizado devido à sua capacidade de suportar grandes cargas volumétricas e ao sistema de agitação interna, que mantém o conteúdo do tanque homogeneizado.

FIGURA 13 – ESTRUTURA DE UM REATOR TIPO CSTR



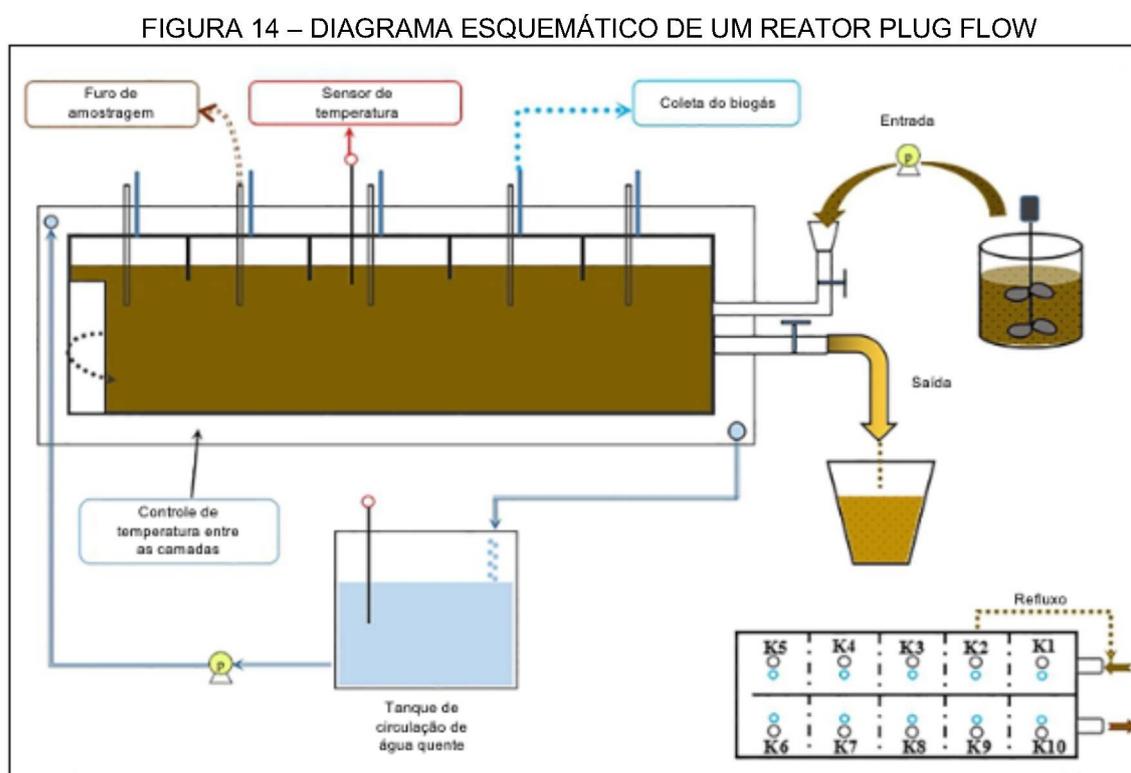
FONTE: CiBiogás (2024).

Embora o sistema de agitação eleve os custos de implantação e manutenção, ele desempenha um papel crucial na eficiência do reator. A agitação promove uma melhor transferência de calor, mantém os sólidos em suspensão e aumenta o contato entre a matéria orgânica e os microrganismos, fatores que contribuem para uma maior

eficiência na produção de biogás. O CSTR é o modelo predominante na Europa, representando cerca de 90% dos biodigestores em operação no continente (Kunz *et al.*, 2019).

f) Reator *plug flow* ou reator de fluxo em pistão

O reator *plug flow*, também conhecido como reator de fluxo em pistão, deve seu nome ao movimento característico do substrato em seu interior, que se assemelha ao deslocamento de um pistão. Geralmente, esses reatores possuem um formato longo e estreito, projetado para maximizar o contato entre o substrato e os microrganismos. A FIGURA 14 apresenta um diagrama esquemático desse tipo de reator.



FONTE: Adaptado de Dong *et al.* (2019).

No reator *plug flow*, o substrato avança ao longo de sua extensão sem que haja mistura significativa entre o material das diferentes seções. Idealmente, cada trecho do reator encontra-se em uma etapa distinta do processo de degradação, permitindo que o substrato seja continuamente decomposto e convertido em biogás. Além disso, esse modelo pode ser projetado para operar sob condições controladas,

possibilitando ajustes de temperatura e outros parâmetros, o que garante um processo contínuo e eficiente.

Apesar de sua eficiência, a construção de reatores *plug flow* tende a ser mais cara em comparação a outros tipos de biodigestores, e sua manutenção é mais complexa, devido à necessidade de assegurar um fluxo constante e controlado ao longo de toda a extensão do reator (Energia e Biogás, 2024). Algumas lagoas de tratamento de dejetos são adaptadas para operar neste formato, porém, sem a mesma eficiência.

Entre os biodigestores mencionados, os modelos mais comumente utilizados para substratos oriundos da agropecuária são os reatores de mistura contínua (CSTR) e as lagoas cobertas (BLC) (Snsa e Probiogás, 2015). O QUADRO 5 apresenta uma descrição detalhada dos requisitos, vantagens e desvantagens das principais tecnologias empregadas na produção de biogás no setor agropecuário.

QUADRO 5 – TECNOLOGIAS PARA PRODUÇÃO DE BIOGÁS NA AGROPECUÁRIA

(continua)

CSTR VERSÃO BÁSICA	LAGOA ANAERÓBIA COM MISTURADOR	LAGOA ANAERÓBIA COBERTA (CLÁSSICA)
REQUISITOS		
Substratos orgânicos líquidos e pastosos, ou sólidos que se tornam líquidos no processo da digestão anaeróbia, com concentração de Sólidos Totais (ST) de:		
ST < 20%	ST < 15%	ST < 5%
VANTAGENS		
Tecnologias de baixo custo para tratamento e aproveitamento energético de resíduos agropecuários. Equipamentos simples, implementáveis em todo o mundo. Preparação e mistura do substrato relativamente fáceis de executar.		
Tecnologia comprovada de geração de biogás com substratos agropecuários. Projeto e construção com valores padrões. Possível controle eficiente do processo por meio de mistura otimizada, aquecimento e isolamento do reator.	Possível adaptar as lagoas existentes para o aproveitamento de biogás. Sem limitação de tamanho. Volumes grandes oferecem maior estabilidade para o processo.	Método simples estabelecido e comprovado. Custos relativamente baixos, ampliável em etapas no método intensivo. Projeto e construção com valores padrões.

QUADRO 6 – TECNOLOGIAS PARA PRODUÇÃO DE BIOGÁS NA AGROPECUÁRIA

(conclusão)

DESVANTAGENS		
Limite de aplicação para substratos com altos teores de impurezas, de natureza flutuante ou ricos em fibras.		
Manutenção complexa dos equipamentos. Maiores custos de operação e manutenção se comparados com os das lagoas.	Separação de sólidos necessária. Custos elevados com a membrana de cobertura. Membrana única oferece pouca resistência, podendo rasgar caso não esteja sempre cheia de gás.	
	Em comparação com CSTR: - mistura limitada; - limitação de fixação de agitadores; - grandes superfícies; - pequenas profundidades. Demanda maior de espaço e tempo de construção.	Em comparação com os CSTR e com as lagoas com misturador: - têm menor eficiência de degradação e menor produção de biogás.

FONTE: Adaptado de Snsa e Probiogás (2015).

Cada um dos modelos descritos no QUADRO 5 possui características específicas que os tornam mais adequados para diferentes aplicações. O CSTR e o BLC com misturador são capazes de operar com maiores concentrações de sólidos totais (ST), enquanto o BLC clássico é limitado a concentrações inferiores a 5% de ST.

Em relação às vantagens, todos os sistemas utilizam equipamentos simples, têm baixo custo de implantação e são de fácil operação. No entanto, o CSTR se destaca pelo controle preciso de mistura, aquecimento e isolamento térmico, enquanto as BLC oferecem a vantagem de poderem ser adaptadas a lagoas de tratamento já existentes.

Entre as desvantagens, o CSTR apresenta custos operacionais e de manutenção mais elevados, enquanto as BLC demandam investimento significativo na membrana de cobertura. No caso dos biodigestores de lagoa coberta, o modelo com agitador enfrenta como limitação a eficiência restrita da mistura, além de exigir maior área para construção devido à necessidade de lagoas menos profundas. Já o modelo clássico de lagoa coberta é menos eficiente em comparação aos demais, resultando em menor produção de biogás.

No Brasil, o biodigestor de lagoa anaeróbia coberta é o mais utilizado para o tratamento de efluentes de origem animal, devido ao seu baixo nível tecnológico, simplicidade de construção e facilidade de operação (Mcti *et al.*, 2019).

2.4.2.2 Parâmetros operacionais dos biodigestores

a) Carga orgânica volumétrica e tempo de retenção do biodigestor

A carga orgânica volumétrica (COV) e o tempo de retenção hidráulica (TRH) são parâmetros fundamentais no dimensionamento de biodigestores, sendo essenciais para evitar problemas de subdimensionamento ou superdimensionamento.

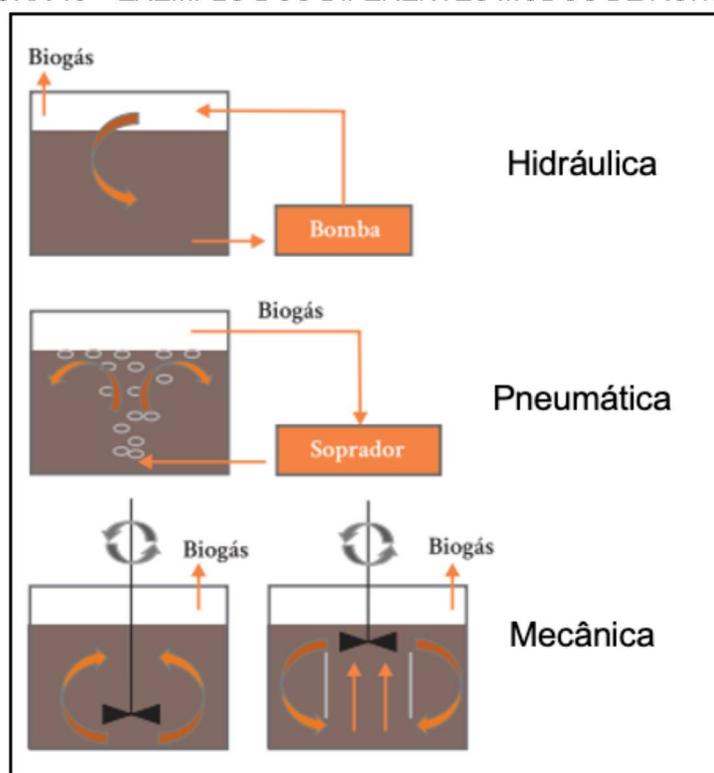
A COV refere-se à quantidade de matéria orgânica que pode ser aplicada ao biodigestor por unidade de tempo e por unidade de volume do reator, garantindo que o sistema opere de forma eficiente sem sobrecarregá-lo (Amaral *et al.*, 2019). Já o TRH corresponde ao tempo médio necessário para o tratamento do efluente dentro do biodigestor, ou seja, o intervalo entre a entrada e a saída do substrato. O TRH varia conforme o tipo de efluente, a finalidade do biodigestor e o modelo utilizado. O objetivo é atingir a maior decomposição possível no menor tempo viável, sem comprometer o processo (Fernandes, 2012).

No entanto, durante o projeto de uma usina de biogás, o dimensionamento do biodigestor não visa necessariamente o rendimento máximo de biogás ou a decomposição completa da matéria orgânica, pois isso demandaria tempos de retenção muito longos e tanques de grande capacidade, elevando os custos. Em vez disso, busca-se um equilíbrio entre eficiência de decomposição e viabilidade econômica, priorizando uma capacidade de tratamento adequada com custos aceitáveis (Fnr, 2010).

b) Agitação

Os sistemas de agitação em biodigestores podem ser classificados em três categorias principais: agitação hidráulica, agitação pneumática e agitação mecânica, conforme representado na FIGURA 15.

FIGURA 15 – EXEMPLO DOS DIFERENTES MODOS DE AGITAÇÃO



FONTE: Amaral *et al.* (2019).

De acordo com a representação dos sistemas presente na FIGURA 15, esses sistemas apresentam as seguintes características:

- I. Agitação hidráulica: utiliza bombas, que podem ser internas ou externas, para promover a movimentação e homogeneização do substrato dentro do biodigestor.
- II. Agitação pneumática: faz uso de sopradores para recircular o biogás por meio de borbulhamento, criando turbulência no interior do biodigestor.
- III. Agitação mecânica: emprega misturadores ou motobombas equipadas com hélices para realizar a mistura do substrato.

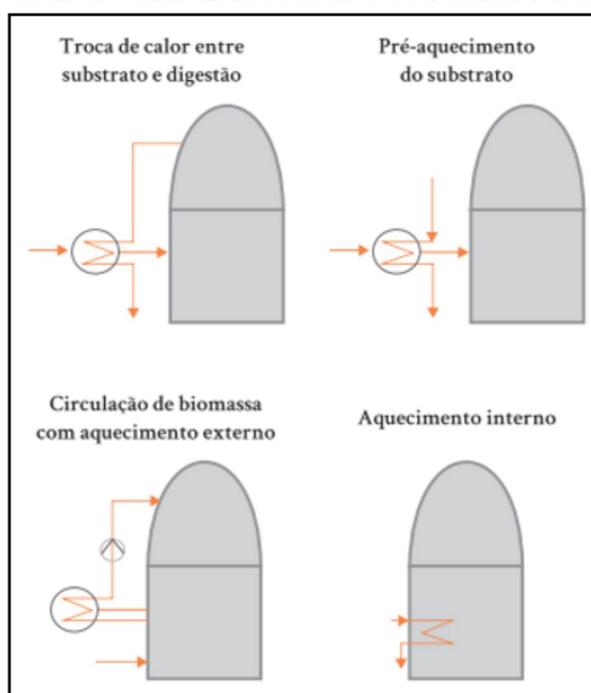
A escolha do sistema de agitação deve levar em consideração as características do substrato e o modelo do biodigestor. O uso de sistemas de agitação é altamente benéfico, pois melhora o contato entre os microrganismos e o substrato, contribuindo para um aumento de 15% a 30% na produção de biogás (Karim *et al.*, 2005; Mcti *et al.*, 2019).

c) Aquecimento

De acordo com Casarin (2016), a temperatura da biomassa e sua estabilidade são fatores cruciais para a eficiência e a quantidade de biogás produzido. O aquecimento do biodigestor torna-se especialmente necessário em regiões de clima frio, onde as baixas temperaturas podem comprometer o processo de digestão anaeróbia.

O aquecimento pode ser realizado por meio de trocadores de calor ou elementos de aquecimento, que podem ser internos ou externos ao digestor. A FIGURA 16 apresenta exemplos de sistemas de aquecimento utilizados na digestão anaeróbia.

FIGURA 16 – SISTEMAS DE AQUECIMENTO UTILIZADOS NA DIGESTÃO ANAERÓBIA



FONTE: Amaral *et al.* (2019).

Nos modelos ilustrados, os elementos de aquecimento internos atuam diretamente sobre o substrato em fermentação, aumentando sua temperatura. Já os equipamentos externos aquecem o substrato antes de sua entrada no biodigestor, garantindo que ele atinja a temperatura ideal para o processo (Casarin, 2016).

Entre as opções disponíveis, o sistema de aquecimento por troca térmica, que utiliza serpentinas com água aquecida instaladas no interior do biodigestor, é o método mais comum e eficiente (Amaral *et al.*, 2019).

Apesar da baixa adoção de sistemas de aquecimento em biodigestores, seu uso oferece vantagens significativas, como o aumento do rendimento de biogás em até 30% e uma maior estabilidade operacional ao longo do ano, minimizando os efeitos negativos das oscilações de temperatura (Casarin, 2016).

2.4.3 Tratamento e purificação do biogás

O tratamento e a purificação do biogás têm como objetivo atingir as concentrações específicas dos compostos, conforme a aplicação final desejada e a composição inicial do gás. De modo geral, o tratamento do biogás é suficiente para seu aproveitamento na geração de energia térmica e elétrica. No entanto, quando o biogás é destinado à produção de biometano, o tratamento deve necessariamente ser seguido por um processo de purificação (Unido e CiBiogás, 2022a). O QUADRO 7 apresenta um resumo dos níveis de tratamento requeridos para os diferentes usos do biogás.

QUADRO 7 – NÍVEL DE TRATAMENTO REQUERIDO PARA OS DIFERENTES USOS DO BIOGÁS

Uso final do biogás	Nível de tratamento		
	Remoção de umidade	Remoção de H ₂ S	Remoção de CO ₂
Combustão direta	Tratamento parcial	Tratamento parcial Queimadores fechados: H ₂ S < 5 ppmv	Nenhum tratamento
Uso direto para geração de calor	Tratamento parcial a completo	Tratamento parcial a completo*	Nenhum tratamento
Cogeração de eletricidade e calor a partir de motores de combustão interna	Tratamento parcial a completo	Tratamento parcial a completo*	Nenhum tratamento
Cogeração de eletricidade e calor a partir de turbinas e microturbinas	Tratamento parcial a completo	Turbina: H ₂ S < 10000 ppmv* Microturbina: H ₂ S < 50 ppmv*	Nenhum tratamento
Injeção na rede de gás natural	Tratamento parcial a completo (umidade < 70-80%)	Tratamento completo (H ₂ S < 5 mg/m ³)	Tratamento completo (CH ₄ ³ 95%)
Motores a gás (uso veicular)	Tratamento parcial a completo (umidade < 70-80%)	Tratamento completo (H ₂ S < 1000-2000 mg/m ³)	Tratamento completo (CH ₄ ³ 95%)

* Variável de acordo com a demanda dos fabricantes das tecnologias de conversão energética.

Fonte: Adaptado de Lobato (2011).

O tratamento do biogás envolve a remoção de impurezas e contaminantes presentes na mistura gasosa, como sulfeto de hidrogênio, amônia e umidade, entre outros. Esses contaminantes reduzem o poder calorífico do biogás, comprometem sua queima, diminuem a vida útil dos equipamentos e tornam o processo menos eficiente (Pecora, 2006). Assim, os processos de tratamento do biogás têm como objetivos principais o ajuste do poder calorífico e a remoção de componentes que impactam negativamente sua qualidade e a durabilidade dos equipamentos do sistema, garantindo a viabilidade da produção de energia (Silva e Mezzari, 2019). O QUADRO 8 destaca os principais tratamentos aplicados para a remoção de sulfeto de hidrogênio e umidade no biogás.

QUADRO 8 – PRINCIPAIS ROTAS TECNOLOGIAS E EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO TRATAMENTO DO BIOGÁS

Componente para remoção	Descrição	Principais rotas tecnológicas
Sulfeto de hidrogênio	Gás corrosivo e prejudicial à saúde que, em contato com a água, gera ácido sulfúrico, responsável por danificar estruturas metálicas e equipamentos.	Durante o processo de biodigestão: processos biológicos e por reação química. Após o processo de digestão: Adsorção física/química, absorção física/química e sistemas biológicos.
Umidade	A umidade por si só não é nociva aos sistemas, porém, na presença de compostos secundários, pode gerar corrosão.	Condensação, adsorção e absorção.

FONTE: Adaptado de Unido e CiBiogás (2022b).

A secagem do biogás evita problemas associados à presença de umidade, como a condensação nas tubulações e nos motores. Esse processo pode ser realizado por meio de condensação, adsorção ou absorção. Já a remoção ou redução dos níveis de sulfeto de hidrogênio é crucial para prevenir a corrosão, pois esse composto é altamente tóxico e corrosivo para diversos tipos de aço. As técnicas de remoção de sulfeto de hidrogênio incluem processos biológicos, físicos e químicos, como biodessulfurização, remoção com óxido de ferro e remoção com carvão ativado (Casarin, 2016).

A purificação do biogás, que consiste na remoção de dióxido de carbono, é necessária quando o objetivo é a produção de biometano. A escolha do sistema de purificação deve considerar fatores como a vazão do gás a ser tratado, as tecnologias

utilizadas na etapa de tratamento, os custos de investimento e operação, entre outros (Unido e CiBiogás, 2022a).

As principais rotas tecnológicas para remoção de dióxido de carbono do biogás são descritas no QUADRO 9.

QUADRO 9. PRINCIPAIS ROTAS TECNOLÓGICAS E EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NA PURIFICAÇÃO DO BIOGÁS

Principais rotas de purificação	Descrição	Exemplos de tecnologias
Absorção física	Ocorre pela diferença de solubilidade de metano e de dióxido de carbono. A mistura de biogás passa pelo fluxo de água, onde o dióxido de carbono se dissolve e o metano permanece na fase gasosa.	<i>Water scrubbing</i> , solventes orgânicos
Absorção química	O processo envolve duas colunas, uma de absorção e outra de dessorção para regeneração da solução. Tem baixas perdas de metano no líquido e alta concentração do metano no gás. Por ser um processo químico, a taxa de reação é aumentada em comparação a processos puramente físicos.	Aminas
Adsorção física	É baseado na adsorção seletiva de dióxido de carbono em adsorventes porosos, como carvão ativado, sílica gel, as zeólitas e os polímeros.	<i>Pressure Swing Adsorption - PSA</i>
Criogênico	Demanda entradas de energia significativas para operar em temperaturas muito baixas e elevadas pressões. Requer uso de equipamentos como compressor, turbina e trocador de calor.	Criogenia
Permeação	O dióxido de carbono e o metano são separados a partir da diferença de permeabilidade destes componentes na membrana.	Membranas

FONTE: Unido e CiBiogás (2022b).

De acordo com Silva e Mezzari (2019), todos os processos mencionados estão sendo utilizados para o tratamento e a purificação do biogás, com exceção da criogenia. Apesar de seus resultados promissores, a criogenia ainda é considerada uma tecnologia de alto custo e elevado consumo de energia. A escolha entre os processos disponíveis depende do nível de pureza desejado, da disponibilidade de equipamentos e serviços na região, bem como das limitações de investimento no sistema. Após o tratamento e, quando necessário, a purificação, o biogás estará pronto para o aproveitamento energético.

2.4.4 Recuperação e uso do biogás

O biogás gerado por meio da digestão anaeróbia é composto majoritariamente por 40% a 70% de metano, 25% a 60% de dióxido de carbono e pequenas quantidades de outros gases, como sulfeto de hidrogênio, nitrogênio, hidrogênio, monóxido de carbono e oxigênio. A concentração e o volume desses componentes variam de acordo com a matéria orgânica utilizada como substrato, sendo que uma maior concentração orgânica resulta em um biogás mais rico em metano (Huang e Crookes, 1998; Ryckebosch *et al.*, 2011; Starr *et al.*, 2012).

No caso de dejetos animais, as diferenças na capacidade de geração de biogás estão diretamente relacionadas à dieta dos animais e às características de seu sistema digestivo (Oliveira e Higarashi, 2006). Essas variações estão detalhadas na TABELA 7, que apresenta uma comparação da capacidade de geração de biogás entre diferentes tipos de dejetos.

TABELA 7 – POTENCIAL DE GERAÇÃO DE BIOGÁS A PARTIR DE DEJETOS ANIMAIS

Animal	Peso vivo (kg)	m³biogás/kgesterco	m³biogás/animal/dia
Aves	2,5	0,050	0,014
Bovino	500	0,038	0,36
Suíno	90	0,079	0,24

FONTE: Adaptado de Oliveira (1993).

Em termos comparativos, o esterco suíno destaca-se por apresentar o maior potencial de geração de biogás por quilograma de esterco entre os animais analisados, alcançando até 0,079 m³ por quilograma. Por outro lado, o volume total de biogás produzido por animal está diretamente relacionado ao porte do animal e à quantidade de dejetos que ele gera. Assim, bovinos, devido ao seu maior porte, produzem mais dejetos e, conseqüentemente, um volume mais elevado de biogás por cabeça (Oliveira, 1993).

A capacidade máxima de produção de biogás refere-se ao maior volume de biogás que pode ser gerado a partir de uma determinada biomassa, sendo diretamente influenciada pelo conteúdo de sólidos voláteis presentes no material. A TABELA 8 apresenta a capacidade máxima de produção de biogás para dejetos de suínos e galinhas poedeiras, com base nos sólidos voláteis contidos nesses dejetos, conforme relatado em diversos estudos.

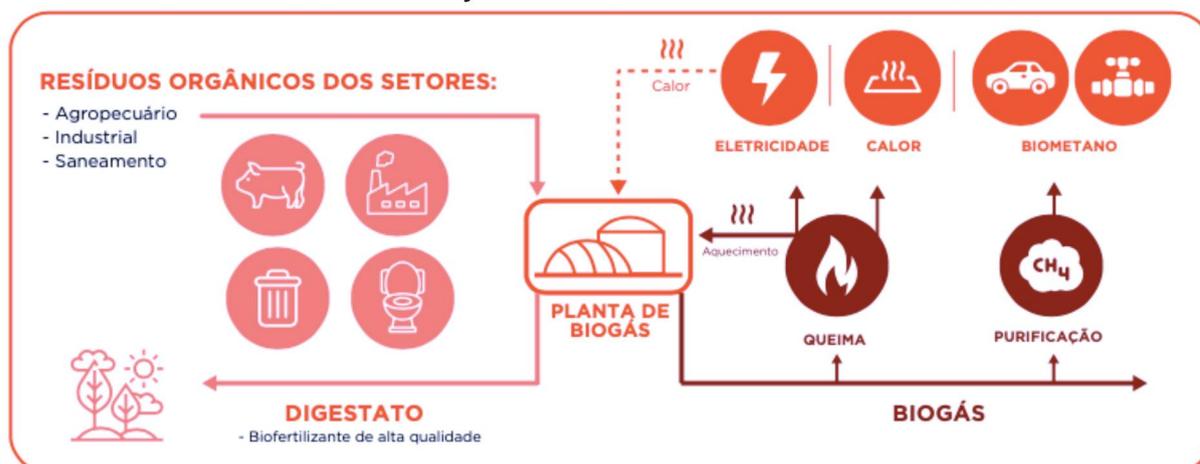
TABELA 8 – CAPACIDADE MÁXIMA DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS PARA DEJETOS DE SUÍNOS E GALINHAS POEDEIRAS, EM RELAÇÃO AOS SÓLIDOS VOLÁTEIS

Categoria	Produção máxima (m³_{biogás}/kg_{sv})	Fonte
Suínos	0,48	Ipcc (2006)
	0,57	EU - Agro Biogas (2015) <i>apud</i> Mito <i>et al.</i> (2018)
	0,62	CiBiogás - ER (2015) <i>apud</i> Mito <i>et al.</i> (2018)
	0,84	Chen (1983)
	0,53	Rede BiogásFert <i>apud</i> Mito <i>et al.</i> (2018)
	0,41	Neto (2018)
	0,51	Amaral (2017)
	0,54	Kafle e Chen (2016)
	0,58	Matinc <i>et al.</i> (2017)
	0,71	Orrico Júnior <i>et al.</i> (2011)
Aves	0,82	Abouelenien <i>et al.</i> (2014)
	0,50	Borowski <i>et al.</i> (2016)
	0,55	Augusto (2007)
	0,40	Bayrakdar <i>et al.</i> (2017)
	0,30	Chen <i>et al.</i> (2021)
	0,51	Jurgutis <i>et al.</i> (2020)

FONTE: Autora (2024).

O biogás apresenta ampla versatilidade e pode ser utilizado em diversas aplicações, como aquecimento, combustível para cocção, motores de combustão interna, geração de energia elétrica, matéria-prima para a indústria química e produção de fertilizantes orgânicos (Wang *et al.*, 2023). A FIGURA 17 ilustra os principais usos energéticos do biogás, destacando sua relevância como fonte renovável de energia e insumo para diferentes setores.

FIGURA 17 – APLICAÇÃO ENERGÉTICA DE PLANTAS DE BIOGÁS



FONTE: CIBiogás (2022).

A FIGURA 17 apresenta, de forma simplificada, as entradas e saídas de uma planta de biogás, destacando o processo de transformação de resíduos orgânicos dos setores agropecuário, industrial e de saneamento em biogás e digestato, por meio da digestão anaeróbia. Os usos energéticos mais comuns do biogás incluem a geração de calor e eletricidade. Além disso, quando submetido ao processo de purificação, o biogás pode ser convertido em biometano, ampliando suas possibilidades de aplicação. As principais utilizações do biogás e do biometano são detalhadas no QUADRO 10.

QUADRO 10 – PRINCIPAIS APLICAÇÕES DO BIOGÁS E DO BIOMETANO

Aplicação	Descrição	Exemplos
Energia térmica (biogás e biometano)	Devido a sua composição, pode ser utilizado na geração de energia térmica, que pode ser aproveitado na própria planta de biogás, nas propriedades rurais, residências e indústrias.	Cocção, geração de vapor de água, aquecedores a gás, campânulas, dentre outros.
Energia elétrica (biogás e biometano)	A maior parte das plantas de biogás no Brasil é destinada a geração de energia elétrica para autoconsumo ou geração distribuída.	Grupo motogerador
Combustível veicular (biometano)	O biometano pode ser utilizado para abastecer veículos movidos a gás natural ou adaptados para este fim.	Uso em caminhões, veículos leves, tratores, ônibus, dentre outros.

FONTE: Adaptado de Unido e CiBiogás (2022b).

A escolha da finalidade de uso do biogás se faz a partir da determinação da demanda da planta, da viabilidade do negócio e das oportunidades de fornecimento para terceiros. Como descrito no QUADRO 10, a geração de eletricidade é o uso mais comum para o biogás, enquanto o biometano é mais utilizado como combustível veicular.

2.4.5 Gestão do digestato

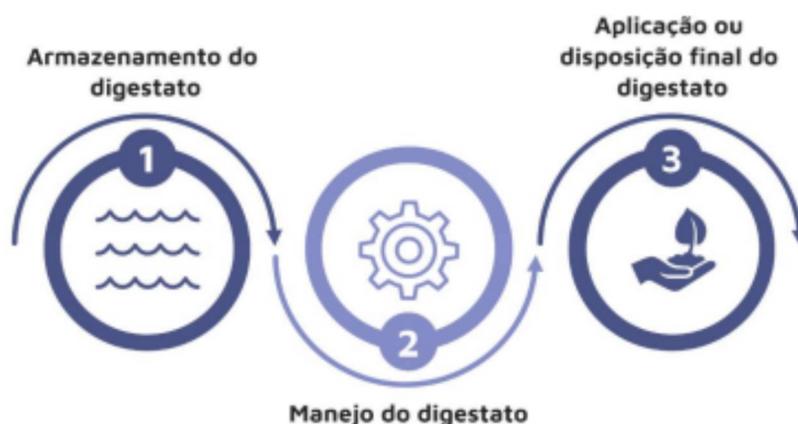
Assim como o biogás, o digestato é um subproduto resultante do processo de digestão anaeróbia. Sua qualidade e potencial de uso variam conforme fatores como a composição dos resíduos utilizados como substrato, a tecnologia empregada no biodigestor, a eficiência dos sistemas, entre outros. O digestato é amplamente utilizado como fertilizante orgânico, especialmente em propriedades agrícolas com áreas disponíveis para sua aplicação (Nicoloso *et al.*, 2019).

Além disso, o digestato pode ser submetido a tratamentos para a remoção de nutrientes, permitindo o reuso da água residuária ou seu descarte controlado em corpos hídricos receptores. No entanto, essa alternativa é menos frequente devido aos altos custos associados à implementação de sistemas de tratamento adequados (Oliveira e Higarashi, 2006).

Para Nicoloso *et al.* (2019), a gestão do digestato representa um grande desafio. O uso de tecnologias para seu tratamento implica custos significativos, impactando a viabilidade econômica dos empreendimentos. Em contrapartida, a reciclagem do digestato como fertilizante em áreas agrícolas reduz esses custos, mas exige atenção a questões como o equilíbrio entre a oferta de nutrientes presentes no digestato e a demanda de nutrientes nas áreas disponíveis para aplicação. Além disso, a logística para transporte e distribuição do fertilizante para outras localidades também é um fator importante.

A destinação mais comum do digestato é como biofertilizante. A FIGURA 18 apresenta alguns pontos que precisam ser considerados para este uso.

FIGURA 18 – ETAPAS PARA USO DO DIGESTATO COMO BIOFERTILIZANTE



FONTE: Unido e CiBiogás (2022a).

Conforme ilustrado na FIGURA 18, as principais etapas a serem consideradas para o uso do digestato como biofertilizante incluem o armazenamento, manejo e aplicação/destinação final.

O armazenamento ocorre imediatamente após a saída do biodigestor, sendo usualmente realizado em lagoas projetadas para comportar o volume de digestato produzido, com uma margem de segurança para acomodar períodos de chuvas intensas. O manejo visa adequar o digestato às condições necessárias para

transporte ou melhorar sua qualidade, considerando a aplicação final desejada, as condições locais e os equipamentos disponíveis. Essa etapa é essencial para garantir a eficiência e sustentabilidade no uso do digestato. Por fim, a aplicação do digestato pode ocorrer no condicionamento do solo como fertilizante orgânico, sendo utilizado em diversas culturas agrícolas (Unido e CiBiogás, 2022a).

Quando adequadamente aplicado, o digestato atua como um biofertilizante que promove melhorias significativas na qualidade e fertilidade do solo (Ministério da Ciência *et al.*, 2020). Entretanto, apesar de seu elevado potencial agrônômico, o uso excessivo do digestato pode causar a saturação do solo, resultando em impactos negativos que contrariam os benefícios esperados (Unido e CiBiogás, 2022a). Assim, a aplicação deve ser cuidadosamente planejada e monitorada para garantir a sustentabilidade e eficiência do processo.

2.5 APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS

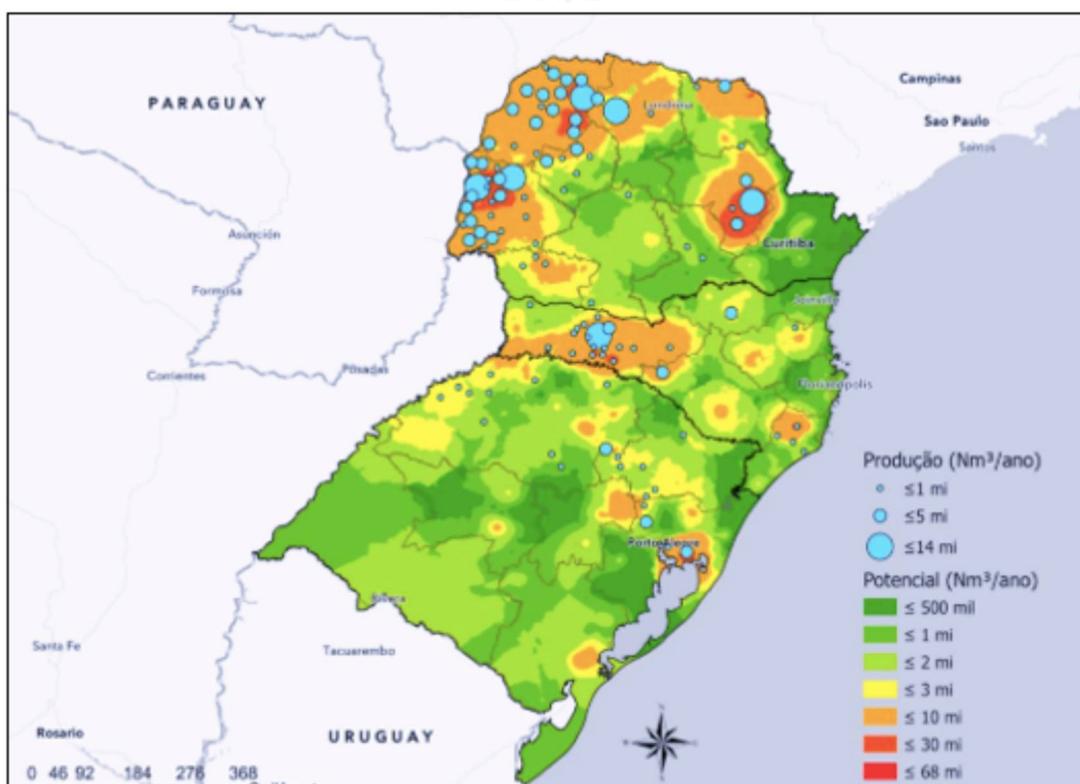
O biogás é uma fonte energética renovável produzida pela degradação da biomassa, oriunda de resíduos agrícolas, urbanos, industriais, florestais, entre outros. Embora esse processo ocorra naturalmente desde os primórdios da humanidade, somente no final do século XIX e início do século XX a China e a Índia começaram a explorar o uso do biogás como fonte de energia de forma sistemática (Karlsson *et al.*, 2014).

No Brasil, o interesse pelo biogás ganhou força nas décadas de 1970 e 1980, sobretudo entre os suinocultores. Os projetos iniciais tinham como objetivos principais reduzir a dependência das pequenas propriedades rurais em relação aos adubos químicos, gerar energia térmica para usos variados e mitigar a poluição gerada pelos dejetos animais, agregando valor econômico aos produtores. Contudo, foi somente com a incorporação da geração de energia elétrica aos projetos que o biogás alcançou maior relevância e reconhecimento (Kunz *et al.*, 2014).

Atualmente, o biogás é considerado uma fonte de energia descentralizada, flexível e confiável, desempenhando um papel crescente na diversificação e expansão da matriz energética nacional. O Brasil possui uma ampla variedade de substratos disponíveis para a produção de biogás, com um potencial estimado em cerca de 84,6 bilhões de $\text{Nm}^3\cdot\text{ano}^{-1}$. No entanto, apenas 1,5% desse potencial é aproveitado, evidenciando um vasto espaço para expansão (Mcti *et al.*, 2020).

Essa subutilização destaca, em especial, as oportunidades na região Sul do país, onde o agronegócio tem grande peso econômico e gera volumes significativos de biomassa residual, como ilustrado na FIGURA 19. O aproveitamento estratégico desse potencial pode não apenas ampliar a produção de biogás, mas também contribuir para uma economia mais sustentável e integrada (Mcti *et al.*, 2020).

FIGURA 19 – POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS ATUAL *VERSUS* POTENCIAL NO SUL DO BRASIL



FONTE: Mcti *et al.* (2020).

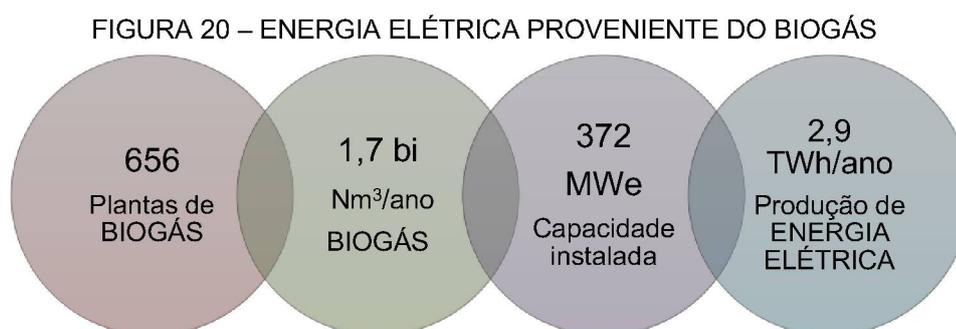
A FIGURA 19 destaca que o estado do Paraná concentra o maior potencial de produção de biogás e apresenta os mais elevados índices de aproveitamento, especialmente nas regiões oeste e noroeste. Santa Catarina, particularmente em sua região oeste, segue como a segunda área com maior relevância. Em ambos os estados, o setor agropecuário lidera o número de plantas de biogás em operação.

Dentre os tipos de biomassa analisados neste estudo, a suinocultura na região Sul possui um potencial expressivo, estimado em 890,8 milhões de Nm³.ano⁻¹ para a produção de biogás. Por sua vez, a avicultura apresenta um potencial de 295,4 milhões de Nm³ ao ano, sendo 205,87 milhões de Nm³ ao ano provenientes de aves de corte e 89,54 milhões de Nm³ ao ano de aves de postura (Mcti *et al.*, 2020).

O biogás é predominantemente composto por metano, cujo alto poder calorífico torna seu uso energético altamente eficiente. Dessa forma, quanto maior a concentração de metano, maior será o potencial energético do biogás. Conforme mencionado anteriormente (QUADRO 10), o biogás pode ser convertido em energia para diversas aplicações por meio de um processo denominado conversão energética. Neste estudo, o foco está na utilização do biogás para a geração de energia elétrica, tema que será abordado a seguir.

2.5.1 Geração de energia elétrica a partir do biogás

O alto poder calorífico do biogás possibilita seu aproveitamento energético em diversas aplicações. No Brasil, a geração de energia elétrica destaca-se como a principal forma de utilização do biogás nas plantas de produção. A FIGURA 20 apresenta dados relacionados à geração de energia elétrica a partir do biogás no ano de 2021.



FONTE: CiBiogás (2022), adaptado.

Segundo dados da CiBiogás (2022), o Brasil possui 656 plantas de biogás operando nos mercados regulado e livre, bem como em sistemas isolados de energia elétrica. Esse número representa cerca de 87% do total de plantas em funcionamento em 2021, complementadas por 83 plantas destinadas à produção de energia térmica (11% do total) e 10 plantas de biometano (1%).

A capacidade instalada de geração de energia a partir do biogás está concentrada em estados com maior disponibilidade de matéria orgânica e resíduos, como São Paulo e Rio de Janeiro, que somam 70 MW (Epe, 2022b). No entanto, Minas Gerais (261 plantas) e Paraná (171 plantas) lideram em número de plantas em

operação, predominantemente de pequeno porte e enquadradas na categoria de microgeração distribuída, utilizando substratos da agropecuária (CiBiogás, 2023).

Na geração elétrica, a energia química do biogás é convertida em energia mecânica por meio de um processo de combustão controlada, que aciona geradores para produzir energia elétrica (Pecora, 2006).

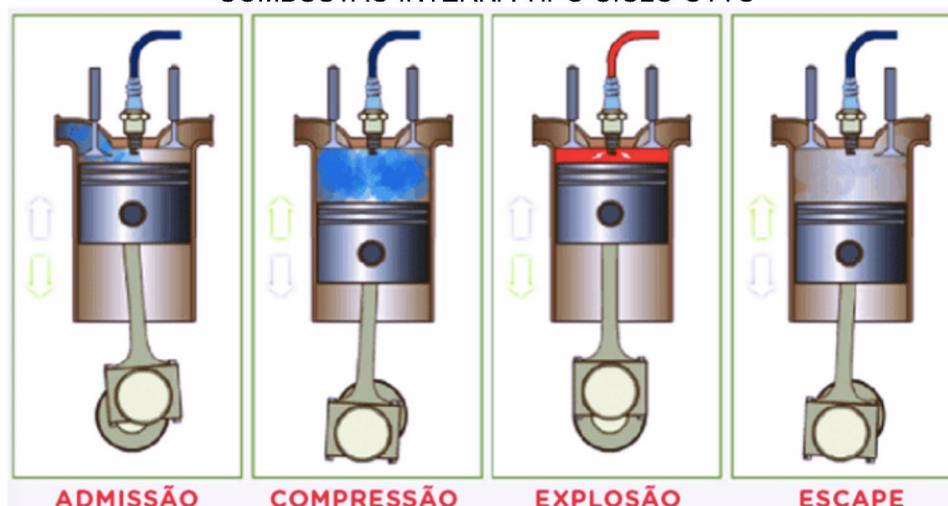
Diversas tecnologias, como motores Stirling, motores a gasolina e diesel, caldeiras, turbinas a vapor, células de combustível e turbinas a gás, são utilizadas para essa conversão (Kabeyi e Olanrewaju, 2022). Entre essas, os motores ciclo Otto e as microturbinas a gás são os mais utilizados, embora as microturbinas ainda apresentem alto custo e menor vida útil (Pecora, 2006).

As microturbinas a gás, com capacidade entre 20 e 250 kW, utilizam combustíveis como gás natural, biogás e GLP. Nessas turbinas, o ar é comprimido e misturado ao combustível em uma câmara de combustão para obter alta eficiência e baixos níveis de emissões (Pecora, 2006).

Já os motores ciclo Otto transformam a energia química do biogás em energia mecânica por meio da combustão controlada de ar e combustível. Para operar com biogás, motores a diesel precisam de modificações nos cabeçotes, instalação de velas, rebaixamento dos pistões, redimensionamento do sistema de arrefecimento e ajustes na ignição e injeção eletrônica (Coelho, 2018).

A FIGURA 21 apresenta o esquema de funcionamento de um motor de combustão interna.

FIGURA 21 – DESENHO ESQUEMÁTICO DO FUNCIONAMENTO DE UM MOTOR DE COMBUSTÃO INTERNA TIPO CICLO OTTO



FONTE: *Powertrain Technologies* (2016).

Conforme ilustrado na FIGURA 21, o motor ciclo Otto opera por meio de um ciclo termodinâmico que consiste em quatro etapas: expansão/resfriamento adiabático, resfriamento a volume constante, compressão/aquecimento adiabático e aquecimento a volume constante. Na fase de admissão, a válvula de entrada se abre no momento adequado, permitindo a entrada de ar misturado com combustível no cilindro. Em seguida, a vela de ignição provoca a combustão dessa mistura dentro do cilindro, gerando uma explosão. A força resultante da explosão movimenta o pistão em um movimento periódico de subida e descida. Esse movimento é transmitido por meio de uma manivela ao eixo de transmissão (Pecora, 2006).

Normalmente, esses motores possuem quatro cilindros, cada um executando as fases de admissão, compressão, combustão/explosão e escape de forma alternada. Esse ciclo garante que sempre haja um cilindro na fase de combustão, proporcionando um fluxo contínuo de energia para o motor (*Powertrain Technologies*, 2016).

Nos motores de combustão interna, uma parte significativa da energia do combustível é dissipada como calor. O conceito de cogeração (ou *Combined Heat and Power – CHP*) visa aproveitar essa energia térmica, combinando a produção de calor e eletricidade em um único sistema. Essa abordagem maximiza a eficiência energética do sistema, utilizando a mesma quantidade de combustível para gerar ambas as formas de energia (Coelho, 2018; Yin *et al.*, 2019).

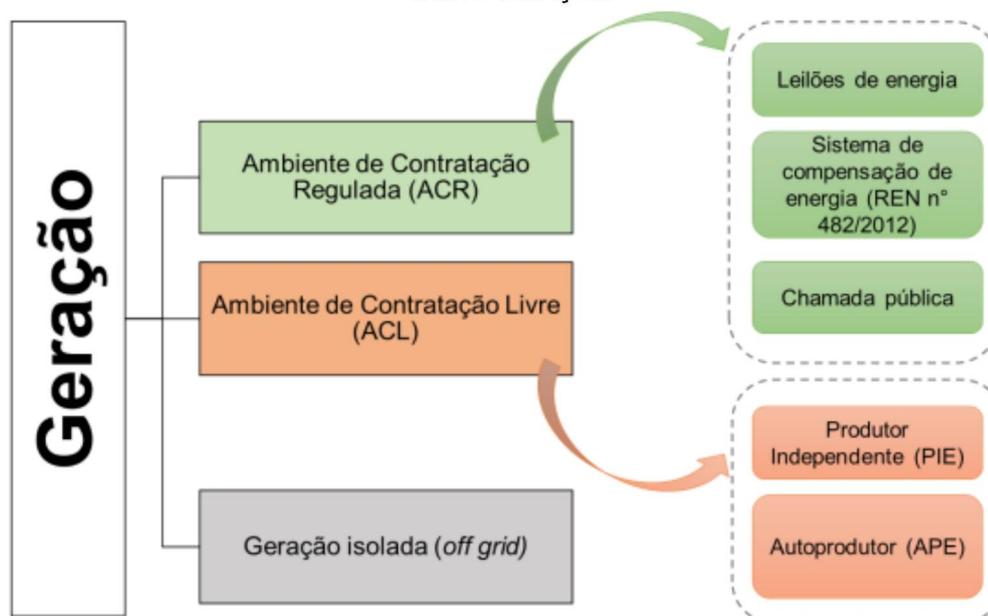
2.5.2 Comercialização de energia elétrica

No Brasil, a geração de energia elétrica pode ser comercializada em dois mercados principais: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACL, consumidores de alta tensão (acima de 2,3 quilovolts), como empresas comerciais e indústrias, têm a liberdade de escolher seus fornecedores de eletricidade, podendo negociar diretamente os preços, prazos e outras condições contratuais. Já o ACR atende consumidores de baixa tensão, como residenciais e rurais, que recebem energia elétrica diretamente das concessionárias, com tarifas reguladas pelo governo (Aneel, 2022a).

Além dessas modalidades, há também a possibilidade de geração própria em operação isolada (*off-grid*), na qual o sistema elétrico não depende da rede de

distribuição das concessionárias, proporcionando maior autonomia ao consumidor. A FIGURA 22 apresenta as opções de comercialização de energia disponíveis nos diferentes ambientes de contratação.

FIGURA 22 – OPÇÕES PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO



FONTE: Unido e Cibiogás (2022).

Conforme ilustrado na FIGURA 22, a comercialização no ACL possibilita que a energia elétrica seja negociada diretamente com o consumidor. Nesse modelo, o agente responsável por gerar energia exclusivamente para venda é denominado Produtor Independente de Energia (PIE), enquanto o agente que gera energia para consumo próprio, mas está autorizado a comercializar o excedente, é conhecido como Autoprodutor de Energia (APE).

Por outro lado, o ACR opera sob um regime de leilões, em que as concessionárias adquirem energia de geração distribuída (GD) por meio de chamadas públicas. Além disso, o sistema de compensação de energia elétrica tem desempenhado um papel central no incentivo a sistemas de geração a partir de biogás, sendo um dos principais mecanismos para fomentar o uso dessa fonte renovável, como será abordado a seguir.

2.5.2.1 Sistema de compensação de energia

A geração de eletricidade em pequena escala, localizada próxima à carga consumidora, é denominada geração distribuída. Uma de suas principais vantagens, em comparação à geração em larga escala, é o estímulo ao uso de tecnologias baseadas em fontes renováveis, como a biomassa, que pode ser utilizada de forma

As pequenas centrais geradoras, classificadas como microgeração e minigeração de energia elétrica, podem ser conectadas à rede de distribuição por meio das instalações de unidades consumidoras. Nesse contexto, a Resolução Normativa (RN) Aneel Nº 482/2012 foi um marco regulatório, pois viabilizou o acesso do consumidor à microgeração e à minigeração distribuída, além de estabelecer o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), o que impulsionou o uso de biogás e outras fontes renováveis.

No entanto, a RN Aneel Nº 482/2012 foi revogada pela RN Aneel Nº 1.059/2023, que trouxe aprimoramentos às regras de conexão e faturamento das centrais de microgeração e minigeração distribuída, bem como ao funcionamento do SCEE, adaptando-se às novas demandas do setor elétrico brasileiro (Aneel, 2023).

Nesta normativa, foram definidas as seguintes categorias de geração distribuída:

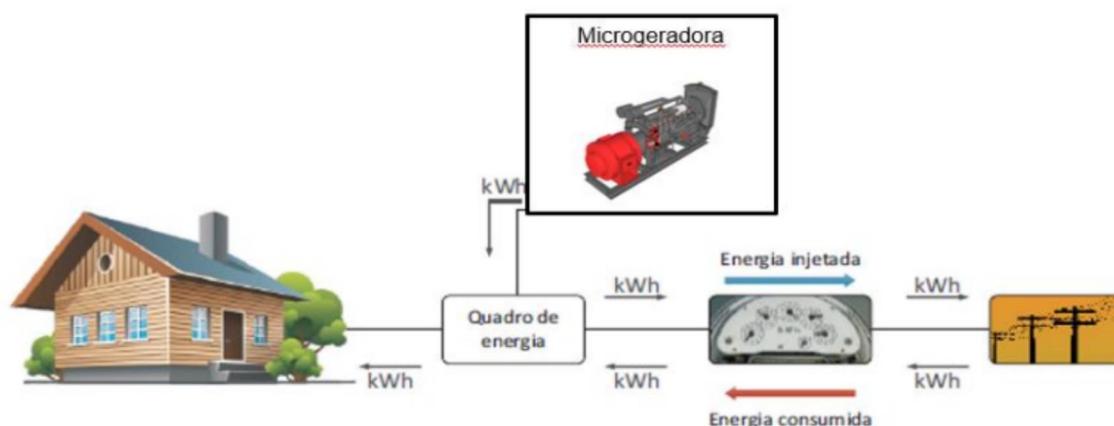
- a. **Microgeração distribuída:** Central geradora de energia elétrica que utilize fontes renováveis ou cogeração qualificada, conectada à rede de distribuição por meio de unidade consumidora, com potência instalada em corrente alternada menor ou igual a 75 kW.
- b. **Minigeração distribuída:** Central geradora com potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e:
 - Menor ou igual a 5 MW, no caso de centrais geradoras de fonte despachável ou unidades conectadas anteriormente a janeiro de 2022;
 - Menor ou igual a 3 MW, no caso de fontes não enquadradas como despacháveis.

No Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), as centrais geradoras são conectadas à rede de distribuição por meio das instalações de unidades consumidoras. A energia produzida e não consumida é injetada na rede

elétrica e, em contrapartida, essa energia pode ser utilizada pela unidade consumidora em momentos de maior demanda.

A FIGURA 23 representa um sistema de geração de eletricidade no modelo de geração distribuída.

FIGURA 23 – SISTEMA DE PRODUÇÃO/CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA CONECTADA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO



FONTE: Aneel (2016) adaptado por Siebert (2021).

Quando a energia gerada em um determinado mês excede a quantidade consumida, o excedente pode ser distribuído no mesmo mês para outras unidades consumidoras ou, dependendo da modalidade de participação, convertido em créditos. Esses créditos podem ser utilizados para compensar o consumo em meses subsequentes, dentro de um prazo de 60 meses (Aneel, 2022b).

Para viabilizar esse processo, é utilizado um sistema de medição bilateral que contabiliza tanto o consumo quanto a geração de energia elétrica da unidade consumidora (Siebert, 2021).

A RN Aneel Nº 1.059/2023, além de revogar a RN 482/2012, regulamenta a Lei Nº 14.300/2022, que estabelece as diretrizes para a conexão de pequenos geradores ao sistema elétrico brasileiro e as condições para a compensação financeira do excedente de energia injetada na rede. Essa legislação introduz a cobrança da Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD) para novos projetos implementados a partir de janeiro de 2023. Até então, essa tarifa era isenta para a energia excedente injetada na rede da concessionária (Brasil, 2022).

O QUADRO 11 apresenta o cronograma de transição das novas regras e os impactos previstos para os próximos anos.

QUADRO 11 – DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS DA LEI Nº 14.300/2022

Capítulo VI - Disposições transitórias
<p>Art. 26 As disposições constantes do art. 17* desta Lei não se aplicam até 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de microgeradores e minigeradores:</p> <ul style="list-style-type: none"> I – existentes na data de publicação desta Lei; ou II – que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação desta Lei. <p>[...]</p>
<p>Art. 27 O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE** não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:</p> <ul style="list-style-type: none"> I – 15% (quinze por cento) a partir de 2023; II – 30% (trinta por cento) a partir de 2024; III – 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025; IV – 60% (sessenta por cento) a partir de 2026; V – 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027; VI – 90% (noventa por cento) a partir de 2028; VII - a regra disposta no art. 17* desta Lei a partir de 2029. <p>[...]</p>

* Art. 17 Após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída. ** SCEE– Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

FONTE: Adaptado de Brasil (2022).

Conforme apresentado no QUADRO 11, o art. 27 detalha o escalonamento da cobrança do chamado Fio B, componente da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), durante o período de transição para novas plantas, com vigência até o ano de 2029. Essa cobrança incide sobre os custos associados à utilização da infraestrutura da rede de distribuição, com valores que podem variar conforme a concessionária local.

Após 2029, a tarifa será definida pela Aneel, passando a ser aplicada também às unidades existentes a partir de 2046, conforme previsto no art. 26. Essa alteração impactará diretamente a viabilidade econômica de novos projetos, influenciando indicadores como o prazo de retorno do investimento (*payback*) e a taxa interna de retorno (TIR). O impacto será mais ou menos significativo, dependendo das especificidades da concessionária de cada localidade ou estado brasileiro.

2.6 BALANÇO ENERGÉTICO EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS

O desempenho energético de uma planta de biogás pode ser estimado, entre outras formas, por meio da análise dos fluxos de energia que atravessam a fronteira do sistema. Isso envolve a avaliação de toda a energia requerida, direta e indiretamente, para produzir um bem ou serviço (Franzese *et al.*, 2009; Nishimura, 2009; Havukainen *et al.*, 2014).

Determinar a eficiência energética de um sistema de produção de energia é essencial para avaliar o quão bem o processo de conversão aproveita o conteúdo energético do combustível, reduzindo custos de insumos e emissões associadas. Assim, definir o desempenho energético de uma planta de biogás significa avaliar sua capacidade de transferir o conteúdo energético da matéria-prima em energia útil (Havukainen *et al.*, 2014).

O cálculo do balanço energético de uma usina de biogás permite conclusões importantes sobre seu desempenho, como a eficiência na geração de eletricidade, a variação na produção de biogás ao longo do ano, e a relação entre energia de saída e de entrada (*output/input*). Além disso, possibilita verificar se a produção de energia foi favorável em relação aos insumos utilizados (Banks *et al.*, 2011; Berglund e Börjesson, 2006).

Além das relações de entrada e saída (*output/input*) definidas para o limite do sistema, é importante considerar o consumo energético dos equipamentos necessários ao funcionamento da planta. Isso porque o impacto dos equipamentos envolvidos na produção, purificação e utilização do biogás pode afetar positivamente ou negativamente a eficiência global do sistema (Siebert, 2021).

A produção e a utilização do biogás podem ser avaliadas separadamente, gerando informações detalhadas sobre cada processo, ou em conjunto, fornecendo um panorama do desempenho global da usina. No entanto, a falta de padronização na definição dos limites e arranjos dos sistemas dificulta a comparação entre diferentes estudos.

Na Turquia, Akbulut *et al.* (2021) analisaram uma planta que utiliza esterco de aves e vacas leiteiras para a geração de biogás, utilizando um motor GE-Jeanbacher JMS 312 GS-BL, com aproveitamento de energia elétrica e biofertilizante. Nesse caso, o módulo de geração combinada de calor e energia (CPH) apresentou eficiência de

80,26%, com eficiência de conversão de cerca de 40% para eletricidade e 44,67% para calor.

Na Espanha, González; García-Cascallana; Gómez (2023) estudaram um sistema de biogás para produção de eletricidade em diferentes cenários. Utilizaram um motor turbocompressor duplo Jenbacher JGS 320 GS-BL para a geração de calor e eletricidade, empregando biogás obtido a partir de esterco suíno, beterraba e palha de trigo. Em um cenário centralizado, com material proveniente de fazendas vizinhas, a eficiência energética atingiu 58,3%. Porém, essa alternativa requer tamanhos de fazendas não regulamentados no país. Já no cenário descentralizado, com tratamento e valorização do biogás localmente e geração centralizada, a eficiência foi de 43,1%, mas a inviável economicamente.

Portanto, além da análise energética, é essencial realizar uma avaliação econômica dos sistemas de geração de eletricidade a partir de biogás. Isso permite a obtenção de indicadores financeiros que comprovem ou não sua viabilidade econômica.

2.7 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE COM BIOGÁS

O primeiro fator econômico analisado para a geração de energia elétrica a partir do biogás é a utilização de um gás combustível de baixo custo, como o subproduto da digestão anaeróbia de dejetos. Quando não utilizado em plantas de aproveitamento energético, esse gás é queimado em flare ou liberado na atmosfera, causando impacto ambiental (Pecora, 2006). O aproveitamento do biogás promove uma sinergia entre o tratamento de efluentes e a geração de energia. Enquanto o tratamento adequado dos efluentes é obrigatório e onera o sistema produtivo, a conversão energética do biogás aumenta a eficiência do processo, reduzindo os custos (Mcti *et al.*, 2019).

O uso energético do biogás apresenta condições técnicas e econômicas favoráveis para ser explorado no Brasil, com potencial para estimular o desenvolvimento tecnológico e industrial de equipamentos como biodigestores, motores, conversores e unidades de controle (Freitas *et al.*, 2019).

O custo de produção de energia elétrica a partir do biogás envolve o investimento na construção e manutenção do biodigestor e do sistema de conversão

energética. A quantidade de biogás gerado depende de fatores como o tempo de funcionamento do biodigestor em condições adequadas de operação e manutenção. Quanto menor o tempo anual de operação, maior será o custo de geração de energia elétrica, prolongando o tempo de retorno do investimento (Pecora, 2006).

Os parâmetros avaliados para determinar a viabilidade do uso do biogás na geração de energia elétrica incluem:

- **Valor Presente Líquido (VPL):** Refere-se ao ganho total durante o período de vida útil do projeto.
- **Payback (tempo de retorno):** Representa o período necessário para recuperar o investimento inicial.
- **Taxa Interna de Retorno (TIR):** Indica a atratividade do projeto (Avaci *et al.*, 2013; Agostini *et al.*, 2016; Govender *et al.*, 2019; Santos *et al.*, 2019).

Outro indicador relevante é o Custo Nivelado de Energia (LCOE – *Levelized Cost of Energy*), que precifica o investimento considerando o custo por kWh ao longo da vida útil da planta. Essa métrica permite comparar diferentes fontes de energia conectadas ao sistema de geração distribuída, desde que estejam sujeitas às mesmas regulamentações ou tarifas (Avaci *et al.*, 2013; Eia, 2022; Nascimento, 2019).

Estudos internacionais têm analisado a viabilidade econômica de usinas de biogás:

1. **Turquia:** Akbulut *et al.* (2021) estudaram uma usina que utiliza esterco de vacas leiteiras e aves, com geração de eletricidade e calor. O sistema apresentou VPL de 944.714,44 € e tempo de retorno de 2,22 anos, destacando-se pela utilização de resíduos próprios, que reduzem os custos.
2. **Polônia:** Kozłowski *et al.* (2019) analisaram uma usina que utiliza resíduos de laticínios. Com apoio governamental, a cogeração de eletricidade e calor gerou proveitos anuais de 1.221.013 €, com VPL de 65.729.252,94 €, TIR de 22,94% e tempo de retorno de 4,36 anos.
3. **União Europeia:** Bedoić *et al.* (2020) investigaram usinas integradas à produção de açúcar. Sem subsídios financeiros, a cogeração deixou de ser favorável devido aos baixos preços da energia. Nesse cenário, a valorização do biogás como biometano mostrou-se mais viável, com TIR entre 15% e 40% e *payback* entre 3 e 7 anos, desde que o biometano fosse vendido acima de 60 €/MWh.

No Brasil, o custo de implantação de plantas de biogás varia de R\$ 80.000,00 a R\$ 10.500.000,00, com tempo médio de retorno de 4 anos para sistemas que geram energia elétrica e 2 anos para plantas que utilizam o biogás como fonte térmica (Mcti *et al.*, 2019).

De modo geral, a viabilidade econômica da geração de energia elétrica a partir do biogás depende da demanda e do preço da energia. O aumento da demanda associado à elevação dos preços torna o investimento em geração independente mais atraente, uma vez que, na ausência de venda do excedente, o consumo próprio contribui para amortizar o investimento (Casarin, 2016).

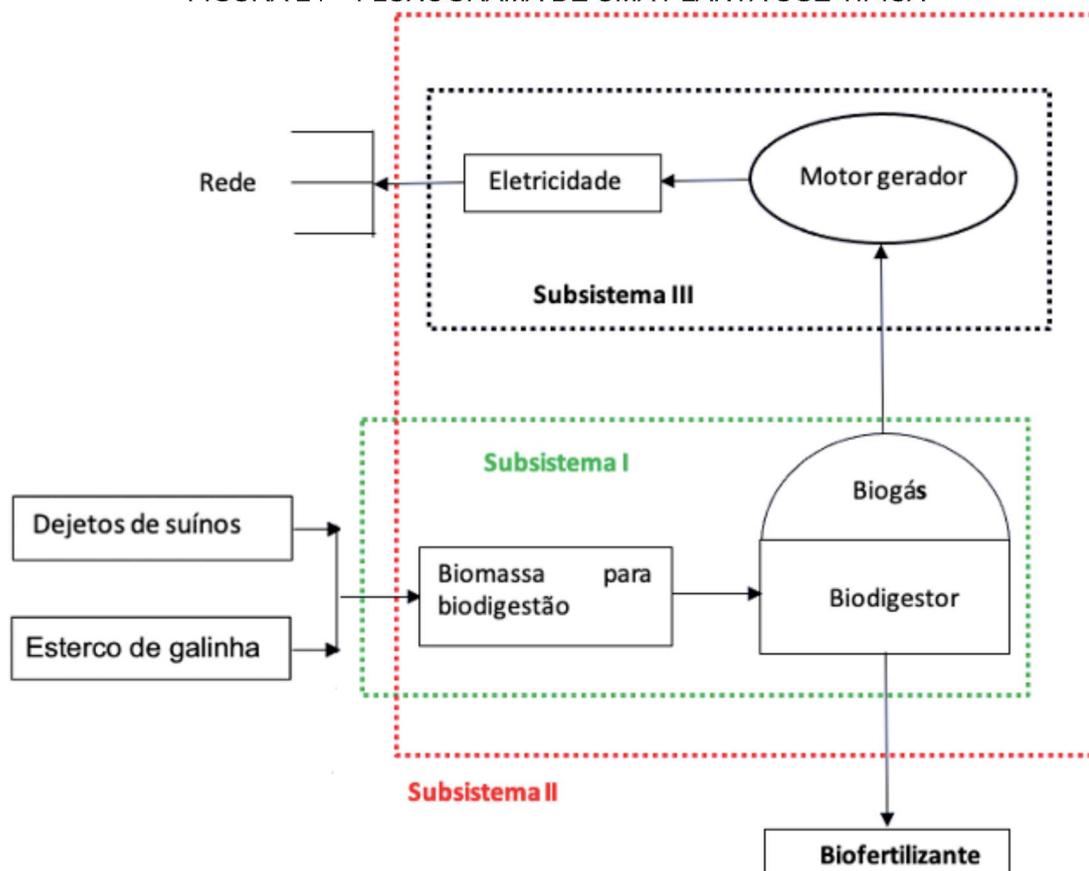
Além dos aspectos econômicos, a decisão sobre a implantação de usinas de biogás deve considerar os benefícios sociais e ambientais, embora esses sejam mais difíceis de quantificar (González *et al.*, 2023). Apesar de a produção de biogás estar consolidada em várias usinas e validada por diferentes estudos, desafios como a ausência de políticas públicas e regulamentações continuam sendo os principais entraves para sua expansão na maioria dos países (Budzianowski e Budzianowska, 2015; Freitas *et al.*, 2019; Korberg *et al.*, 2020; Akbulut *et al.*, 2021; Kabeyi e Olanrewaju, 2022).

3 MATERIAL E MÉTODOS

Os experimentos foram conduzidos em cinco diferentes sistemas de produção de biogás para geração de eletricidade no modelo de geração distribuída. As propriedades selecionadas foram denominadas como Plantas A, B, C, D e E, todas localizadas na região Oeste do Paraná. Esses sistemas utilizam uma ou mais matérias-primas, compostas por biomassa residual, para a produção de biogás nos respectivos processos de biodigestão. Entre os tipos de biomassa residual utilizados estão resíduos da suinocultura e resíduos de granjas de galinhas poedeiras.

Algumas plantas SGE utilizam apenas um tipo de resíduo, dependendo da principal atividade econômica da propriedade. Outras combinam dois tipos de resíduos, otimizando o processo de geração de biogás. Apesar das particularidades de cada sistema, a estrutura geral dessas plantas pode ser representada por um fluxograma típico (FIGURA 24), no qual a planta é dividida em três subsistemas principais.

FIGURA 24 – FLUXOGRAMA DE UMA PLANTA SGE TÍPICA



FONTE: Adaptado de Souza (2023).

Na FIGURA 24, observa-se que o Subsistema I é composto pelo sistema biodigestor, com entrada de biomassa e saída de biogás e biofertilizante. O Subsistema II abrange tanto o sistema biodigestor quanto o motor gerador, com entrada de biomassa residual e saída de eletricidade. Já o Subsistema III inclui o motor gerador e o sistema de conexão com a rede da concessionária no modelo de geração distribuída (GD).

Nos Subsistemas I e II, é importante destacar o consumo de energia elétrica operacional e o uso de combustível para o transporte da biomassa até o biodigestor, o que impacta a eficiência do sistema.

A seguir, são apresentadas as descrições das cinco plantas SGE estudadas neste trabalho, juntamente com a caracterização de seus sistemas.

3.1 DESCRIÇÃO DAS PLANTAS SGE

Para a realização deste estudo, foram selecionados cinco empreendimentos localizados na região Oeste do Paraná que possuem sistemas de geração de energia elétrica, utilizando o biogás produzido em biodigestores alimentados pelos dejetos dos animais das granjas. Esses sistemas estão conectados à rede elétrica e operam no modo de compensação de energia. As granjas estudadas trabalham principalmente com a criação de suínos, sendo que uma delas também utiliza os resíduos de galinhas poedeiras no processo de biodigestão.

Todos os empreendimentos possuem sistemas de produção classificados como Unidade de Crescimento e Terminação (UCT), com plantel animal variando entre 1.900 e 4.200 suínos durante o período de coleta de dados, que foi de 12 meses.

O ciclo de produção abrange a fase de engorda dos suínos, com os animais sendo alojados pesando aproximadamente 20 kg e atingindo cerca de 150 kg, em um período de 110 a 120 dias, conforme informações obtidas *in loco*. Em associação à UCT, uma das plantas conta com uma Unidade Produtora de Leitões (UPL), que inclui matrizes em maternidade alojadas junto aos leitões durante o período de amamentação. Outra planta, além de criar suínos, produz ovos e utiliza os resíduos das galinhas poedeiras no biodigestor, em combinação com os dejetos suínos.

A seguir, são descritas as plantas e os parâmetros utilizados para obtenção dos índices de desempenho. Alguns desses parâmetros foram extraídos da literatura

e outros de estudos realizados anteriormente na Unioeste, como o trabalho de Souza (2023).

Planta A: Localizada no município de Toledo, na região Oeste do Paraná, esta propriedade conta com uma granja classificada como uma Unidade de Crescimento e Terminação (UCT), alojando cerca de 2.500 porcas marrãs em fase de crescimento. A planta possui uma lagoa coberta adaptada como reator *plug flow*, com capacidade de armazenamento de gás de 1.200 m³ e uma lagoa de 2.000 m³.

O biodigestato gerado é aproveitado como biofertilizante na irrigação de forrageiras destinadas à produção de feno. Já o biogás é utilizado para geração de eletricidade em um motor gerador a biogás: um motor Mercedes Benz OM 352 acoplado ao gerador Kohlbach Modelo 225 – MB, com potência nominal de 50 kW (70 kVA). Este equipamento, produzido pela empresa Biogás Motores Estacionários LTDA, opera com uma potência de 35 kW e um consumo específico de 1 m³ de biogás por kWh gerado.

Planta B: Localizada no município de Toledo, na região Oeste do Paraná, esta propriedade possui uma Unidade de Crescimento e Terminação (UCT) voltada para a engorda de suínos. A instalação conta com três barracões, alojando aproximadamente 4.200 suínos, distribuídos em cerca de 1.400 cabeças por barracão. Os animais ingressam na propriedade no ciclo de terminação, com peso inicial entre 20 e 21 kg, e, após 108 dias, atingem um peso médio de 129 kg.

O sistema de biodigestão é composto por uma lagoa coberta adaptada como reator modelo *plug flow*, com volume aproximado de 1.800 m³. O digestato resultante é direcionado para uma lagoa de armazenamento com capacidade de 1.600 m³ e bombeado regularmente para fertirrigação de pastagens.

O biogás gerado é utilizado na geração de eletricidade por meio de um motor gerador idêntico ao da Planta A. Este motor opera com potência de 40 kW e apresenta um consumo específico de 1 m³ de biogás por kWh gerado. A curva de desempenho deste modelo de motor gerador foi avaliada em experimentos de campo e está descrita no estudo de Souza (2023).

Planta C: Localizada no município de Ouro Verde do Oeste, na região Oeste do Paraná, esta propriedade é composta por Unidades de Crescimento e Terminação

(UCT), que alojam cerca de 1.900 suínos para engorda, e uma Unidade Produtora de Leitões (UPL), com 320 matrizes acompanhadas de leitões.

O sistema de biodigestão é baseado em um reator modelo *plug flow*, com capacidade de 2.000 m³ e uma lagoa com volume de 2.500 m³. O biofertilizante gerado é utilizado para irrigação de pastagens.

A geração de eletricidade é realizada utilizando biogás como combustível em um motor gerador MWM 6.12, acoplado a um gerador WEG/GTA 202 AI 36. O sistema possui potência nominal de 75 kW (120 kVA), sendo fabricado pela empresa Biogás Motores Estacionários LTDA. A potência operacional é de 70 kW, com um consumo específico de 0,73 m³ de biogás por kWh gerado.

PLANTA D: Localizada no município de Toledo, na região Oeste do Paraná, no distrito de Vila Ipiranga, esta planta é composta por um biodigestor do tipo mistura completa (CSTR). O biodigestor possui 15 metros de diâmetro e 5 metros de profundidade, equipado com um misturador. O biogás produzido é armazenado em um gasômetro com 30 metros de diâmetro.

A alimentação do biodigestor é composta por água residuária proveniente de 2.500 suínos alojados em uma Unidade de Crescimento e Terminação (UCT), além de 700 kg diários de esterco de galinhas poedeiras.

A eletricidade é gerada utilizando um motor a biogás MAN modelo 0836 E, acoplado a um gerador Leroy-Somer/LSA-44.3-SE, com potência nominal de 74 kW, operando com potência de 70 kW. O sistema apresenta um consumo específico de 0,71 m³ de biogás por kWh gerado.

Adicionalmente, a planta consome cerca de 200 litros de óleo diesel por mês para o transporte dos dejetos das galinhas.

Planta E: Localizada no município de Toledo, região Oeste do Paraná, a planta conta com quatro barracões que abrigam cerca de 3.000 suínos de engorda, distribuídos em aproximadamente 750 cabeças por barracão. Os animais são alojados em uma Unidade de Crescimento e Terminação (UCT). Os leitões entram no sistema com peso médio de 20 a 23 kg e permanecem por um período de 114 a 120 dias, atingindo um peso final médio de 130 a 150 kg.

O sistema de biodigestão utilizado é uma lagoa coberta adaptada a um reator do tipo *plug flow*, com volume aproximado de 1.800 m³. O digestato gerado é

direcionado para uma lagoa de biofertilizante adjacente e utilizado na fertirrigação de pastagens, como a aveia.

O biogás produzido é utilizado na geração de eletricidade em um motor gerador idêntico ao utilizado na Planta C. O motor opera com uma potência de 70 kW e apresenta um consumo específico de 0,73 m³ de biogás por kWh gerado. A curva de desempenho deste modelo foi obtida em experimentos de campo e está disponível no estudo de Souza (2023).

As plantas estudadas possuem características próprias que se assemelham ou não às demais. Um resumo das principais características destas plantas é apresentado na TABELA 9.

TABELA 9 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS PLANTAS AVALIADAS

Planta	A	B	C	D	E
Localização	Toledo - PR	Toledo - PR	Ouro Verde do Oeste - PR	Toledo - PR	Toledo - PR
Fase de produção	UCT	UCT	UCT UPL	UCT Produção de ovos	UCT
Número de animais	2.500 Porcos marrans	4.200 Porcos de engorda	1.900 Porcos de engorda 320 porcas em maternidade	2.500 Porcos de engorda 7.000 galinhas	3.000 Porcos de engorda
Modelo de biodigestor	Reator <i>plug flow</i> - Lagoa coberta adaptada	Reator <i>plug flow</i> – Lagoa coberta adaptada	Reator <i>plug flow</i>	CSTR	Reator <i>plug flow</i> – Lagoa coberta adaptada
Sistema gerador	Motor Mercedes Benz OM 352 Gerador Kohlbach/ Modelo 225 – MB com potência nominal de 50 kW (70 kVA)	Motor Mercedes Benz OM 352 Gerador Kohlbach/ Modelo 225 – MB com potência nominal de 50 kW (70 kVA)	Motor MWM 6.12 Gerador WEG/GTA 202 AI 36 com potência nominal de 75 kW (120 kVA)	Motor MAN/Motor a gás 0836 E Gerador Leroy-Somer/ LSA-44.3-SE com potência de 74 kW	Motor MWM 6.12 Gerador WEG/GTA 202 AI 36 com potência nominal de 75 kW (120 kVA)
Potência de operação	35 kW	40 kW	70 kW	70 kW	70 kW
Consumo específico	1,00 m ³ .kWh ⁻¹	1,00 m ³ .kWh ⁻¹	0,73 m ³ .kWh ⁻¹	0,71 m ³ .kWh ⁻¹	0,73 m ³ .kWh ⁻¹

FONTE: A autora (2024).

Com base nas informações obtidas nas granjas e na literatura, o estudo das plantas de Sistemas de Geração de Energia (SGEs) selecionadas foi realizado em duas etapas principais. A primeira etapa consistiu na elaboração de um balanço

energético, enquanto a segunda etapa foi dedicada à análise da viabilidade econômica das plantas.

3.2 ETAPA 1: BALANÇO ENERGÉTICO EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NO MODO GD

O balanço energético foi realizado em cinco plantas SGE localizadas na região Oeste do Paraná. Para tanto, consideraram-se as entradas e saídas de energia operacional, desconsiderando o conteúdo energético presente no biofertilizante e nos materiais que compõem a planta.

Com base nas metodologias propostas por Berglund e Börjesson (2006), Havukainen *et al.* (2014) e Pöschl *et al.* (2010), foram determinados os seguintes parâmetros para análise do balanço energético das plantas SGE: a relação entre saída e entrada de energia nos sistemas avaliados (relação *output/input* de energia); as eficiências energéticas bruta e líquida dos motores geradores de cada planta; e a eficiência de energia renovável.

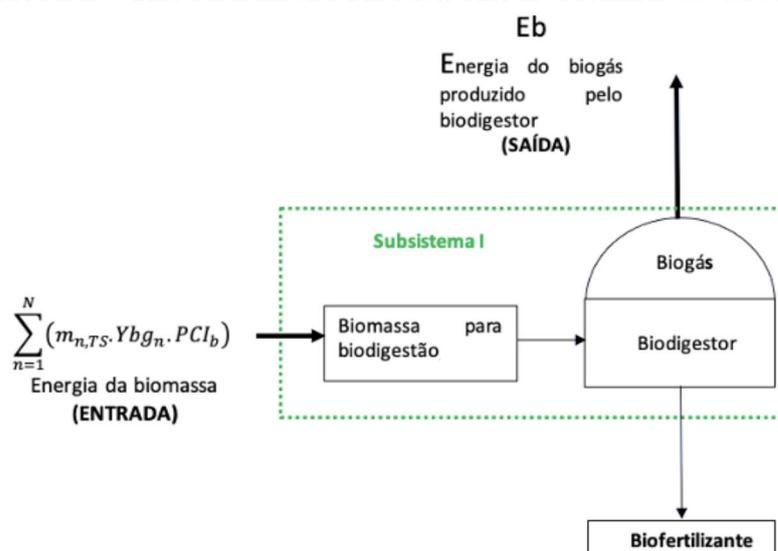
Os dados de geração e consumo de energia pelas plantas foram obtidos por meio dos registros de medição da concessionária de energia. Já a produção de biogás foi calculada com base na geração de energia e no consumo específico dos motores, considerando um período de avaliação de doze meses para todas as plantas.

3.2.1 Parâmetros análise de performance taxas de saída – entrada de energia (*output/input*), TSE1 e TSE2

A taxa de saída/entrada de energia do biogás no sistema de biodigestão (TSE1), que varia de 0 a 1, é a relação entre a energia do biogás produzido pelo biodigestor (E_b), medida em kJ, em relação a máxima energia do biogás que poderia ser gerada a partir da matéria-prima (biomassa) que entra no biodigestor, também em kJ.

A TSE1 é uma métrica utilizada para comparar o desempenho de uma planta de sistema de geração de energia (SGE) com outras instalações semelhantes. A FIGURA 25 delimita o Subsistema I, onde a taxa TSE1 foi calculada e analisada.

FIGURA 25 – SUBSISTEMA I COM ENTRADAS E SAÍDAS DE ENERGIA



FONTE: Adaptado de Souza (2023).

A relação/taxa TSE1 é obtida por meio das equações (1) e (2):

$$TSE1 = \frac{E_b}{\sum_{n=1}^N (m_{n,SV} \cdot Ybg_n \cdot PCI_b)} \quad (1)$$

$$E_b = P_b \cdot PCI_b \quad (2)$$

Onde:

TSE1: taxa saída/entrada de energia no sistema 1;

PCI_b : poder calorífico inferior do biogás ($23.400 \text{ kJ} \cdot \text{m}^{-3}$ - 60% de metano);

P_b : produção de biogás ($\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$);

$m_{n,SV}$: massa de sólidos voláteis contida na biomassa n ($\text{kg} \cdot \text{dia}^{-1}$);

Ybg_n : produção de biogás por sólidos voláteis na biomassa ($\text{m}^3_{\text{biogás}} \cdot \text{kg}_{SV}^{-1}$).

N: número de biomassas que são inseridas no biodigestor da planta SGE.

A quantidade de biomassa diária ($m_{n,SV}$) foi determinada com base no número de animais na granja, na quantidade de dejetos gerados por categoria e no teor de sólidos voláteis presentes em cada biomassa. O volume de dejetos considerado nos cálculos corresponde à média dos valores encontrados na literatura, conforme apresentado na TABELA 2. O teor de sólidos voláteis também foi obtido a partir de estudos anteriores, específicos para cada tipo de biomassa, conforme mostrado na

TABELA 3. Os valores médios utilizados para esses parâmetros estão descritos na TABELA 10.

TABELA 10 – VALORES DE REFERÊNCIA PARA VOLUME E SV EM DEJETO SUÍNO E ESTERCO DE GALINHA

Categoria		Produção de dejetos (por animal)	Desvio padrão (DP)	Sólidos voláteis (SV)	Desvio padrão (DP)
Dejeto suíno	UCT	13,80 L.dia ⁻¹	0,6 L.dia ⁻¹	44,75 g _{sv} .L ⁻¹	14,1 g _{sv} .L ⁻¹
	UPL	23,50 L.dia ⁻¹	4,5 L.dia ⁻¹		
Esterco de galinha		0,10 kg.dia ⁻¹	0,01 kg.dia ⁻¹	0,21 Kg _{sv} .Kg ⁻¹	0,06 Kg _{sv} .Kg ⁻¹

Fonte: A autora, 2024.

O potencial de produção de biogás (Y_{bg_n}) para cada biomassa foi determinado pela relação entre a produção de biogás e o teor de sólidos voláteis na biomassa ($m^3_{biogás}.kg_{sv}^{-1}$). O potencial de produção de biogás para o dejeto suíno e o esterco de galinha, utilizados como parâmetro neste estudo, foram estabelecidos pela média dos valores obtidos na consulta bibliográfica apresentada na TABELA 8. Os valores finais adotados para este parâmetro estão descritos na TABELA 11.

TABELA 11 – VALORES DE REFERÊNCIA PARA POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS EM DEJETO SUÍNO E ESTERCO DE GALINHA

Categoria	Unidade	Y_{bg_n}	Desvio Padrão (DV)
Dejeto suíno	$m^3_{biogás}.Kg_{sv}^{-1}$	0,58	0,11
Esterco de galinha	$m^3_{biogás}.Kg_{sv}^{-1}$	0,51	0,16

Fonte: A autora, 2024.

Outro parâmetro utilizado para a análise de performance de uma SGE é a taxa de energia líquida produzida pela planta (kJ) em relação a máxima energia do biogás que poderia ser gerada pela biomassa (kJ). O cálculo considera os fluxos de energia descritos no Subsistema II, conforme ilustrado na (FIGURA 26).

$$TSE2 = \frac{E_{el,prod} - E_{el,dem} - E_{comb}}{\sum_{n=1}^N (m_{n,TS} \cdot Y_{bg_n} \cdot PCI_b)} \quad (3)$$

Onde:

TSE2: taxa saída/entrada de energia no sistema 2;

$E_{el,prod}$: energia elétrica produzida pelo motor gerador (kJ);

$E_{el,dem}$: energia elétrica demandada pelo sistema de produção de biogás e de energia elétrica (kJ);

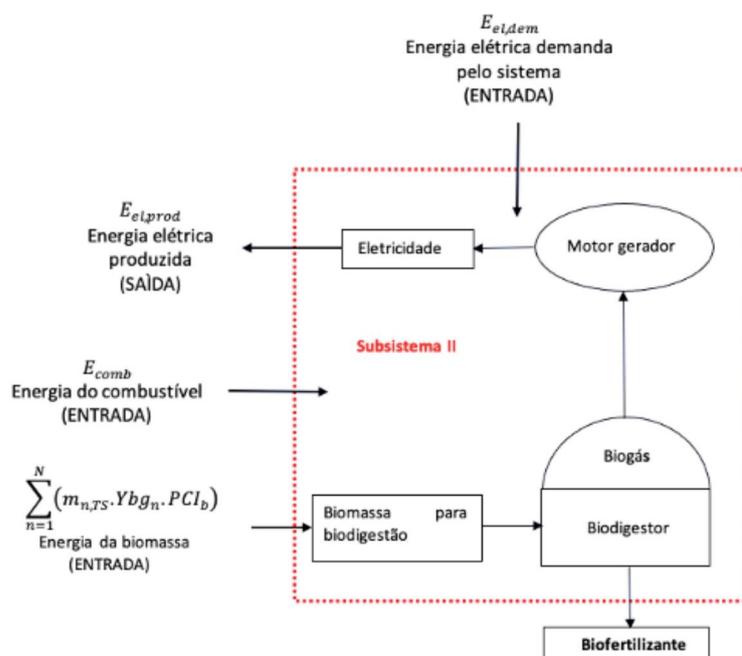
E_{comb} : energia do combustível utilizado no processo (kJ);

$m_{n,SV}$: massa de sólidos voláteis contida na biomassa n ($\text{kg}\cdot\text{dia}^{-1}$);

Y_{bg_n} : produção de biogás por sólidos voláteis na biomassa ($\text{m}^3_{\text{biogás}}\cdot\text{kg}_{\text{SV}}^{-1}$).

PCI_b : poder calorífico inferior do biogás da planta ($23400 \text{ kJ}\cdot\text{m}^{-3}$);

FIGURA 26 – SUBSISTEMA II COM ENTRADAS E SAÍDAS DE ENERGIA



FONTE: Adaptado de Souza (2023).

Na FIGURA 26, o combustível utilizado pela planta corresponde aquele utilizado no transporte de biomassa até o biodigestor. A eletricidade demandada engloba a energia empregada no transporte e pré-tratamento da biomassa, no funcionamento dos equipamentos biodigestor, no tratamento do biogás e outras etapas do processo.

O fator energia gerada/sólidos voláteis (FESV), em $\text{kJ}\cdot\text{kg}_{\text{SV}}^{-1}$, é a relação entre a energia elétrica líquida produzida pela planta SGE e a massa de sólidos voláteis da biomassa utilizada no biodigestor, em kg. O cálculo do FESV é realizado com base na Equação 4.

$$FESV = \frac{E_{el,prod} - E_{el,dem} - E_{comb}}{\sum_{n=1}^N (m_{n,TS})} \quad (4)$$

Onde:

FESV: fator energia gerada por massa de sólidos voláteis ($\text{kJ}\cdot\text{kg}_{\text{SV}}^{-1}$);

$E_{el,prod}$: energia elétrica produzida pelo motor gerador (kJ);

$E_{el,dem}$: energia elétrica demandada pelo sistema de produção de biogás e de energia elétrica (kJ);

E_{comb} : energia do combustível utilizado no processo (kJ);

$m_{n,SV}$: massa de sólidos voláteis contida na biomassa n ($kg \cdot dia^{-1}$).

3.2.2 Eficiência do sistema de geração de eletricidade da planta SGE

Os dados de energia elétrica gerada pela planta SGE ($E_{el,prod}$, em kWh) e energia elétrica demandada no processo ($E_{el,dem}$, em kWh), foram coletados durante um período de 12 meses. Essas informações foram obtidas por meio da medição da produção e consumo de energia da planta, registrados nas faturas de energia elétrica. Com base nesses dados, foi possível calcular as eficiências bruta e líquida de geração de eletricidade para o Subsistema III, FIGURA 24.

$$\eta_{el,brut} = \frac{E_{el,prod}}{E_b} \quad (5)$$

$$\eta_{el,liq} = \frac{E_{el,prod} - E_{el,dem}}{E_b} \quad (6)$$

Onde:

$\eta_{el,brut}$: eficiência elétrica bruta;

$\eta_{el,liq}$: eficiência elétrica líquida;

$E_{el,prod}$: energia elétrica produzida pelo motor gerador (kJ);

$E_{el,dem}$: energia elétrica demandada pelo sistema de produção de biogás e de energia elétrica (kJ);

E_b : energia do biogás consumido pela planta SGE (kWh).

A eficiência de energia renovável (EE_R) da planta também é um parâmetro importante que pode ser determinado conforme descrito por Souza; De Ávila; Pacca (2012). O cálculo é realizado utilizando a Equação 7:

$$EE_R = \frac{E_{saida,renov} - E_{entrada,fossil}}{E_{saida,renov}} \quad (7)$$

Onde:

EE_R : eficiência de energia renovável;

$E_{\text{saída, renov}}$: energia elétrica ou energia do biogás na planta SGE (kJ);

$E_{\text{entrada, fóssil}}$: energia não renovável consumida pela planta SGE para operar, basicamente o consumo de combustível fóssil (energia operacional) (kJ).

3.3 ETAPA 2: AVALIAÇÃO ECONÔMICA DOS SISTEMAS A FIM DE VERIFICAR A VIABILIDADE NA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE COM BIOGÁS

Os parâmetros analisados para avaliar a viabilidade do uso de biogás na geração de eletricidade em modo GD, nas plantas SGE selecionadas, foram: Valor Presente Líquido (VPL), *Payback* descontado, Taxa Interna de Retorno (TIR) e Custo Nivelado de Energia (LCOE - *Levelized Cost of Energy*).

O Valor Presente Líquido (VPL) foi calculado com base na equação descrita por Govender *et al.* (2019) e Santos *et al.* (2019):

$$VPL = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+d)^n} \quad (8)$$

Onde:

VPL: valor presente líquido (R\$);

I_0 : investimento inicial na planta SGE (R\$);

F_n : fluxo de caixa ou o lucro obtido com a não compra de energia (R\$);

n : tempo do investimento (anos);

d : taxa de desconto ou taxa de atratividade (%/100).

De acordo com Gitman (2003), os critérios de avaliação do VPL são os seguintes:

- i) $VPL > 0$: projeto aprovado
- ii) $VPL = 0$: projeto economicamente indiferente
- iii) $VPL < 0$: projeto rejeitado

Ao comparar o VPL de diferentes plantas SGE, é possível identificar aquelas com maior viabilidade econômica. A tecnologia que apresentar a maior viabilidade pode ser utilizada como modelo pelo setor, permitindo sua replicação por investidores interessados em viabilizar a geração distribuída (GD) como um negócio. Além disso, pode ser adotada por agricultores que desejam se tornar produtores autônomos de energia.

O *payback*, ou tempo de retorno do investimento, corresponde ao período necessário para que o VPL alcance o valor zero, ou seja, o momento em que o fluxo de caixa acumulado se torna positivo. Um tempo de retorno considerado ideal é de aproximadamente 4 anos.

Já a Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma das metodologias mais utilizadas na análise de atratividade de investimentos. Para calcular a TIR, basta determinar a taxa de desconto que torna o VPL igual a zero (Agostini *et al.*, 2016), conforme a Equação 9.

$$0 = \sum_t^n = 1 \frac{F_n}{(1+TIR)^n} - I_0 \quad (9)$$

Onde:

TIR: Taxa Interna de Retorno (%).

I_0 : investimento inicial na planta SGE (R\$);

F_n : fluxo de caixa ou o lucro obtido com a não compra de energia (R\$);

n : tempo do investimento (anos).

A TIR é a taxa de desconto que torna o VPL nulo, de modo que o valor presente das entradas de caixa seja igualado ao investimento inicial. Ou seja, é a taxa de retorno anual obtida por um dado investimento, caso sejam cumpridas as previsões de entrada de caixa.

Os critérios de avaliação do TIR, segundo Gitman (2003), são:

- i) TIR > TMA: projeto aprovado
- ii) TIR < TMA: projeto rejeitado

TMA é a taxa mínima de atratividade, ou seja, a taxa de retorno a ser obtida para manter o valor de mercado da ação, em %.

O estudo também avalia o Custo Nivelado de Energia (LCOE) no Brasil, conforme a metodologia proposta por Santos *et al.* (2019) e Branker *et al.* (2011). O LCOE, expresso em R\$ por kWh, é utilizado para comparar o custo de geração com as tarifas de energia elétrica vigentes, permitindo uma análise da viabilidade econômica do sistema ao longo de sua vida útil.

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^T \frac{C_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=0}^T \frac{E_n}{(1+i)^n}} \quad (10)$$

Onde:

LCOE: custo nivelado de energia (R\$.kWh⁻¹);

C_n : custo do sistema (R\$);

E_n : energia gerada (kWh);

i : taxa anual de desconto;

n : número de períodos (anos);

T : vida útil do sistema (anos).

O LCOE é um parâmetro importante para a análise de uma planta GD individual. Quando o LCOE é menor que o preço da tarifa de energia elétrica cobrada pela concessionária local, a tecnologia é considerada economicamente viável. Caso contrário, ela é considerada inviável.

Para realizar as projeções financeiras, é necessário levar em conta as variações anuais nas receitas e nos custos operacionais da planta. O custo de Operação e Manutenção (O&M) foi ajustado com base na média do IPCA dos últimos cinco anos (de dezembro de 2020 a dezembro de 2024), que corresponde a 5,94% ao ano (Sidra, 2024). Da mesma forma, o valor da tarifa de energia elétrica foi reajustado anualmente considerando uma taxa média de 5,14%, com base nos reajustes realizados pela concessionária no mesmo período (Aneel, 2024).

Nos cálculos, o fluxo de caixa ou lucro gerado pelo projeto considerou o custo evitado com a compra de energia elétrica ao longo do período de investimento, estimado em 20 anos. Os dados históricos de geração de energia elétrica do SGE

foram obtidos a partir das faturas de energia das propriedades, coletadas durante um período de 12 meses.

O valor atual da tarifa de energia elétrica cobrada pela concessionária é de R\$ 0,66.kWh⁻¹, que inclui o custo unitário de consumo (R\$ 0,30) e o uso do sistema (R\$ 0,36), ambos já acrescidos de tributos (Aneel, 2024a). Neste estudo, foram adotadas cinco faixas de tarifas de energia elétrica, que são:

TABELA 12 – CENÁRIOS DE TARIFA DE ENERGIA

Cenário	Tarifa
T1	R\$ 0,40
T2	R\$ 0,50
T3	R\$ 0,60
T4	R\$ 0,70
T5	R\$ 0,80

Fonte: A autora, 2024.

Os cenários tarifários, variando entre R\$ 0,40 e R\$ 0,80, foram estabelecidos para simular como os parâmetros econômicos das plantas se comportam diante de diferentes valores de tarifa de energia elétrica. Esse intervalo foi escolhido para abranger situações em que as tarifas são menores, próximas ou superiores às tarifas cobradas atualmente pela concessionária.

Essa abordagem permite avaliar a sensibilidade econômica do projeto em relação a flutuações nas tarifas de energia, identificando os limites de viabilidade econômica, bem como os impactos no retorno financeiro, como o VPL, o *payback* e a TIR.

Também foram analisadas três opções de taxa de desconto para os projetos, considerando diferentes fontes de financiamento e incentivo, descritas a seguir: Os cenários tarifários, variando entre R\$ 0,40 e R\$ 0,80, foram estabelecidos para simular como os parâmetros econômicos da planta SGE se comportam diante de diferentes valores de tarifa de energia elétrica. Esse intervalo foi escolhido para abranger situações em que as tarifas são menores, próximas ou superiores à tarifa atualmente cobrada pela concessionária.

Essa abordagem permite avaliar a sensibilidade econômica do projeto em relação a flutuações nas tarifas de energia, identificando os limites de viabilidade

econômica, bem como os impactos no retorno financeiro, como o VPL, o *payback* e a TIR.

a) BNDES Finem para geração de energia: a taxa de juros é composta por dois componentes principais: o custo financeiro (TPL) e a remuneração BNDES Finem. O TPL inclui a parcela fixa de 6,43% somada ao acumulado do IPCA (4,76%), enquanto a remuneração BNDES para projetos de energia é de 1,5%, totalizando aproximadamente 13% de juros (cotação em outubro/2024) (Bndes, 2024).

b) RenovAgro: Programa voltado para o financiamento de sistemas de produção agropecuária sustentáveis, com taxa de juros de 8,5%, conforme estipulado no Plano Safra 2024/2025 do Governo Federal (Mapa, 2024).

c) RenovAgro com subsídio do RenovaPR: O programa RenovaPR, desenvolvido pelo Governo do Paraná, incentiva a implementação de projetos de energia renovável em áreas rurais, criado pelo Governo do Estado do Paraná. Ele oferece subvenção de 5% nas taxas de juros, concedida pelo Fomento Paraná, utilizando recursos do Fundo de Desenvolvimento Econômico (FDE). Com o subsídio, a taxa de juros do RenovAgro é reduzida para 3,5% (Idr-Paraná, 2024).

Os resultados obtidos para o balanço energético e análise de viabilidade econômica das plantas são apresentados a seguir.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 BALANÇO ENERGÉTICO DAS PLANTAS SGE – ETAPA 1

A energia de entrada dos sistemas avaliados refere-se à energia contida na biomassa inserida nos biodigestores da planta. Para estimar a energia presente na biomassa (Ebm), foi considerado o número de animais em cada granja, os valores de referência para os sólidos voláteis presentes em cada tipo de substrato, e o volume de dejetos gerado pelos animais, conforme detalhado na TABELA 10. A estimativa da energia de entrada levou em conta as variações nos tipos de substrato e nas condições específicas de cada unidade. Os resultados obtidos para cada plantas são apresentados na TABELA 13.

TABELA 13 – ESTIMATIVA DA ENERGIA DE ENTRADA NO SUBSISTEMA 1

Planta	Origem da biomassa	Quantidade de dejetos (m ³ .dia ⁻¹)	Massa de sólidos voláteis – m _{sv} (kg _{sv} .dia ⁻¹)	Energia da biomassa – Ebm (kJ.dia ⁻¹)
A	UCT suínos	28,8	1.286,67	17.376.396
B	UCT suínos	48,3	2.161,61	29.192.345
C	UCT e UPL suínos	29,4	1.314,36	17.750.328
D	UCT suínos	28,8	1.286,67	19.191.806
	Galinha poedeira	700*	143,90	
E	UCT suínos	34,5	1.544,01	20.851.675

* Expresso em kg.dia⁻¹

Fonte: A autora, 2024.

A energia da biomassa disponível nas plantas variou entre 17.376.396 e 29.192.345 kJ.dia⁻¹, com essa variação sendo diretamente influenciada pela quantidade de dejetos gerados e pela massa de sólidos voláteis presentes nesses resíduos. Dessa forma, as Plantas B e E, que apresentaram os maiores volumes de resíduos, geraram os maiores valores de energia de entrada no sistema, enquanto as Plantas A e C, com menores quantidades de dejetos, tiveram valores inferiores.

A energia de saída dos sistemas de biodigestão (Subsistema I) refere-se à energia contida tanto no biogás quanto no biofertilizante gerados durante o processo. Parte dessa energia permanece retida no biofertilizante, não sendo aproveitada para a geração de eletricidade. Já a energia do biogás está associada à sua produção e ao

poder calorífico, que, neste estudo, foi considerado como $23.400 \text{ kJ.dia}^{-1}$ para uma concentração de 60% de metano. A TABELA 14 apresenta a produção média de biogás em cada planta, bem como a estimativa da energia correspondente gerada a partir dessa produção.

TABELA 14 – PRODUÇÃO DE BIOGÁS E ESTIMATIVA DA ENERGIA DE SAÍDA NO SISTEMA 1

Planta	Produção de biogás ($\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$)	Energia do biogás – Eb (kJ.dia^{-1})
A	247,59	5.793.580
B	427,82	10.011.040
C	333,12	7.795.086
D	710,00	16.614.000
E	292,85	6.852.729

Fonte: A autora, 2024.

A TABELA 14 mostra que a produção de biogás foi maior na Planta D, com $710 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$, e menor na Planta A, com $247 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$. Ao comparar os valores de energia de entrada e saída no Subsistema I, observa-se que, embora as plantas com maior energia da biomassa tenham, teoricamente, maior potencial de produção de biogás, essa relação não é proporcional de forma linear. Essa discrepância pode ser atribuída ao tipo de biodigestor utilizado, bem como às condições operacionais específicas de cada planta.

A Planta D, que apresentou a maior produção de biogás, utiliza um reator CSTR (*Continuous Stirred Tank Reactor*), enquanto as outras plantas adotam lagoas cobertas. De acordo Snsa e Probiogás (2015), o reator CSTR oferece um controle mais eficiente do processo, devido à mistura otimizada, aquecimento e isolamento térmico do reator. Esses fatores tornam o sistema mais eficiente, permitindo uma maior produção de biogás em comparação com os biodigestores baseados em lagoas cobertas.

Além disso, os estudos de Khalid *et al.* (2011), Weiland (2010) e Holm-Nielsen *et al.* (2009) destacam que a produção de biogás pode variar significativamente dependendo do tipo de biodigestor e das condições operacionais adotadas. Assim, mesmo quando volumes semelhantes de biomassa são utilizados, a eficiência de produção de biogás pode ser substancialmente diferente entre os sistemas, devido a fatores como tempo de retenção, temperatura e características do substrato.

Com base nos dados de entrada de energia (TABELA 13) e de geração de biogás (TABELA 14), foram calculadas métricas de eficiência, incluindo as taxas de saída-entrada de energia (TSE1 e TSE2), o fator de energia gerada por massa de sólidos voláteis (FESV1 e FESV2), a eficiência elétrica bruta e líquida ($\eta_{el,brut}$ e $\eta_{el,liq}$), bem como a eficiência de energia renovável (EER) para cada planta. Os resultados obtidos para esses parâmetros são apresentados nas TABELAS 15, 16, 17, 18 e 19.

TABELA 15 – RESULTADO DO BALANÇO ENERGÉTICO PARA A PLANTA A

Mês	TSE1	TSE2	FESV1 (kJ.kg _{sv} ⁻¹)	FESV2 (kJ.kg _{sv} ⁻¹)	$\eta_{el,brut}$	$\eta_{el,liq}$	EER
1	0,27	0,03	570,78	346,94	0,15	0,09	1
2	0,27	0,03	570,78	346,94	0,15	0,09	1
3	0,23	0,02	472,66	258,34	0,15	0,08	1
4	0,37	0,04	767,10	585,23	0,15	0,12	1
5	0,47	0,05	968,92	660,12	0,15	0,10	1
6	0,33	0,04	692,76	497,66	0,15	0,11	1
7	0,39	0,05	807,76	609,85	0,15	0,12	1
8	0,60	0,07	1.247,40	960,25	0,15	0,12	1
9	0,18	0,02	375,29	239,13	0,15	0,10	1
10	0,26	0,03	544,94	369,42	0,15	0,10	1
11	0,27	0,02	562,38	316,35	0,15	0,09	1
12	0,35	0,05	732,03	622,82	0,15	0,13	1
Média	0,33	0,04	692,73	484,42	0,15	0,10	1

Fonte: A autora, 2024.

TABELA 16 – RESULTADO DO BALANÇO ENERGÉTICO PARA A PLANTA B

Mês	TSE1	TSE2	FESV1 (kJ.kg _{sv} ⁻¹)	FESV2 (kJ.kg _{sv} ⁻¹)	$\eta_{el,brut}$	$\eta_{el,liq}$	EER
1	0,55	0,08	1.141,37	1030,34	0,15	0,14	1
2	0,54	0,08	1.120,28	1023,68	0,15	0,14	1
3	0,60	0,08	1.236,86	1132,49	0,15	0,14	1
4	0,30	0,04	623,98	477,42	0,15	0,12	1
5	0,09	0,00	190,97	33,31	0,15	0,03	1
6	0,38	0,05	797,18	679,49	0,15	0,13	1
7	0,30	0,04	617,32	484,08	0,15	0,12	1
8	0,51	0,07	1.054,77	950,40	0,15	0,14	1
9	0,16	0,01	335,31	177,65	0,15	0,08	1
10	0,33	0,05	685,93	634,86	0,15	0,14	1
11	0,20	0,02	410,81	270,91	0,15	0,10	1
12	0,16	0,02	335,31	228,72	0,15	0,10	1
Média	0,34	0,04	712,51	593,61	0,15	0,12	1

Fonte: A autora, 2024.

TABELA 17 – RESULTADO DO BALANÇO ENERGÉTICO PARA A PLANTA C

(continua)

Mês	TSE1	TSE2	FESV1 (kJ.kg _{sv} ⁻¹)	FESV2 (kJ.kg _{sv} ⁻¹)	$\eta_{el,brut}$	$\eta_{el,liq}$	EER
1	0,40	0,08	1.150,37	1.088,29	0,21	0,20	1
2	0,35	0,05	996,99	631,79	0,21	0,13	1
3	0,44	0,09	1.252,62	1.212,45	0,21	0,20	1
4	0,56	0,12	1.603,21	1.563,04	0,21	0,21	1

TABELA 17 – RESULTADO DO BALANÇO ENERGÉTICO PARA A PLANTA C
(conclusão)

5	0,41	0,07	1.154,02	902,04	0,21	0,16	1
6	0,51	0,10	1.438,88	1.409,66	0,21	0,21	1
7	0,63	0,13	1.789,46	1.767,55	0,21	0,21	1
8	0,56	0,10	1.606,87	1.406,01	0,21	0,18	1
9	0,38	0,08	1.091,94	1.079,16	0,21	0,21	1
10	0,23	0,05	657,35	631,79	0,21	0,20	1
11	0,46	0,08	1.307,40	1.084,63	0,21	0,17	1
12	0,33	0,06	949,51	792,48	0,21	0,18	1
Média	0,44	0,08	1.249,89	1.130,74	0,21	0,19	1

Fonte: A autora, 2024.

TABELA 18 – RESULTADO DO BALANÇO ENERGÉTICO PARA A PLANTA D

Mês	TSE1	TSE2	FESV1 (kJ.kg ^{sv} ⁻¹)	FESV2 (kJ.kg ^{sv} ⁻¹)	η _{el,brut}	η _{el,liq}	EER
1	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93
2	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93
3	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93
4	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93
5	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93
6	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93
7	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93
8	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93
9	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93
10	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93
11	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93
12	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93
Média	0,87	0,16	2.797,92	2.319,45	0,22	0,20	0,93

Fonte: A autora, 2024.

TABELA 19 – RESULTADO DO BALANÇO ENERGÉTICO PARA A PLANTA E

Mês	TSE1	TSE2	FESV1 (kJ.kg ^{sv} ⁻¹)	FESV2 (kJ.kg ^{sv} ⁻¹)	η _{el,brut}	η _{el,liq}	EER
1	0,40	0,08	1.147,15	1.109,84	0,21	0,20	1
2	0,51	0,10	1.448,70	1.394,30	0,21	0,20	1
3	0,61	0,12	1.722,27	1.650,77	0,21	0,20	1
4	0,43	0,09	1.237,30	1.181,34	0,21	0,20	1
5	0,09	0,02	264,25	2.14,51	0,21	0,17	1
6	0,35	0,07	991,71	951,29	0,21	0,20	1
7	0,38	0,08	1.072,53	1.032,12	0,21	0,20	1
8	0,44	0,09	1.249,74	1.224,87	0,21	0,21	1
9	0,31	0,06	882,90	839,38	0,21	0,20	1
10	0,08	0,02	228,50	206,89	0,21	0,19	1
11	0,22	0,04	637,30	547,15	0,21	0,18	1
12	0,12	0,02	341,97	214,51	0,21	0,13	1
Média	0,33	0,07	935,36	880,58	0,21	0,19	1

Fonte: A autora, 2024.

Os resultados das TABELAS 15 a 19 apresentam a variação mensal dos parâmetros avaliados, além da média anual. A seguir, cada parâmetro será revisado, com uma análise comparativa e discussão sobre o desempenho das plantas.

4.1.1 Análise do balanço energético

4.1.1.1 Taxas de saída-entrada de energia do biogás – TSE1 e TSE2

A relação de entrada e saída de energia no contexto da produção de biogás é um indicador importante da eficiência energética do sistema de digestão anaeróbia. Ela mede quando de energia contida na biomassa alimentada ao biodigestor é efetivamente convertida em energia útil, na forma de biogás. A TABELA 20 relaciona a energia da biomassa e do biogás, de forma a obter a relação saída-entrada no Subsistema I.

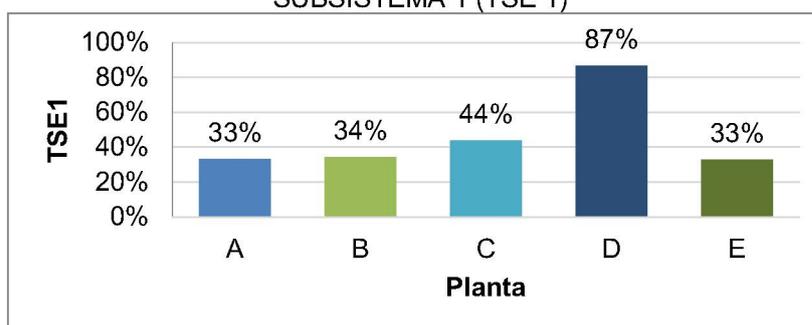
TABELA 20 – RELAÇÃO DE SAÍDA-ENTRADA DE ENERGIA DO BIOGÁS NO SISTEMA DE BIODIGESTÃO - TSE1

Planta	Energia da biomassa – Ebm (kJ.dia ⁻¹)	Energia do biogás – Eb (kJ.dia ⁻¹)	Relação de saída/entrada de energia do biogás – TSE1
A	17.376.396	5.793.580	0,33
B	29.192.345	10.011.040	0,34
C	17.750.328	7.795.086	0,44
D	19.191.806	16.614.000	0,87
E	20.851.675	6.852.729	0,33

Fonte: A autora, 2024.

Os resultados da relação de saída-entrada de energia do biogás quantificam a eficiência do Subsistema I. As Plantas A, B e E apresentaram os menores índices, com 33% para as Plantas A e E e 34% para a Planta B. A Planta C apresentou um resultado intermediário, com 44%, enquanto a Planta D se destacou das demais, alcançando 87%. O GRÁFICO 3 fornece uma melhor visualização comparativa dos valores obtidos pelas plantas.

GRÁFICO 3 – COMPARATIVO ENTRE A RELAÇÃO ENTRADA/SAÍDA DAS PLANTAS NO SUBSISTEMA 1 (TSE 1)



Fonte: A autora, 2024.

Como representado no GRÁFICO 3, a Planta D apresentou a maior eficiência na conversão da energia contida na biomassa em energia útil, na forma de biogás. A Planta C obteve o segundo melhor resultado, embora com menos da metade da eficiência da Planta D. Já as Plantas A, B e E apresentaram desempenhos semelhantes, mas inferiores as demais. Estes resultados estão dentro da taxa de 30 a 70% obtida por Havukainen *et al.* (2014) e Akbulut *et al.* (2021), exceto pela Planta D, que alcançou um desempenho ainda maior, com resultados comparáveis aos de Schievano *et al.* (2011), que alcançaram entre 84 e 93% ao avaliarem reatores CSTR.

A variação de desempenho entre as plantas pode ser atribuída, principalmente, à eficiência dos biodigestores utilizados. O biodigestor da Planta D é um reator CSTR, que é um sistema avançado, com conversão superior a sistemas simples como as lagoas cobertas. Estudos realizados por Weiland (2010) e Holm-Nielsen *et al.* (2009), evidenciaram que os reatores CSTR são sistemas com maior eficiência na conversão energética, pois permitem o controle térmico, mistura eficiente e isolamento adequado, fatores essenciais para maximizar a produção de biogás.

A Planta C utiliza um reator *plug flow* projetado especificamente para a geração de biogás, o que explica seu desempenho superior em relação às Plantas A, B e E. Essas últimas adaptaram lagoas pré-existentes para operar no modelo *plug flow*, podendo apresentar limitações estruturais, como isolamento inadequado ou vazamentos de biogás, que resultam em perdas energéticas e comprometem a eficiência do sistema, como é sugerido por Khalid *et al.* (2011).

A performance das plantas também foi analisada no Subsistema II (FIGURA 26). Este sistema contempla a energia da biomassa, o biogás gerado no reator e a energia elétrica gerada no motor gerador, considerando a energia demandada para o funcionamento do sistema.

A energia elétrica produzida e demandada pelo sistema, a energia de combustível utilizada e relação de energia total de saída em relação a energia máxima de entrada da planta (TSE2) é apresentado na TABELA 21.

TABELA 21 – RELAÇÃO DE SAÍDA/ENTRADA DE ENERGIA TOTAL NO SUBSISTEMA II – TSE2

Planta	Energia elétrica produzida – $E_{el,prod}$ (kJ.dia ⁻¹)	Energia elétrica demandada – $E_{el,dem}$ (kJ.dia ⁻¹)	Energia do combustível – E_{comb} (kJ.dia ⁻¹)	Relação de saída/entrada de energia total – TSE2
A	891.320	268.030	0	0,04
B	1.540.160	257.000	0	0,04
C	1.642.800	156.600	0	0,08
D	3.600.000	360.000	255.625	0,16
E	1.444.200	84.580	0	0,07

Fonte: A autora, 2024.

A energia elétrica produzida e demandada em cada planta estão ligadas ao projeto, operação e eficiência dos sistemas. Estes valores foram obtidos nos registros mensais de medição da concessionária de energia. A quantidade de energia elétrica produzida, registrada na TABELA 21, não apresenta relação linear com a quantidade de biomassa disponível, dependendo de fatores como o tipo de biomassa e as características do biodigestor e do sistema gerador.

A maior geração de energia aconteceu na Planta D, com 3,6 GJ.dia⁻¹, (1.000 kWh). As Plantas C, B e E apresentaram valores intermediários, com 1,6, 1,5 e 1,4 GJ. dia⁻¹ (456, 427 e 401 kWh), respectivamente. A Planta A teve o menor desempenho, gerando apenas 0,89 GJ.dia⁻¹ (247,6 kWh).

Essas diferenças podem ser atribuídas, além das características dos biodigestores mencionadas anteriormente, às particularidades dos sistemas de geração de energia utilizados em cada planta. A Planta D utiliza um motor a gás MAN 0836E, projetado para geração de energia com biogás e gás natural. Por outro lado, as plantas A e B utilizam motores Mercedes-Benz OM 352, enquanto as Plantas C e E operam com motores MWM 6.12, ambos motores a diesel adaptados para funcionar com biogás.

De acordo com Souza (2023), embora seja possível adaptar motores diesel, como o OM 352 e o MWM 6.12, para operar com biogás, esses motores não foram originalmente projetados para essa finalidade. Por isso, podem apresentar menor eficiência energética, maior desgaste mecânico e emissões mais elevadas. Já o motor MAN 0836E, por ser desenvolvido especificamente para combustão de biogás, proporciona um desempenho superior, sendo a opção mais adequada para conversão de biogás em energia elétrica.

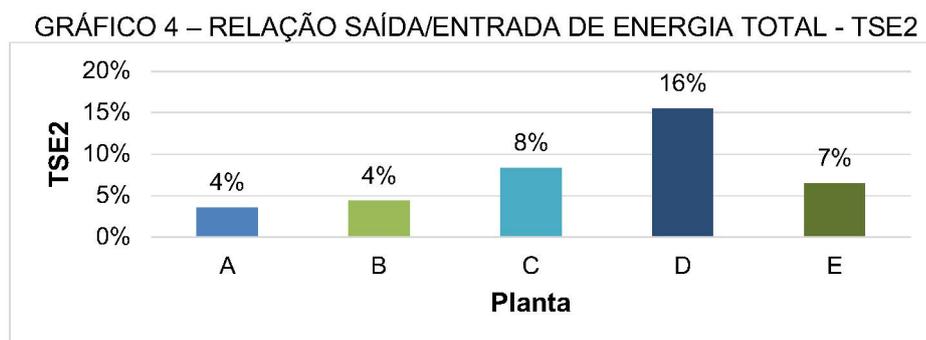
Além disso, a potência de operação também influencia nos resultados. As Plantas C, D e E operam com potências de 70 kW, próximas a potência nominal dos geradores (75 kW), o que contribui para um consumo específico mais eficiente. Em

contrapartida, as Plantas A e B operam com potências mais baixas, de 35 e 40 kW, respectivamente, e possuem geradores com potência nominal de 50 kW, resultando em um consumo específico maior devido a subutilização dos geradores.

A energia demandada corresponde ao consumo necessário para manter os processos internos das plantas em funcionamento, como agitação, bombeamento, tratamento e controle dos reatores. Essa demanda pode variar conforme as características e a eficiência operacional de cada sistema.

No que se refere à utilização de outros combustíveis, apenas a Planta D apresentou consumo adicional de óleo diesel, empregado no transporte de dejetos de galinhas poedeiras. As demais plantas não registraram qualquer uso de combustíveis fósseis para esta finalidade.

A relação de saída/entrada de energia total no Subsistema II (TSE2) nas plantas corresponde a eficiência do sistema em converter a energia potencial contida no biogás, gerado pela digestão da biomassa, em energia elétrica útil, descontando as perdas e o consumo interno do sistema. Os valores da TSE2 são apresentados no GRÁFICO 4, permitindo uma comparação entre as plantas.



Fonte: A autora, 2024.

Os valores de TSE2 indicam a eficiência com que a energia potencial máxima contida no biogás é convertida em energia elétrica líquida disponível para uso. Quanto maior o valor do TSE2, maior a eficiência do sistema. As Plantas A e B obtiveram apenas 4% de eficiência na conversão da energia do biogás em energia elétrica líquida, enquanto a Planta D, com 16%, demonstra um desempenho consideravelmente superior. A Planta C, com 8%, e a Planta E, com 7%, apresentam eficiências intermediárias.

Os resultados mostram que a eficiência global das plantas é diretamente influenciada pelo tipo de motor utilizado, pelo nível de perdas no sistema, e pela

proximidade da potência de operação em relação à potência nominal dos geradores, como sugerido por Souza (2023). A Planta D demonstrou o melhor desempenho devido ao uso de tecnologias específicas para biogás, enquanto as plantas com motores diesel adaptados (A, B, C e E) apresentaram valores mais baixos devido às limitações de conversão e possíveis perdas energéticas.

Em comparação a outros estudos, os resultados obtidos foram inferiores aos descritos por Pipatmanomai *et al.* (2009), e González *et al.* (2023) que alcançaram entre 20 e 40% de eficiência total no Subsistema II, sem considerar a cogeração de energia.

Logo, os resultados sugerem potencial para melhorias nos sistemas de conversão e a operação das plantas para aumentar a eficiência energética nesse subsistema.

4.1.1.2 Fator de energia gerada por massa de sólidos voláteis - FESV1 e FESV2

O fator de energia gerada em relação a massa de sólidos voláteis (FESV) é uma maneira de avaliar a eficiência do processo de conversão de biomassa em energia, indicando quão bem uma planta de biogás transforma a fração orgânica da biomassa em energia útil.

Os resultados de FESV obtidos para as plantas em estudo são apresentados na TABELA 22.

TABELA 22. RELAÇÃO ENTRE ENERGIA ELÉTRICA PRODUZIDA EM RELAÇÃO A MASSA DE SV

Planta	Fator de energia gerada/SV – FESV ₁ (kJ.kg _{sv} ⁻¹)	Fator de energia líquida gerada/SV – FESV ₂ (kJ.kg _{sv} ⁻¹)
A	692,7	484,4
B	712,5	593,6
C	1.249,9	1.130,7
D	2.797,9	2.319,5
E	935,4	880,6

Fonte: A autora, 2024

Os valores de FESV₁ consideram a energia elétrica produzida em relação a massa de sólidos voláteis de entrada no sistema enquanto o FESV₂ desconta a energia elétrica demandada pelo processo e a energia do combustível, quando utilizado pela planta. Esse indicador permite que plantas de diferentes escalas possam

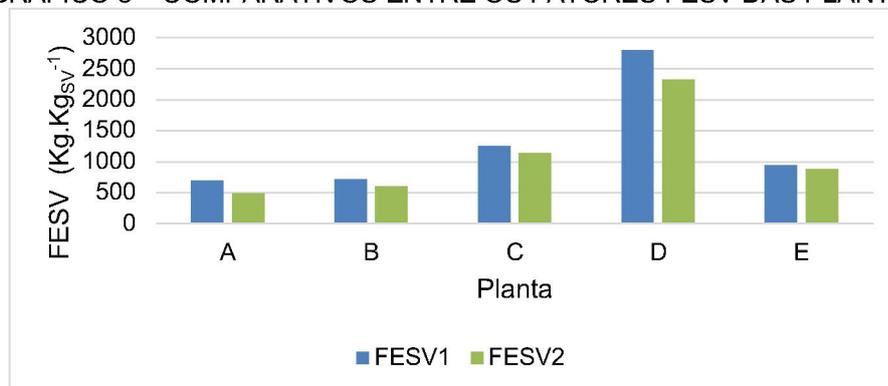
ser avaliadas sob a mesma métrica, mostrando o rendimento real do processo.

Analisando os fatores descritos na TABELA 22, temos que:

- Planta D (FESV₁ de 2.797,9 kJ.kg_{SV}⁻¹ e FESV₂ de 2.319,5 kJ.kg_{SV}⁻¹): apresenta a maior eficiência devido ao uso do reator CSTR e do motor MAN E0836E, otimizados para biogás.
- Planta C (FESV₁ de 1.249,9 kJ.kg_{SV}⁻¹ e FESV₂ de 1.130,7 kJ.kg_{SV}⁻¹): em segundo lugar, destaca-se pelo uso de um reator *plug flow* projetado especificamente para biogás.
- Planta E (FESV₁ de 935,4 kJ.kg_{SV}⁻¹ e FESV₂ de 880,6 kJ.kg_{SV}⁻¹): eficiência intermediária, superior às Plantas A e B, indicando melhor adaptação do motor ou menor perda de biogás.
- Planta B (FESV₁ de 712,5 kJ.kg_{SV}⁻¹ e FESV₂ de 593,6 kJ.kg_{SV}⁻¹): apresenta um valor modesto, refletindo limitações do motor OM 352 adaptado.
- Planta A (FESV₁ de 692,7 kJ.kg_{SV}⁻¹ e FESV₂ de 484,4 kJ.kg_{SV}⁻¹): a menor eficiência, sugerindo que a adaptação do motor ou perdas no sistema contribuem para esse resultado.

A comparação entre as plantas para os valores de FESV pode ser mais bem visualizada no GRÁFICO 5.

GRÁFICO 5 – COMPARATIVOS ENTRE OS FATORES FESV DAS PLANTAS



Fonte: A autora, 2024.

Os resultados reforçam que a tecnologia do biodigestor e o tipo de motor influenciam diretamente na eficiência energética por unidade de biomassa tratada. O melhor resultado foi obtido na Planta D, com reator bem projetado e motor específico para biogás. Os valores baixos no FESV das Plantas A e B podem indicar

ineficiências, como digestão incompleta da biomassa, vazamentos de biogás ou mesmo a baixa eficiência dos motores. Contudo, o acompanhamento do FESV ao longo do tempo possibilita identificar melhorias no processo ou a necessidade de manutenção e ajustes no sistema, otimizando o processo.

4.1.1.3 Eficiência elétrica bruta e líquida - η_{elbrut} e η_{elliq}

Em relação a eficiência do sistema de geração de eletricidade das plantas, os dados de eficiência bruta e líquida, no Subsistema III, são apresentados na TABELA 23.

TABELA 23 – EFICIÊNCIA DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE DAS PLANTAS

Planta	Eficiência bruta η_{elbrut}	Eficiência líquida η_{elliq}
A	15%	10%
B	15%	12%
C	21%	19%
D	22%	20%
E	21%	19%

Fonte: A autora, 2024.

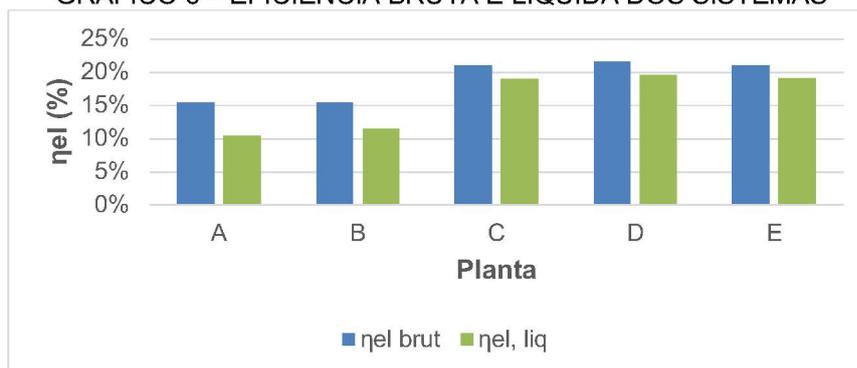
Os resultados da eficiência do sistema de geração de eletricidade das plantas revelam uma variação significativa entre as unidades analisadas. A Planta D apresentou os melhores índices, com uma eficiência bruta de 22% e uma eficiência líquida de 20%, indicando um processo bem ajustado e perdas mínimas durante a geração de energia.

Em seguida, as Plantas C e E obtiveram desempenhos semelhantes, com eficiência bruta de 21% e eficiência líquida de 19%, refletindo um nível consistente de aproveitamento energético.

As Plantas A e B apresentaram as menores eficiências, com 15% de eficiência bruta. No entanto, a Planta B obteve uma eficiência líquida de 12%, ligeiramente superior à da Planta A, que foi de 10%. Isso sugere que a Planta B possui um sistema interno mais eficiente, com menores perdas ao longo do processo.

O GRÁFICO 6 apresenta o comparativo entre as plantas para a eficiência bruta e líquida.

GRÁFICO 6 – EFICIÊNCIA BRUTA E LÍQUIDA DOS SISTEMAS



Fonte: A autora, 2024.

A diferença entre a eficiência bruta e líquida reflete o consumo interno de energia em cada planta, evidenciando que plantas com sistemas de geração mais avançados e motores mais modernos (como observado na Planta D) tendem a apresentar menor consumo interno e, conseqüentemente, maior eficiência líquida.

Os resultados de eficiência dos sistemas analisados podem ser considerados relativamente baixos quando comparados a estudos que apresentam valores superiores. Por exemplo, Havukainen *et al.* (2014) reportaram uma eficiência elétrica bruta de 41% e líquida de 38%, enquanto Akbulut *et al.* (2021) descreveram uma eficiência de 40%. Ao considerar a prática da cogeração, a eficiência ultrapassou os 80%.

Entretanto, os valores obtidos neste estudo estão próximos os 23,83% registrados por Siebert (2021) (com exceção das Plantas A e B), e estão dentro da faixa identificada por Souza (2023), que observou eficiências variando entre 11,67% e 26,97% em diferentes conjuntos motor-geradores.

Embora a eficiência observada não atinja os patamares mais altos descritos na literatura, ela reflete a realidade de sistemas adaptados ou em estágios de otimização, sugerindo oportunidades para melhorias tecnológicas e ajustes operacionais que possam elevar o desempenho das plantas de biogás.

Portanto, ao se comparar a eficiência de diferentes motores é necessário conhecer a tecnologia empregada, as alterações realizadas, a faixa de operação e outras características que influenciam o desempenho dos mesmos (Siebert, 2021).

4.1.1.4 Eficiência de Energia Renovável - EER

Outra forma de avaliar as plantas é pela Eficiência de Energia Renovável (EER). A EER mede a fração da energia produzida que provém exclusivamente de fontes renováveis, sem a adição de combustíveis fósseis.

Quando uma planta de biogás opera utilizando apenas biomassa e biogás como insumos, sua EER é de 100%, indicando que toda a energia gerada é renovável.

A eficiência de energia renovável das plantas é apresentada na TABELA 24.

TABELA 24 – EFICIÊNCIA DE ENERGIA RENOVÁVEL DAS PLANTAS

Planta	Eficiência de energia renovável – EER
A	100%
B	100%
C	100%
D	93%
E	100%

Fonte: A autora, 2024.

As Plantas A, B, C e E apresentaram 100% de EER, evidenciando uma operação totalmente sustentada por biomassa, sem a utilização de combustíveis fósseis durante os processos de digestão anaeróbica e geração de energia. Esse desempenho reflete a autossuficiência e a sustentabilidade dos sistemas (Gongora, 2023).

A Planta D, no entanto, obteve 93% de EER devido ao uso de óleo diesel para o transporte do dejetos de galinha poedeira. O uso do diesel aumenta o impacto nas emissões e reduz a contribuição líquida para a matriz energética sustentável. Assim, embora a Planta D apresente maior eficiência de conversão energética em relação às demais, a introdução de combustíveis fósseis diminui sua EER.

4.1.2 Considerações finais sobre o balanço energético das plantas

Conforme relatado anteriormente, os resultados do balanço energético das Plantas A, B, C, D e E refletem diferenças significativas na eficiência de seus respectivos sistemas de geração de energia, como é retomado na TABELA 25.

TABELA 25 – RESUMO DO BALANÇO ENERGÉTICO DAS PLANTAS

	Plantas				
	A	B	C	D	E
TSE1	33%	34%	44%	87%	33%
TSE2	4%	4%	8%	16%	7%
FESV1 (kJ.kg _{SV} ⁻¹)	692,73	712,51	1.249,89	2.797,92	935,36
FESV2 (kJ.kg _{SV} ⁻¹)	484,42	593,61	1.130,74	2.319,45	880,58
EER	100%	100%	100%	93%	100%
$\eta_{el, brut}$	15%	15%	21%	22%	21%
$\eta_{el, liq}$	10%	12%	19%	20%	19%

Fonte: A autora, 2024.

A taxa saída-entrada de energia no sistema de biodigestão (TSE1) representa a relação entre a energia gerada e a energia contida no biogás produzido. As Plantas A, B e E apresentam eficiências semelhantes de 33%, enquanto a Planta C apresenta um desempenho intermediário de 44%. A Planta D se destaca com uma eficiência de 87%, mais que o dobro das demais.

A performance no Subsistema II (TSE2), que quantifica a energia elétrica líquida gerada em relação à energia máxima disponível na biomassa, reflete a eficiência efetiva do processo. Os resultados são baixos em todas as plantas, variando de 4% (Plantas A e B) a 16% na Planta D, indicando perdas significativas durante o processo de conversão.

O fator de energia gerada por massa de sólidos voláteis (FESV1 e FESV2) indicou que a Planta D apresenta os maiores valores (2.797,92 kJ.kg_{SV}⁻¹ no FESV1 e 2.319,45 kJ.kg_{SV}⁻¹ no FESV2), refletindo um sistema mais eficiente e com maior aproveitamento da biomassa. Em contraste, a Planta A apresenta os menores índices, com 692,73 kJ.kg_{SV}⁻¹ (FESV1) e 484,42 kJ.kg_{SV}⁻¹ (FESV2), sugerindo um menor rendimento na conversão de biomassa em energia.

As Plantas A, B, C e E apresentaram uma eficiência de energia renovável (EER) de 100%, indicando que toda a energia gerada provém exclusivamente de biomassa, sem uso de combustíveis fósseis. A Planta D, no entanto, apresentou um EER de 93%, refletindo o uso de óleo diesel no transporte de dejetos de galinha poedeira, o que compromete parcialmente a sustentabilidade do sistema.

A eficiência elétrica bruta ($\eta_{el, brut}$) variou de 15% nas Plantas A e B a 22% na Planta D. A eficiência líquida ($\eta_{el, liq}$), que reflete a energia elétrica gerada após o consumo interno da planta, segue uma tendência similar, com a Planta D atingindo 20%, enquanto as Plantas A e B apresentam valores de 10% e 12%, respectivamente.

Ao comparar a performance das plantas, fica evidente o destaque da planta D, que apresenta valores superiores na maioria dos indicadores avaliados em relação às demais. Esses resultados ressaltam que a utilização de biodigestores mais eficientes e motores projetados para operação com biogás contribuem no aumento da eficiência dos sistemas de geração de energia.

No entanto, mesmo com as limitações nos reatores e com o uso de motores adaptados, as demais plantas conseguem suprir a demanda por energia e manter os sistemas funcionando, exclusivamente com o uso da biomassa. Assim, o uso de biomassa para gerar energia pode ser considerada uma solução para o desenvolvimento sustentável no meio rural, contribuindo para a preservação ambiental e para o fortalecimento do agronegócio.

Adicionalmente, a cogeração no meio rural oferece uma solução estratégica para maximizar a eficiência energética e explorar plenamente o potencial da biomassa. O calor gerado durante o processo pode ser reaproveitado para diversas aplicações agrícolas, como secagem de grãos, aquecimento de biodigestores, estufas e outras instalações. Essa abordagem não apenas aumenta a produtividade, mas também reduz custos operacionais e promove a sustentabilidade ao minimizar o desperdício de energia (Havukainen *et al.*, 2014; Akbulut *et al.*, 2021).

4.2 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DOS SISTEMAS – ETAPA 2

Além da análise energética em sistemas de geração de eletricidade, é importante um estudo de avaliação econômica dos sistemas a fim de obter indicadores financeiros que mostrem ou não a viabilidade econômica. Avaliar a viabilidade de plantas SGE é essencial para compreender os custos de implantação, operação e manutenção, permitindo calcular o tempo de retorno sobre o valor investido e projetar os lucros esperados. Esse processo possibilita identificar riscos, otimizar recursos e garantir que o projeto seja economicamente viável, ambientalmente responsável e tecnicamente eficiente, assegurando assim que as plantas alcancem os resultados planejados de forma sustentável e lucrativa, contribuindo para o sucesso a longo prazo. Para tanto, a TABELA 26 apresenta os dados econômicos das cinco plantas SGE, detalhando investimentos, custos operacionais, eletricidade gerada e os custos evitados com a compra de energia em diferentes tarifas.

TABELA 26 – DADOS ECONÔMICOS DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Item	Planta A	Planta B	Planta C	Planta D	Planta E
Investimento inicial					
Biodigestor e acessórios	R\$ 90.000	R\$ 100.000	R\$ 300.000	R\$ 2.000.000	R\$ 150.000
Motor gerador	R\$ 80.000	R\$ 80.000	R\$ 150.000	R\$ 200.000	R\$ 150.000
Implantação de GD	R\$ 100.000	R\$ 100.000	R\$ 100.000	R\$ 100.000	R\$ 100.000
Investimento total	R\$ 270.000	R\$ 280.000	R\$ 550.000	R\$ 2.300.000	R\$ 400.000
Custo de operação e manutenção (anual)					
Estimativa máxima	7%	7%	4%	2%	4%
Custo O&M	R\$ 18.900	R\$ 19.600	R\$ 22.000	R\$ 46.000	R\$ 16.000
Custo disponibilidade	1.200 kWh	1.200 kWh	1.200 kWh	1.200 kWh	1.200 kWh
Eletricidade gerada	89.132 kWh	152.816 kWh	164.280 kWh	360.000 kWh	144.420 kWh
Custos evitados com a compra de energia					
T1 – R\$ 0,40	R\$ 35.173	R\$ 61.126	R\$ 65.232	R\$ 143.520	R\$ 57.288
T2 – R\$ 0,50	R\$ 43.966	R\$ 76.408	R\$ 81.540	R\$ 179.400	R\$ 71.610
T3 – R\$ 0,60	R\$ 52.759	R\$ 91.690	R\$ 97.848	R\$ 215.280	R\$ 85.932
T4 – R\$ 0,70	R\$ 61.552	R\$ 106.971	R\$ 114.156	R\$ 251.160	R\$ 100.254
T5 – R\$ 0,80	R\$ 70.346	R\$ 122.253	R\$ 130.464	R\$ 287.040	R\$ 114.576

Fonte: A autora, 2025.

De forma geral, o investimento inicial está de acordo com as características dos sistemas. A Planta D utiliza um reator CSTR e motor específico para biogás, tecnologias que elevam o investimento inicial, totalizando R\$ 2.300.000. Em contrapartida, as Plantas A e B apresentam o menor investimento, com R\$ 270.000, devido ao aproveitamento de lagoas pré-existentes na construção dos biodigestores e utilização de motores menos eficientes. Já as Plantas C e E são mais bem projetadas e possuem investimentos iniciais intermediários, de R\$ 550.000 e R\$ 400.000, respectivamente.

A Planta D se destaca pelo menor percentual de custo de O&M (2% do investimento), mas, devido ao seu alto custo inicial, o valor anual (R\$ 46.000) ainda é o mais elevado. O custo de operação e manutenção desta planta inclui 200L de óleo diesel consumidos mensalmente com o transporte do resíduo de galinhas poedeiras. As Plantas C e E custam 4% do valor do investimento e as Plantas A e B têm custos anuais mais baixos, mas com percentuais maiores (7%).

Os custos de O&M mais elevados nas plantas com menor nível tecnológico estão de acordo com Oliveira (2004). Segundo o autor, muitas manutenções são necessárias devido às adaptações exigidas pelos equipamentos, uma vez que o

mercado não possui ampla oferta de dispositivos específicos à biogás. Isso torna necessário realizar os ajustes e adequação nos equipamentos disponíveis, para que operem de forma satisfatória. Dentre os equipamentos que demandam maior manutenção em plantas de biogás, destacam-se a geomembrana, o grupo motor-gerador, as bombas e compressores.

Nas plantas GD que operam no sistema de compensação de energia, as receitas obtidas correspondem aos custos evitados com a compra de energia elétrica. Os custos evitados aumentam proporcionalmente com a tarifa de energia (de T1 a T5), sendo que a tarifa de energia cobrada atualmente pela concessionária de energia se encontra entre T3 e T4 (R\$ 0,66). A Planta D proporciona as maiores economias, chegando a R\$ 287.040 na tarifa T5 (R\$ 0,80.kWh⁻¹).

A viabilidade econômica de projetos de biogás é altamente sensível às condições específicas de cada empreendimento. Por meio dos dados descritos na TABELA 26, os parâmetros econômicos de valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e tempo de retorno do investimento (*payback*) foram determinados para cada uma das plantas, considerando taxas de juros de 3,5%, 8,5% e 13% e tarifas de energia entre R\$ 0,40 e R\$ 0,80, descritas na metodologia deste trabalho. Os resultados obtidos são relatados a seguir.

4.2.1 Parâmetros econômicos da Planta A

Os resultados de viabilidade econômica do sistema de geração de energia da Planta A, incluindo VPL, *payback* e TIR, são apresentados na TABELA 27.

TABELA 27 – PARÂMETROS ECONÔMICOS DA PLANTA A

Taxa de juros	Tarifa	VPL	<i>Payback</i>	TIR
3,50%	R\$ 0,40	R\$ 62.562	16 anos 4 meses	6%
	R\$ 0,50	R\$ 260.661	10 anos 7 meses	11%
	R\$ 0,60	R\$ 458.760	7 anos 11 meses	15%
	R\$ 0,70	R\$ 656.858	6 anos 5 meses	19%
	R\$ 0,80	R\$ 854.957	5 anos 3 meses	23%
8,50%	R\$ 0,40	-R\$ 61.511	Não houve	6%
	R\$ 0,50	R\$ 60.692	14 anos 11 meses	11%
	R\$ 0,60	R\$ 182.895	10 anos 1 meses	15%
	R\$ 0,70	R\$ 305.098	7 anos 7 meses	19%
	R\$ 0,80	R\$ 427.301	6 anos 2 meses	23%
13%	R\$ 0,40	-R\$ 122.367	Não houve	6%
	R\$ 0,50	-R\$ 36.949	Não houve	11%
	R\$ 0,60	R\$ 48.468	14 anos 2 meses	15%
	R\$ 0,70	R\$ 133.885	9 anos 7 meses	19%
	R\$ 0,80	R\$ 219.303	7 anos 4 meses	23%

Fonte: A autora, 2025.

De forma geral, a tarifa de energia e as taxas de juros impactam a viabilidade do projeto. À medida que a tarifa de energia aumenta de R\$ 0,40 para R\$ 0,80, o VPL cresce e o *payback* diminui, indicando uma recuperação mais rápida do investimento. A taxa de juros de 8,5% apresenta VPL negativo para a tarifa de R\$ 0,40 enquanto a taxa de 13% inviabiliza as tarifas de R\$ 0,40 e R\$ 0,50. Tarifas superiores a R\$ 0,60 tornam o projeto lucrativo em todas as taxas de juros, reduzindo o tempo de *payback* e aumentando o VPL e a TIR.

Com o subsídio do governo estadual em projetos de biogás, os juros de 3,5% viabilizam o projeto para todas as tarifas adotadas, com VPL entre R\$ 62.562 e R\$ 854.957 e tempo de retorno entre 5 e 16 anos.

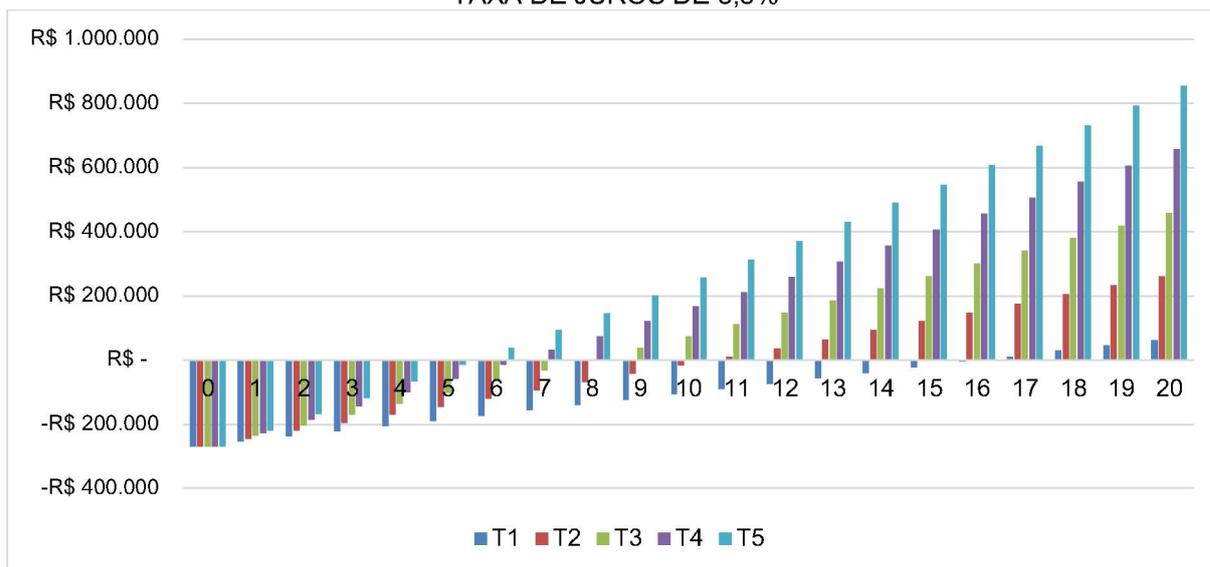
Para taxas de juros de 8,5% e 13%, o projeto se torna inviável (VPL negativo) em tarifas abaixo de R\$ 0,60, mas começa a apresentar retornos positivos com tarifas superiores a R\$ 0,60. O melhor cenário combina os juros de 3,5% e a tarifa de R\$ 0,80, com o maior VPL (R\$ 854.957), menor *payback* (5 anos e 3 meses) e alta TIR (23%). Já nos cenários mais críticos, com juros de 13% e tarifas de R\$ 0,40 ou R\$ 0,50, o projeto não apresenta retorno (VPL negativo e ausência de *payback*).

Os resultados de TIR indicam uma clara relação entre a tarifa de energia e a atratividade do projeto. Em cenários com tarifas mais elevadas, a TIR aumenta significativamente, atingindo até 23% com uma tarifa de R\$ 0,80, o que representa que o investimento no projeto é atrativo e pode ser implementado.

Em contrapartida, tarifas mais baixas, como R\$ 0,40, resultam em TIR de 6%, tornando o projeto menos atrativo, especialmente em cenários de juros elevados. A análise mostra que, para taxas de juros mais altas, como 8,5%, o projeto não é rentável caso a tarifa seja inferior a R\$ 0,50 e, para juros de 13%, os projetos devem ser descartados caso a tarifa não supere R\$ 0,60.

Em relação ao *payback*, o GRÁFICO 7 representa o período de retorno para a taxa de juros de 3,5%, o GRÁFICO 8 para a taxa de 8,5% e o GRÁFICO 9 para a taxa de 13%.

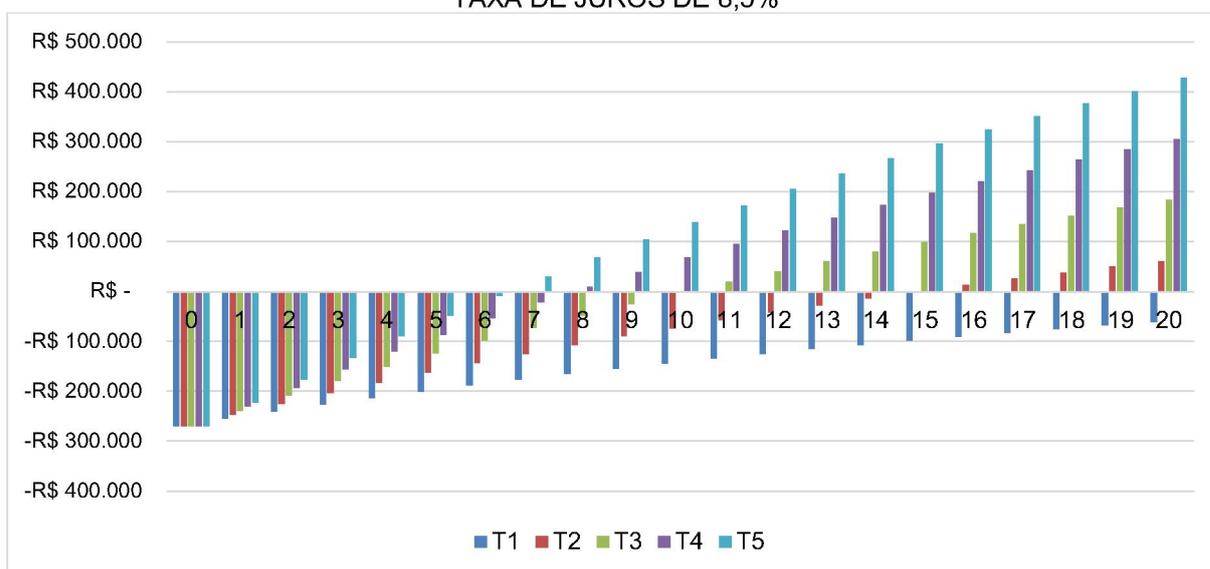
GRÁFICO 7 – PLANTA A - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 3,5%



Fonte: A autora, 2025.

O GRÁFICO 7 ilustra a evolução do VPL ao longo de 20 anos, considerando as diferentes tarifas (entre R\$ 0,40 e R\$ 0,80) e taxa de juros de 3,5%. A análise do *payback* revela que, para tarifas mais baixas (T1 e T2), o retorno do investimento ocorre mais lentamente, com VPL negativo nos primeiros anos e alcançando valores positivos apenas após aproximadamente 13 a 16 anos. Em contrapartida, tarifas mais elevadas (T4 e T5) aceleram o retorno do investimento, resultando em *payback* em torno de 6 a 9 anos, com crescimento significativo do VPL nos anos subsequentes.

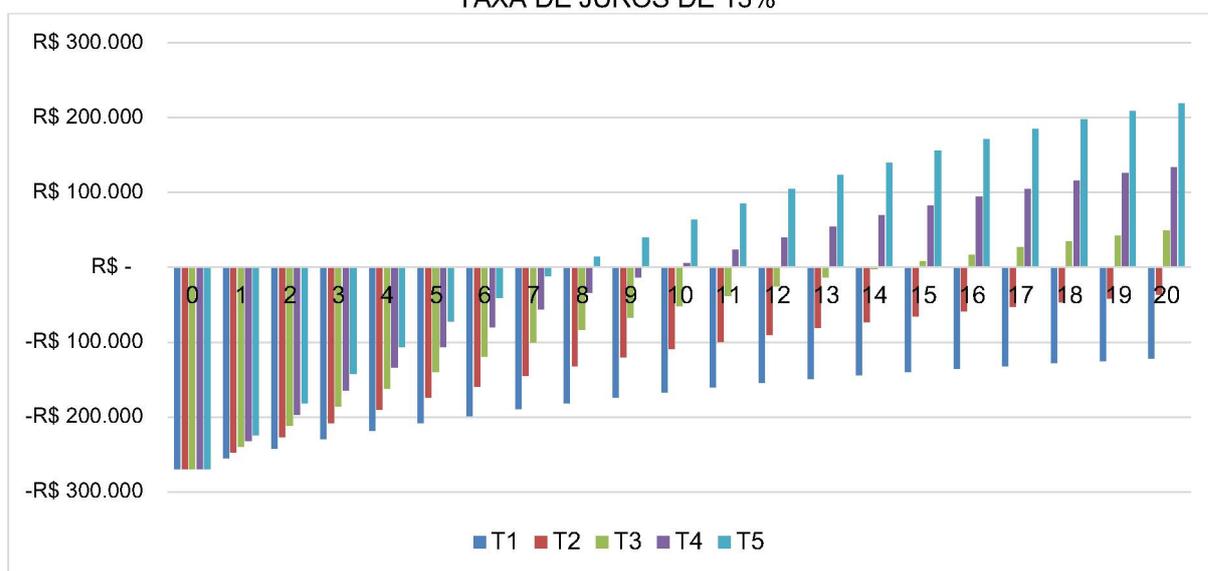
GRÁFICO 8 – PLANTA A - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 8,5%



Fonte: A autora, 2025.

Para a taxa de juros de 8,5%, o GRÁFICO 8 reflete um cenário mais desafiador em comparação à taxa de 3,5%. O VPL apresenta crescimento mais lento, e o período de *payback* ocorre em prazos mais longos. As tarifas mais baixas (T1 e T2) resultam em um VPL negativo durante a maior parte do período, indicando que, nesses casos, o investimento pode não se pagar ao longo de 20 anos. O *payback* para tarifas intermediárias (T3) acontece por volta de 14 a 15 anos, enquanto tarifas mais altas (T4 e T5) permitem um retorno do investimento em aproximadamente 7 a 10 anos, com um crescimento mais expressivo do VPL nos últimos anos. Mesmo assim, o crescimento do VPL é menor em relação ao cenário de juros de 3,5%, evidenciando o impacto significativo das taxas de juros elevadas na viabilidade financeira do projeto.

GRÁFICO 9 – PLANTA A - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 13%



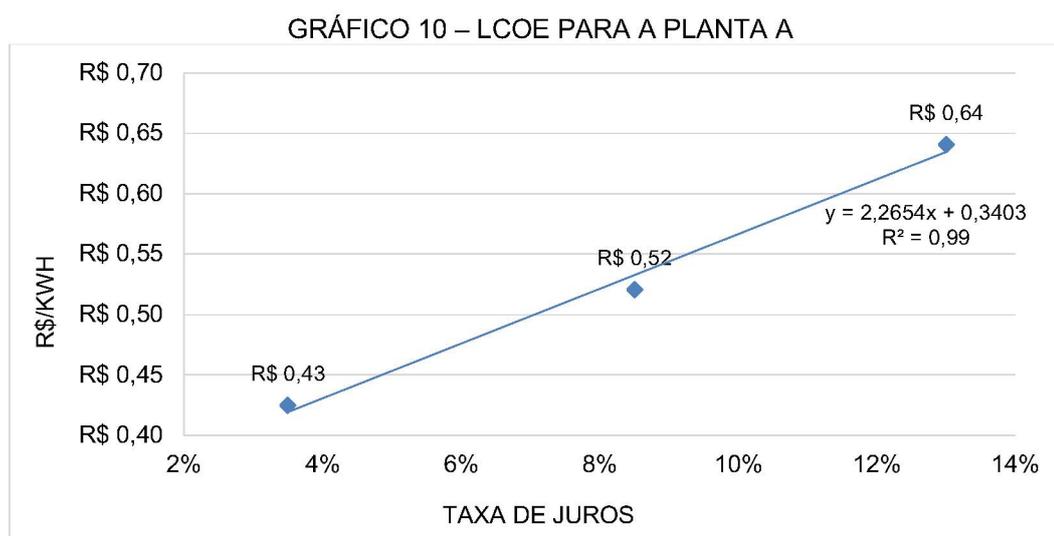
Fonte: A autora, 2025.

No cenário com taxa de juros de 13% o tempo necessário para que o projeto alcance um VPL positivo é ainda maior. Para as tarifas mais baixas (T1 e T2), o investimento não atinge o *payback* dentro do período de 20 anos. Para tarifas intermediárias (T3), o *payback* ocorre após cerca de 14 a 15 anos e para tarifas mais altas (T4 e T5), o investimento se paga por volta de 7 a 9 anos, sendo o crescimento do VPL mais modesto em relação às taxas de juros mais baixas.

Por fim, o projeto é atrativo em cenários de taxas de juros mais baixas e tarifas elevadas. Caso as tarifas fiquem abaixo de R\$ 0,60 e os juros acima de 8,5%, o projeto pode ser inviável, sendo necessário buscar subsídios, tarifas especiais ou redução nos custos de implantação e operação para viabilizar a planta de biogás.

Custo nivelado de energia - LCOE

Os custos nivelados da energia gerada na Planta A, para as taxas de juros de 3,5%, 8,5% e 13%, são apresentados no GRÁFICO 10.



Fonte: A autora, 2025.

Na Planta A, o LCOE para cada kWh é de R\$ 0,43 para a taxa de juros de 3,5%, R\$ 0,52 para a taxa de 8,5% e de R\$ 0,64 para a taxa de 13%. O valor sobe aproximadamente 21% (de R\$ 0,43 para R\$ 0,52) quando a taxa de juros passa de 3,5% para 8,5%. Ao subir para 13%, o aumento total é de cerca de 49% (de R\$ 0,43 para R\$ 0,64).

Em comparação com a tarifa de energia da concessionária, que é de R\$ 0,66.kWh⁻¹, o custo da energia para as taxas de juros de 3,5% e 8,5% são, respectivamente, 35% e 21% inferiores. Com taxas de juros de 13% ou mais, o projeto se aproxima do limite da viabilidade econômica. Pequenos aumentos nos custos podem torná-lo desvantajoso.

Os resultados apresentam linha de tendência linear, cuja equação é $y = 2,2654x + 0,3403$ e o coeficiente de determinação é $R^2 = 0,99$. A equação pode ser

aplicada na simulação do custo da energia com novas taxas de juros. O intercepto de 0,3403 indica que, mesmo com uma taxa de juros próxima de 0%, o LCOE será de R\$ 0,34.kWh⁻¹, valor que reflete os custos fixos de operação e manutenção da planta, além dos custos de investimento inicial. A inclinação de 2,2654 demonstra que para cada aumento de 1 ponto percentual na taxa de juros, o LCOE aumenta em R\$ 0,02.kWh⁻¹. A relação linear próxima de 1 ($R^2 = 0,99$) indica que os dados se ajustam ao modelo de regressão.

4.2.2 Parâmetros econômicos da Planta B

Os resultados de viabilidade econômica do sistema de geração de energia da Planta B, incluindo VPL, *payback* e TIR, são apresentados na TABELA 28.

TABELA 28 – PARÂMETROS ECONÔMICOS DA PLANTA B

Taxa de juros	Tarifa	VPL	<i>Payback</i>	TIR
3,50%	R\$ 0,40	R\$ 620.230	6 anos 9 meses	18%
	R\$ 0,50	R\$ 964.504	4 anos 11 meses	24%
	R\$ 0,60	R\$ 1.308.778	3 anos 11 meses	30%
	R\$ 0,70	R\$ 1.653.052	3 anos 3 meses	36%
	R\$ 0,80	R\$ 1.997.325	2 anos 9 meses	42%
8,50%	R\$ 0,40	R\$ 278.796	8 anos 3 meses	18%
	R\$ 0,50	R\$ 491.171	5 anos 8 meses	24%
	R\$ 0,60	R\$ 703.546	4 anos 5 meses	30%
	R\$ 0,70	R\$ 915.921	3 anos 7 meses	36%
	R\$ 0,80	R\$ 1.128.296	3 anos	42%
13%	R\$ 0,40	R\$ 112.561	10 anos 7 meses	18%
	R\$ 0,50	R\$ 261.007	6 anos 8 meses	24%
	R\$ 0,60	R\$ 409.452	5 anos	30%
	R\$ 0,70	R\$ 557.898	4 anos	36%
	R\$ 0,80	R\$ 706.344	3 anos 3 meses	42%

Fonte: A autora, 2025.

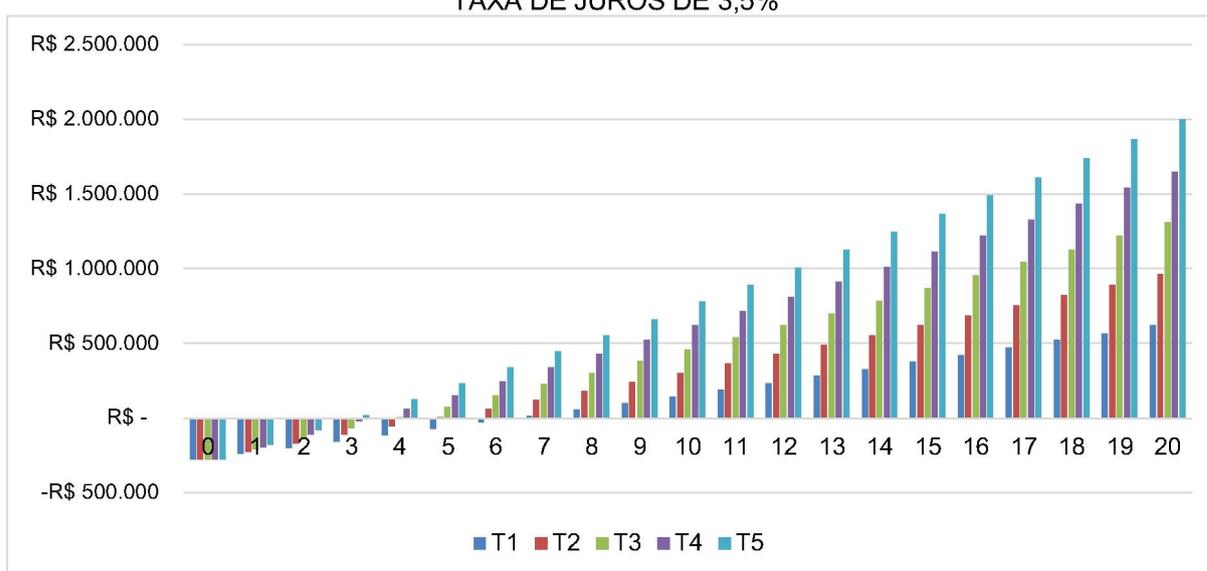
A análise da Planta B revela um *payback* rápido e TIR elevada nos diferentes cenários de tarifas e taxas de juros.

Na Planta B, o VPL atinge R\$ 1.997.325 com tarifa de R\$ 0,80 e juros de 3,5%. Com o aumento da taxa de juros para 8,5% e 13%, o VPL diminui, mas permanece positivo, demonstrando a viabilidade do projeto em todas as tarifas. O cenário com 8,5% de juros alcançou valores de VPL entre R\$ 278.796 e R\$ 1.128.296 nas diferentes tarifas, enquanto a taxa de 13% apresentou VPL entre R\$ 112.561 e R\$ 706.344.

A TIR indica a rentabilidade do projeto em todas as tarifas. Para a tarifa mais baixa (T1), o TIR foi de 18%, subindo para 24% na T2, 30% na T3, 36% na T4 e atingindo 42% na tarifa mais alta (T5). Esse desempenho indica que a Planta B oferece rentabilidade, mesmo com maiores taxas de juros, se mostrando um projeto economicamente atrativo.

Em relação ao *payback*, os GRÁFICOS 11, 12 e 13 representam o período de retorno para as taxas de juros de 3,5%, 8,5% e 13%, respectivamente.

GRÁFICO 11 – PLANTA B - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 3,5%

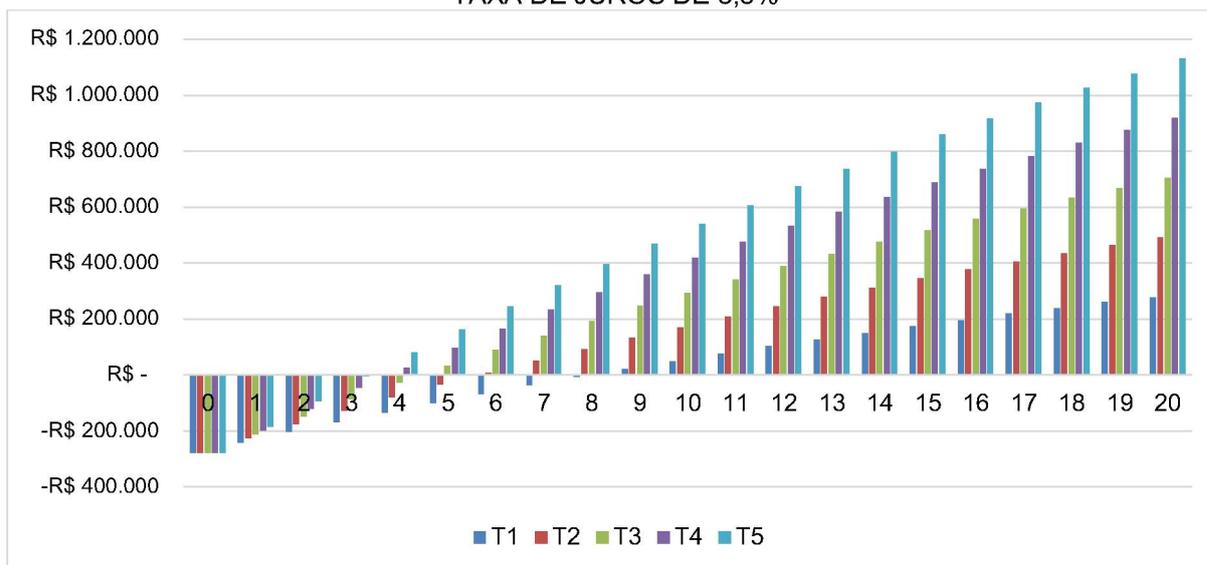


Fonte: A autora, 2025.

O GRÁFICO 11 mostra um crescimento rápido do VPL conforme o tempo avança, para taxa de juros de 3,5%. Para a menor tarifa (R\$ 0,40), o VPL se mantém negativo até o sexto ano. A partir do sétimo ano, o VPL passa a ser positivo para todas as tarifas, inclusive as menores, indicando o início da lucratividade.

Com tarifas mais elevadas (R\$ 0,70 e R\$ 0,80), o retorno acontece em menos de 4 anos, atingindo maior VPL e um retorno mais rápido. Assim, a Planta B demonstra lucratividade e retornos em curto período.

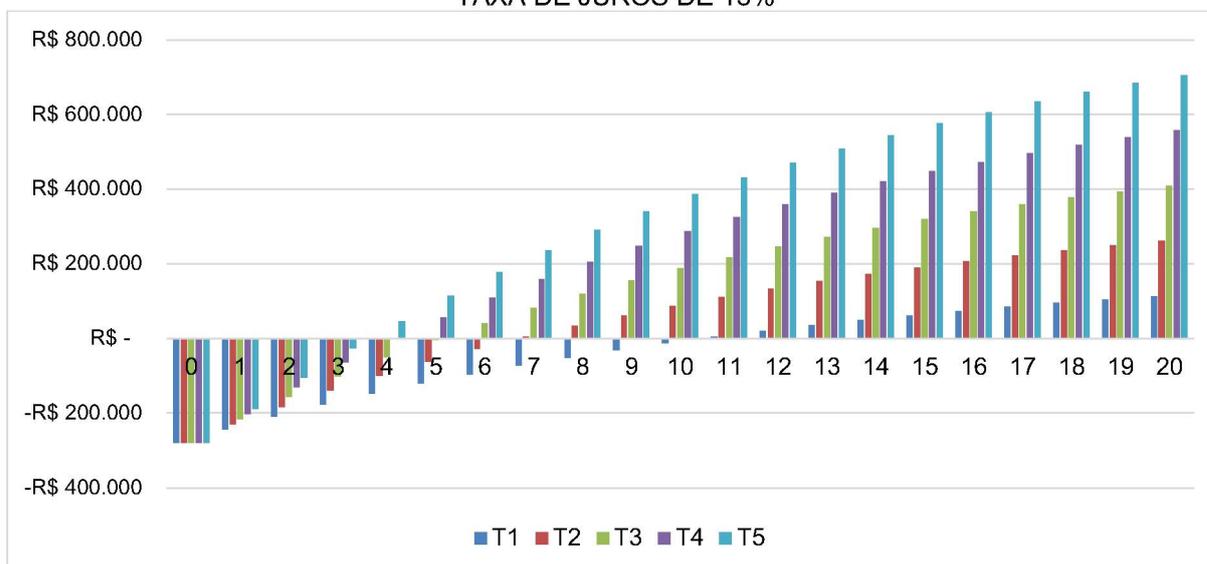
GRÁFICO 12 – PLANTA B - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 8,5%



Fonte: A autora, 2025.

Sob uma taxa de juros de 8,5%, o crescimento do VPL ocorre de forma mais moderada, com um ponto de equilíbrio mais tardio. Para a tarifa de R\$ 0,40, o retorno acontece em pouco mais de 8 anos. Para as tarifas de R\$ 0,50 e R\$ 0,60, o retorno ocorre em 5 anos e 8 meses e em 4 anos e 5 meses, respectivamente, enquanto para as tarifas mais altas (R\$ 0,70 e R\$ 0,80), cai para 3 anos e 3 anos e 7 meses. Contudo, mesmo com o crescimento mais lento do VPL, a Planta B continua sendo um investimento viável.

GRÁFICO 13 – PLANTA B - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 13%



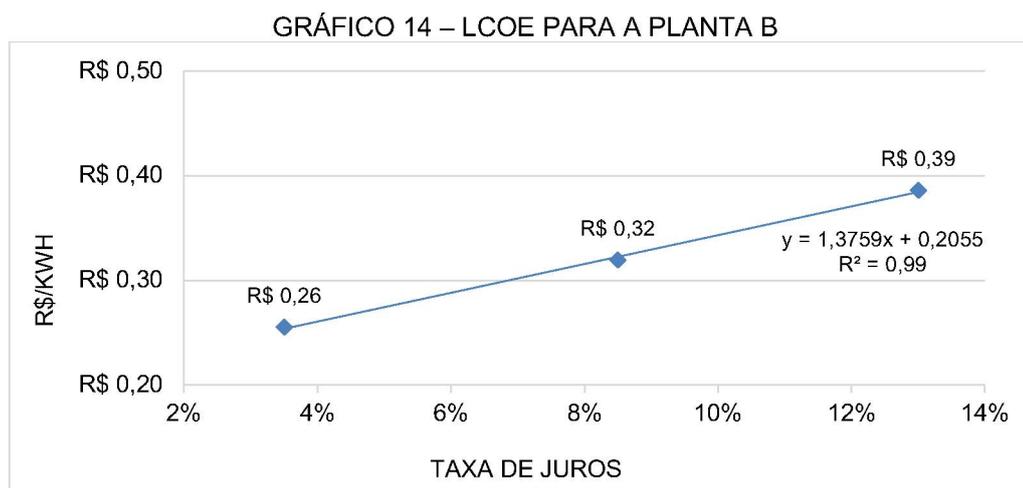
Fonte: A autora, 2025.

No cenário mais desafiador, com juros de 13%, o VPL da Planta B cresce de forma mais lenta e atinge valores mais baixos que as demais taxas. O *payback* varia de 3 anos e 3 meses (tarifa de R\$ 0,80) a 10 anos e 7 meses (tarifa de R\$ 0,40). O VPL permanece positivo em todas as faixas de tarifa, superando R\$ 700 mil para a tarifa mais elevada.

Assim, a Planta B é uma opção financeiramente atrativa, apresentando rápida recuperação do investimento e alta taxa de retorno em diversos cenários de juros e tarifas. Seu desempenho se destaca, especialmente nas tarifas de R\$ 0,60 ou superiores, onde o *payback* ocorre em menos de 5 anos, mesmo com taxas de juros elevadas.

Custo nivelado de energia - LCOE

Os custos nivelados da energia gerada na Planta B, para as taxas de juros de 3,5%, 8,5% e 13%, são apresentados no GRÁFICO 14.



Fonte: A autora, 2025.

Na Planta B, o LCOE para cada kWh é de R\$ 0,26 para a taxa de juros de 3,5%, R\$ 0,32 para a taxa de 8,5% e de R\$ 0,39 para a taxa de 13%. O valor sobe aproximadamente 23% (de R\$ 0,26 para R\$ 0,32) quando a taxa de juros passa de 3,5% para 8,5%. Ao subir para 13%, o aumento total é de cerca de 50% (de R\$ 0,26 para R\$ 0,39).

Em comparação com a tarifa de energia da concessionária, que é de R\$ 0,66.kWh⁻¹, o custo da energia para as taxas de juros de 3,5% e 8,5% são, respectivamente, 60,6% e 51,5% inferiores. Mesmo com taxas de juros de 13%, o custo permanece 40,9% menor do que a tarifa da concessionária, garantindo a viabilidade econômica do projeto em diferentes cenários de financiamento.

Os resultados apresentam uma linha de tendência linear, cuja equação é $y = 1,3759x + 0,2055$. O coeficiente de determinação é $R^2 = 0,9983$. Essa equação pode ser aplicada para simular o custo da energia com diferentes taxas de juros. O intercepto de 0,2055 indica que, mesmo com uma taxa de juros próxima de 0%, o LCOE será de R\$ 0,21.kWh⁻¹, valor que reflete os custos fixos de operação, manutenção e investimento inicial da planta. A inclinação de 1,3759 demonstra que, para cada aumento de 1 ponto percentual na taxa de juros, o LCOE aumenta em R\$ 0,0138.kWh⁻¹. A relação linear próxima de 1 ($R^2 = 0,99$) indica que os dados se ajustam ao modelo de regressão.

4.2.3 Parâmetros econômicos da Planta C

Os resultados de viabilidade econômica do sistema de geração de energia da Planta C, incluindo VPL, *payback* e TIR, são apresentados na TABELA 29.

TABELA 29 – PARÂMETROS ECONÔMICOS DA PLANTA C

Taxa de juros	Tarifa	VPL	<i>Payback</i>	TIR
3,50%	R\$ 0,40	R\$ 384.332	12 anos 3 meses	9%
	R\$ 0,50	R\$ 751.729	9 anos	13%
	R\$ 0,60	R\$ 1.119.127	7 anos 2 meses	17%
	R\$ 0,70	R\$ 1.486.524	5 anos 11 meses	21%
	R\$ 0,80	R\$ 1.853.921	5 anos 1 meses	24%
8,50%	R\$ 0,40	R\$ 30.257	18 anos 5 meses	9%
	R\$ 0,50	R\$ 256.896	12 anos	13%
	R\$ 0,60	R\$ 483.536	8 anos 10 meses	17%
	R\$ 0,70	R\$ 710.175	7 anos 1 meses	21%
	R\$ 0,80	R\$ 936.814	5 anos 10 meses	24%
13%	R\$ 0,40	-R\$ 142.197	Não houve	9%
	R\$ 0,50	R\$ 16.219	18 anos 7 meses	13%
	R\$ 0,60	R\$ 174.636	11 anos 9 meses	17%
	R\$ 0,70	R\$ 333.052	8 anos 8 meses	21%
	R\$ 0,80	R\$ 491.468	7 anos	24%

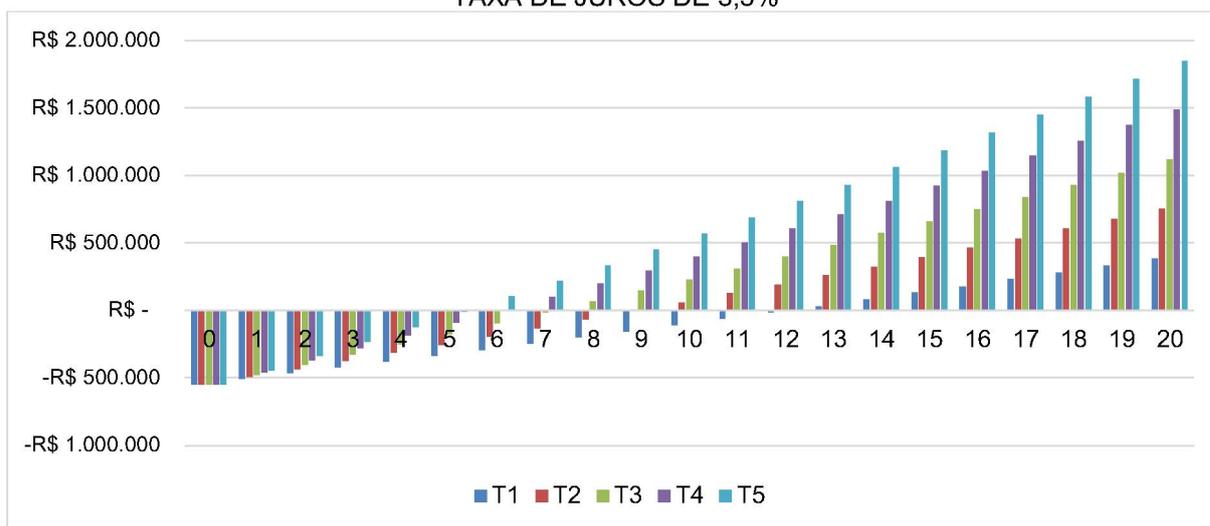
Fonte: A autora, 2025.

Na Planta C, o VPL é positivo para todas as tarifas com taxas de juros de 3,5% e 8,5%. Na taxa de juros mais baixa, o VPL parte de R\$ 384.322 na menor tarifa e atinge R\$ 1.853.921, com tarifa de R\$ 0,80. Com 8,5% de juros, o VPL vai de R\$ 30.257 (T1) a R\$ 936.814 (T5). O VPL positivo indica que o projeto é economicamente viável para as menores taxas de juros. Entretanto, para 13% de juros, o VPL para a tarifa de R\$ 0,40 é negativo (-R\$ 142.197), o que indica que nesta situação o investimento não é viável. Tarifas superiores a R\$ 0,50 tornam o VPL positivo, com o maior valor atingindo R\$ 491.468 para R\$ 0,80.

A TIR para a tarifa de R\$ 0,40 é de 9%, insuficiente para a taxa de juros mais alta (13%). Para a tarifa de R\$ 0,50 a TIR se iguala a taxa de juros de 13%, limitando a rentabilidade do projeto. Para R\$ 0,60, R\$ 0,70 e R\$ 0,80, a TIR é de 17%, 21% e 24%, respectivamente, demonstrando rentabilidade para todas as taxas de juros.

Quanto ao *payback* da Planta C, os GRÁFICOS 15, 16 E 17 representam o período de retorno para as taxas de juros de 3,5%, 8,5% e 13%, respectivamente.

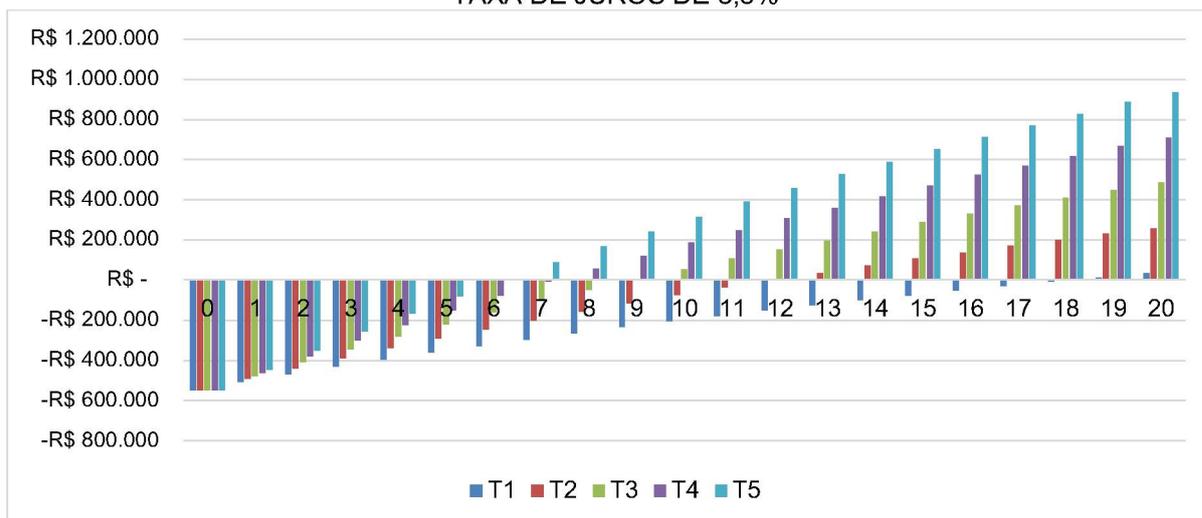
GRÁFICO 15 – PLANTA C - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 3,5%



Fonte: A autora, 2025.

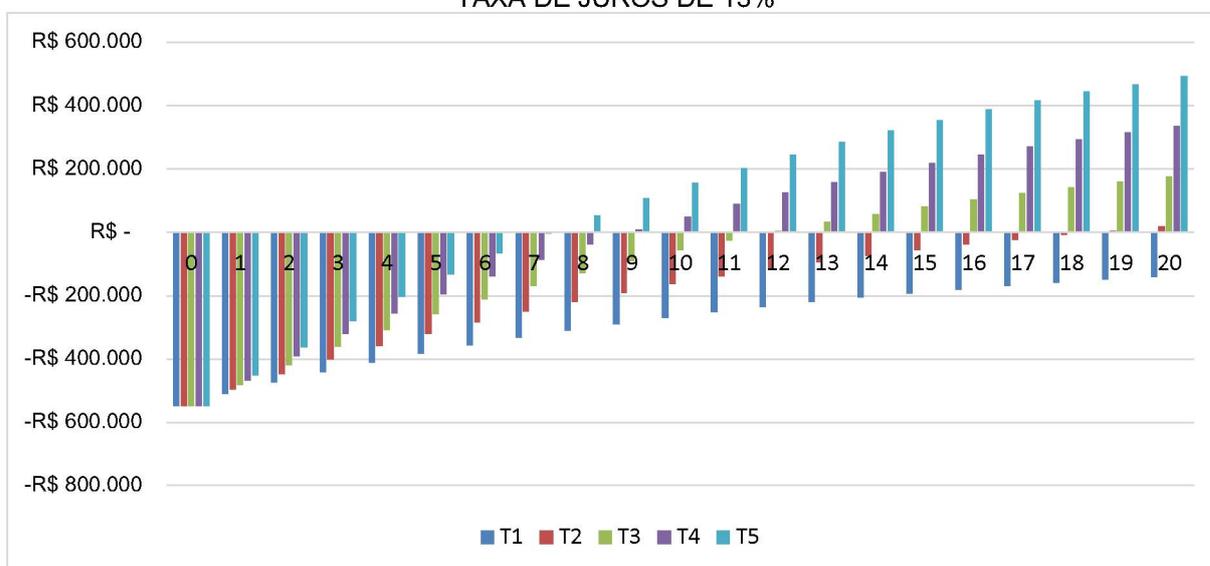
Para a taxa de juros de 3,5%, o gráfico demonstra que o VPL é positivo em todas as tarifas analisadas. Na tarifa mais baixa (T1), o *payback* é de 12 anos e 3 meses, passando para 9 anos na T2, 7 anos e 2 meses na T3 e 5 anos e 11 meses na T4. Já para maior tarifa, o *payback* ocorre mais rapidamente, em pouco mais de 5 anos. Com isso, a Planta C é considerada economicamente viável com a taxa de juros de 3,5%.

GRÁFICO 16 – PLANTA C - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 8,5%



Ao considerar a taxa de juros de 8,5%, na tarifa de R\$ 0,40, o *payback* é de 18 anos e 5 meses, tomando quase todo o período do investimento. Para a tarifa de R\$ 0,50, o tempo cai para 12 anos e para a tarifa de R\$ 0,60, para 8 anos e 10 meses. Nas maiores tarifas (R\$ 0,70 e R\$ 0,80), o retorno ocorreu entre 5 anos e 10 meses e 7 anos. Assim como na taxa de 3,5%, esta taxa de juros obteve retorno do investimento dentro do período de investimento, demonstrando viabilidade econômica.

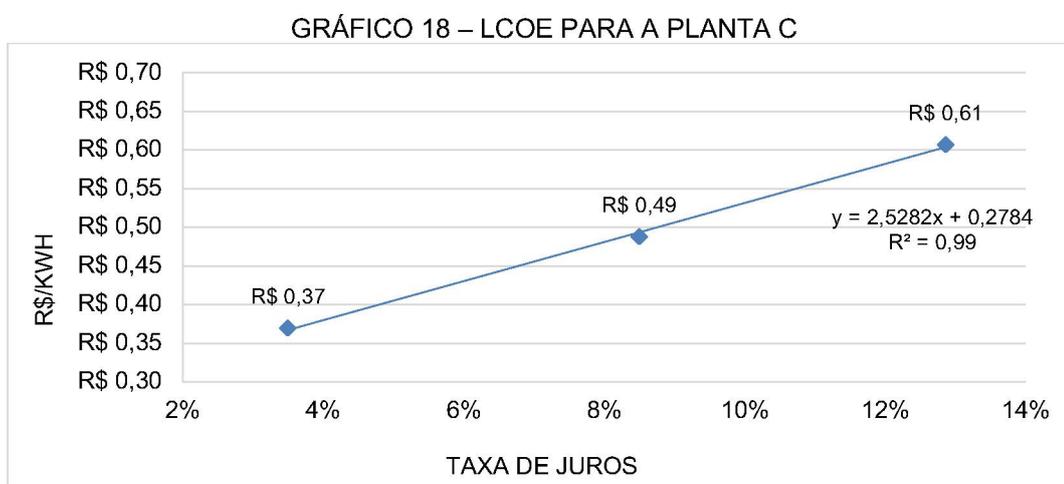
GRÁFICO 17 – PLANTA C - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 13%



Considerando 13% de taxa de juros, o *payback* é não atingido para tarifas de R\$ 0,40, dentro do horizonte de 20 anos, evidenciando a inviabilidade do projeto nessa condição. Com tarifas de R\$ 0,50, o retorno ocorre após 18 anos e 7 meses, um prazo longo e pouco atrativo. Em tarifas de R\$ 0,80, o *payback* reduz para 7 anos, o mais curto nesta taxa de juros. Logo, a Planta C é viável em praticamente todos os cenários para tarifas a partir de R\$ 0,60. Tarifas inferiores a isso, especialmente em taxas de juros de 13%, apresentam risco de VPL negativo e *payback* muito longo ou inexistente.

Custo nivelado de energia - LCOE

Os custos nivelados da energia gerada na Planta C, para as taxas de juros de 3,5%, 8,5% e 13%, são apresentados no GRÁFICO 18.



Fonte: A autora, 2025.

Na Planta C, o LCOE para cada kWh é de R\$ 0,37 para a taxa de juros de 3,5%, R\$ 0,49 para a taxa de 8,5% e de R\$ 0,61 para a taxa de 13%. O valor sobe aproximadamente 32% (de R\$ 0,37 para R\$ 0,49) quando a taxa de juros passa de 3,5% para 8,5%. Ao subir para 13%, o aumento total é de cerca de 65% (de R\$ 0,37 para R\$ 0,61).

Em comparação com a tarifa de energia da concessionária, que é de R\$ 0,66.kWh⁻¹, o custo da energia para as taxas de juros de 3,5% e 8,5% são, respectivamente, 43,9% e 25,8% inferiores. Com taxas de juros de 13%, o LCOE se mantém 7,6% abaixo da tarifa da concessionária, indicando que o projeto ainda

apresenta viabilidade econômica, mas com margens mais estreitas em cenários de juros elevados.

Os resultados apresentam uma linha de tendência linear, cuja equação é $y=2,5282x+0,2784$. O coeficiente de determinação é $R^2 = 0,9983$. Nessa equação o intercepto de 0,2784 indica que, mesmo com uma taxa de juros próxima de 0%, o LCOE será de R\$ 0,28.kWh⁻¹, refletindo os custos fixos de operação, manutenção e investimento inicial da planta. A inclinação de 2,5282 demonstra que, para cada aumento de 1 ponto percentual na taxa de juros, o LCOE aumenta em R\$ 0,0253.kWh⁻¹. A relação linear próxima de 1 ($R^2 = 0,99$) indica que os dados se ajustam ao modelo de regressão.

4.2.4 Parâmetros econômicos da Planta D

Os resultados de viabilidade econômica do sistema de geração de energia da planta D, incluindo VPL, *payback* e TIR, são apresentados na TABELA 30.

TABELA 30 – PARÂMETROS ECONÔMICOS DA PLANTA D

Taxa de juros	Tarifa	VPL	<i>Payback</i>	TIR
3,50%	R\$ 0,40	-R\$ 185.861	Não houve	3%
	R\$ 0,50	R\$ 622.467	16 anos 1 meses	6%
	R\$ 0,60	R\$ 1.430.795	12 anos 11 meses	9%
	R\$ 0,70	R\$ 2.239.122	10 anos 10 meses	11%
	R\$ 0,80	R\$ 3.047.450	9 anos 3 meses	13%
8,50%	R\$ 0,40	-R\$ 987.706	Não houve	3%
	R\$ 0,50	-R\$ 489.065	Não houve	6%
	R\$ 0,60	R\$ 9.575	19 anos 9 meses	9%
	R\$ 0,70	R\$ 508.215	15 anos 2 meses	11%
	R\$ 0,80	R\$ 1.006.855	12 anos 4 meses	13%
13%	R\$ 0,40	-R\$ 1.378.100	Não houve	3%
	R\$ 0,50	-R\$ 1.029.561	Não houve	6%
	R\$ 0,60	-R\$ 681.022	Não houve	9%
	R\$ 0,70	-R\$ 332.483	Não houve	11%
	R\$ 0,80	R\$ 16.056	19 anos 7 meses	13%

Fonte: A autora, 2025.

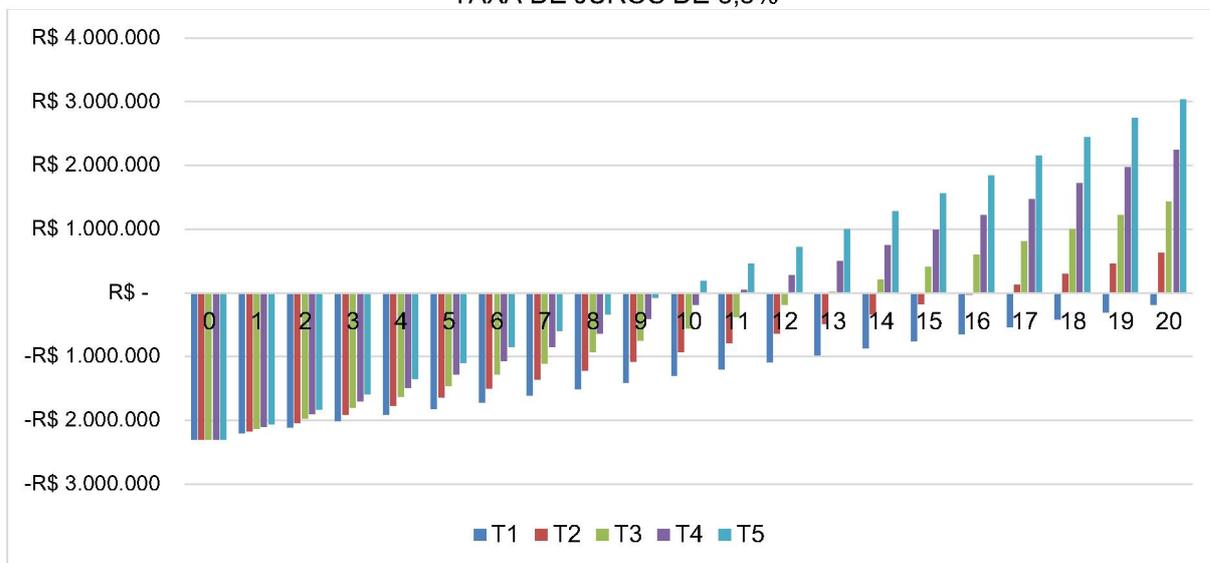
A Planta D, no cenário de taxa de juros de 3,5%, apresenta VPL negativo para a tarifa de R\$ 0,40, o que indica inviabilidade econômica nessa condição. A partir da tarifa de R\$ 0,50, o VPL é positivo, com valores entre R\$ 622.467 e R\$ 3.047.450 (T2 e T5), sinalizando viabilidade do projeto. A taxa de juros de 8,5% exige tarifas mínimas de R\$ 0,60 para alcançar VPL positivo, com valores entre R\$ 9.575 e R\$ 1.006.855

(T3 e T5). A taxa de juros de 13% apresenta VPL negativo na maioria das tarifas, tornando o projeto inviável, exceto pela T5 (R\$ 0,80), onde o VPL é ligeiramente positivo (R\$ 16.056).

A TIR cresce com o aumento da tarifa, sendo de 3%, 6%, 9%, 11% e 13% para T1, T2, T3, T4 e T5, respectivamente. Na taxa de juros de 3,5%, o projeto é rentável entre as tarifas T2 e T5. Para 8,5% de juros, a rentabilidade acontece a partir da T3. Em 13% de juros, a TIR não supera a taxa de juros em nenhum cenário, com exceção da T5, onde consegue se igualar.

Em relação ao *payback*, os GRÁFICOS 19, 20 E 21 representam o período de retorno para as taxas de juros de 3,5%, 8,5% e 13%, respectivamente.

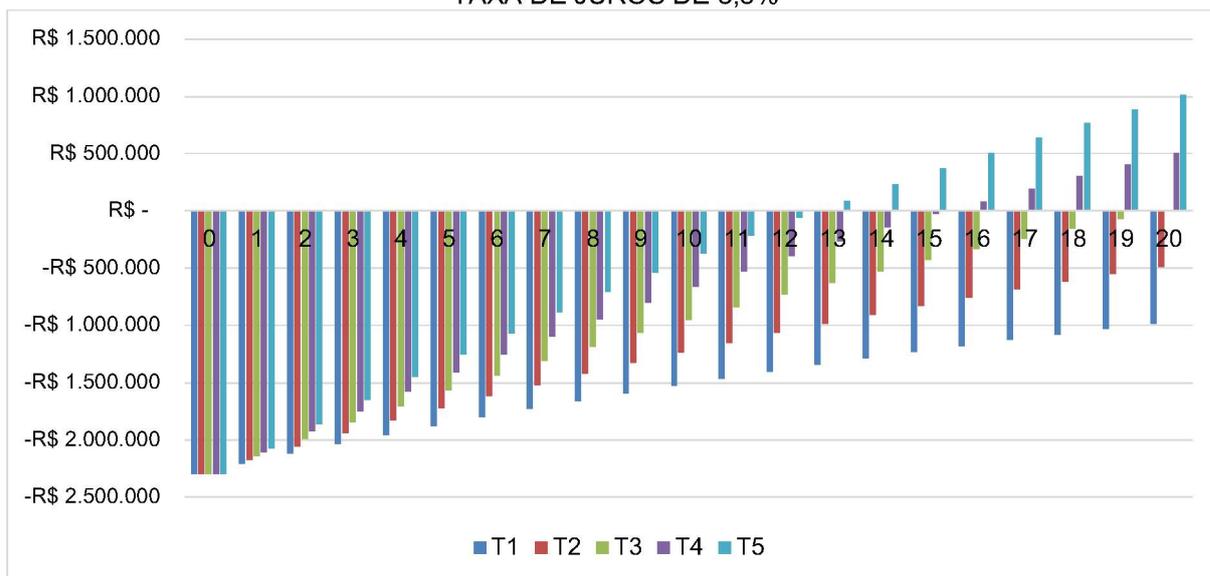
GRÁFICO 19 – PLANTA D - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 3,5%



Fonte: A autora, 2025.

No cenário de 3,5% de juros, o *payback* é alcançado a partir de uma tarifa de R\$ 0,50, num prazo de pouco mais de 16 anos. Nas tarifas de R\$ 0,60 e R\$ 0,70, o retorno acontece em 12 anos e 11 meses e 10 anos e 10 meses. Com a tarifa de R\$ 0,80, o prazo cai para 9 anos e 3 meses. Assim, tarifas acima de R\$ 0,50, nessa faixa de juros, permitem a recuperação do investimento.

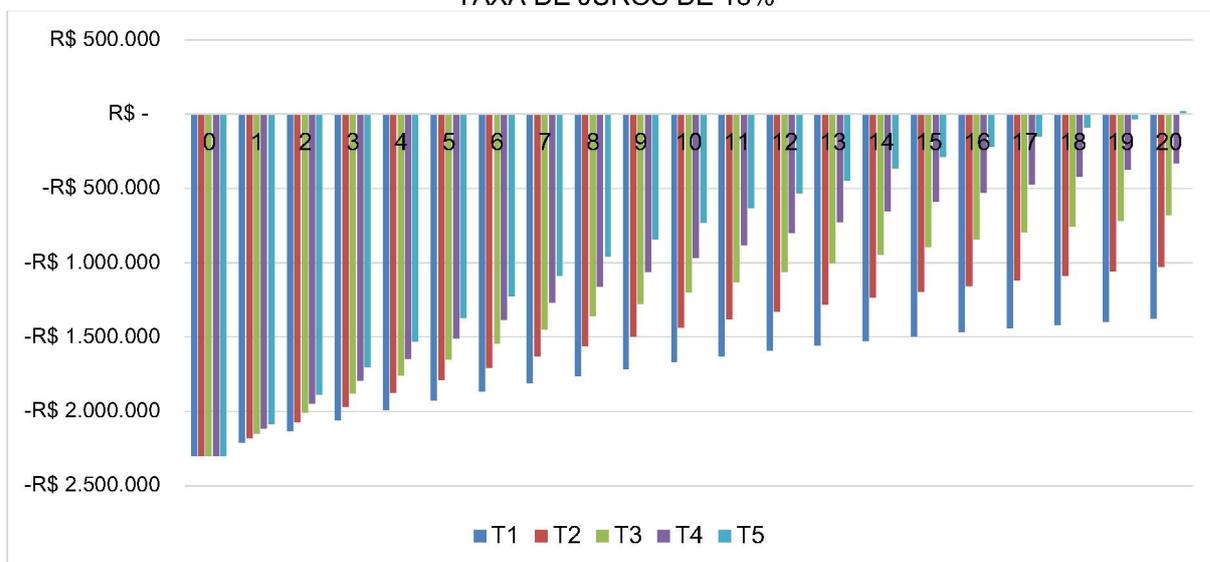
GRÁFICO 20 – PLANTA D - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 8,5%



Fonte: A autora, 2025.

No caso da taxa de juros de 8,5%, o investimento só consegue ser recuperado para tarifas acima de R\$ 0,60. Para a T3 (R\$ 0,60) o prazo compreende quase todo o período de investimento. Para as tarifas T4 (R\$ 0,70) e T5 (R\$ 0,80), o prazo é de 15 anos e 2 meses e 12 anos e 4 meses.

GRÁFICO 21 – PLANTA D - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 13%



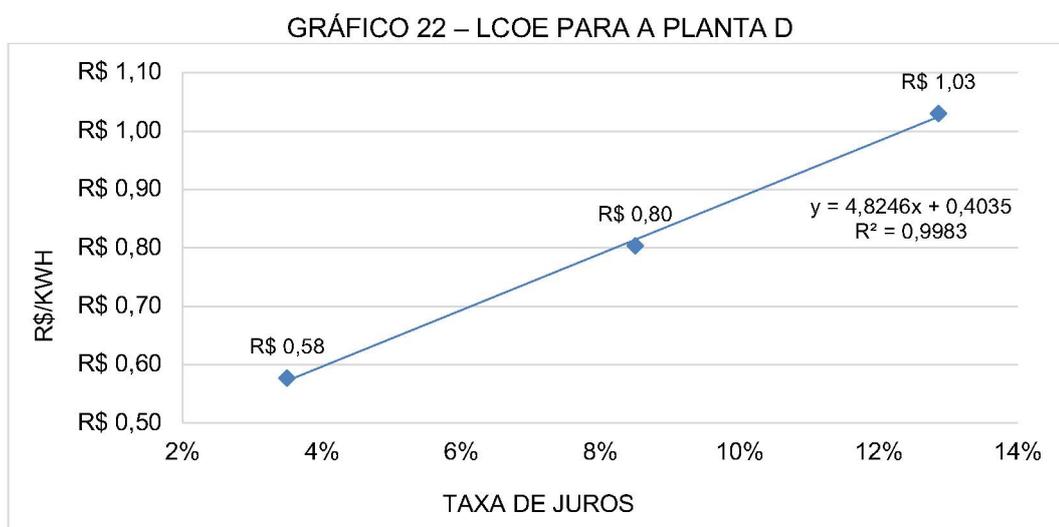
Fonte: A autora, 2025.

Na maior taxa de juros (13%), o *payback* não é alcançado em quase todas as tarifas, exceto em R\$ 0,80, onde o retorno ocorre no final do investimento, após 19 anos e 7 meses.

A melhor estratégia para viabilizar o projeto da Planta D é buscar reduzir a taxa de juros ou garantir tarifas acima de R\$ 0,70.

Custo nivelado de energia - LCOE

Os custos nivelados da energia gerada na Planta D, para as taxas de juros de 3,5%, 8,5% e 13%, são apresentados no GRÁFICO 22.



Fonte: A autora, 2025.

Na Planta D, o LCOE para cada kWh é de R\$ 0,58 para a taxa de juros de 3,5%, R\$ 0,80 para a taxa de 8,5% e de R\$ 1,03 para a taxa de 13%. O valor sobe aproximadamente 39% (de R\$ 0,58 para R\$ 0,80) quando a taxa de juros passa de 3,5% para 8,5%. Ao subir para 13%, o aumento total é de cerca de 80% (de R\$ 0,58 para R\$ 1,03).

Em comparação com a tarifa de energia da concessionária, que é de R\$ 0,66.kWh⁻¹, o custo da energia para a taxa de juros de 3,5% é 12,6% inferior. No entanto, com taxas de juros de 8,5% e 13%, o LCOE é 21,8% e 57% superior à tarifa da concessionária, indicando que o projeto se torna inviável em cenários de financiamento com juros elevados.

Os resultados apresentam uma linha de tendência linear, cuja equação é $y = 4,8246x + 0,4035$. O coeficiente de determinação é $R^2 = 0,9983$. O intercepto de

0,4035 indica que o LCOE será de R\$ 0,40.kWh⁻¹ com uma taxa de juros próxima de 0%, refletindo os custos fixos de operação, manutenção e investimento inicial da planta. A inclinação de 4,8246 demonstra que, para cada aumento de 1 ponto percentual na taxa de juros, o LCOE aumenta em R\$ 0,05.kWh⁻¹. A relação linear próxima de 1 ($R^2 = 0,99$) indica que os dados se ajustam ao modelo de regressão.

4.2.5 Parâmetros econômicos da Planta E

Os resultados de viabilidade econômica do sistema de geração de energia da Planta E, incluindo VPL, *payback* e TIR, são apresentados na TABELA 31.

TABELA 31 – PARÂMETROS ECONÔMICOS DA PLANTA E

Taxa de juros	Tarifa	VPL	<i>Payback</i>	TIR
3,50%	R\$ 0,40	R\$ 501.344	9 anos 5 meses	13%
	R\$ 0,50	R\$ 823.999	7 anos 1 meses	17%
	R\$ 0,60	R\$ 1.146.654	5 anos 8 meses	21%
	R\$ 0,70	R\$ 1.469.310	4 anos 9 meses	25%
	R\$ 0,80	R\$ 1.791.965	4 anos 1 meses	29%
8,50%	R\$ 0,40	R\$ 158.847	12 anos 8 meses	13%
	R\$ 0,50	R\$ 357.886	8 anos 9 meses	17%
	R\$ 0,60	R\$ 556.925	6 anos 9 meses	21%
	R\$ 0,70	R\$ 755.964	5 anos 6 meses	25%
	R\$ 0,80	R\$ 955.003	4 anos 7 meses	29%
13%	R\$ 0,40	-R\$ 7.766	Não houve	13%
	R\$ 0,50	R\$ 131.358	11 anos 7 meses	17%
	R\$ 0,60	R\$ 270.482	8 anos 3 meses	21%
	R\$ 0,70	R\$ 409.606	6 anos 5 meses	25%
	R\$ 0,80	R\$ 548.731	5 anos 3 meses	29%

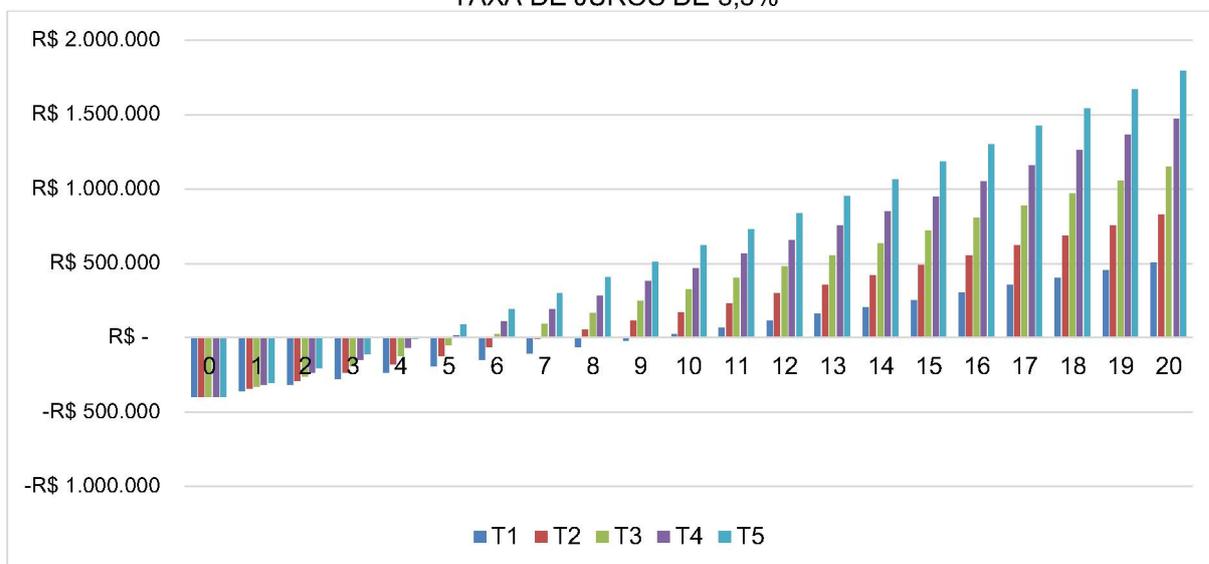
Fonte: A autora, 2025.

Na análise da Planta E, o VPL é positivo na maioria dos cenários, indicando que o projeto é viável economicamente. O menor VPL positivo é de R\$ 131.358, com tarifa de R\$ 0,50 e taxa de juros de 13%, chegando a R\$ 1.791.965 na menor taxa de juros e tarifa de R\$ 0,80. A planta apenas não demonstrou viabilidade na menor tarifa (R\$ 040) e maior taxa de juros (13%).

Quanto a TIR, o valor foi de 13% para a tarifa de R\$ 0,40, 17% para R\$ 0,50, 21% para R\$ 0,60, 25% para R\$ 0,70 e 29% para R\$ 0,80. A TIR superou a taxa de juros correspondente, demonstrando que o projeto é atrativo. A ressalva é para o cenário com tarifa de R\$ 0,40 e taxa de juros de 13%, cuja TIR se igualou a taxa de juros.

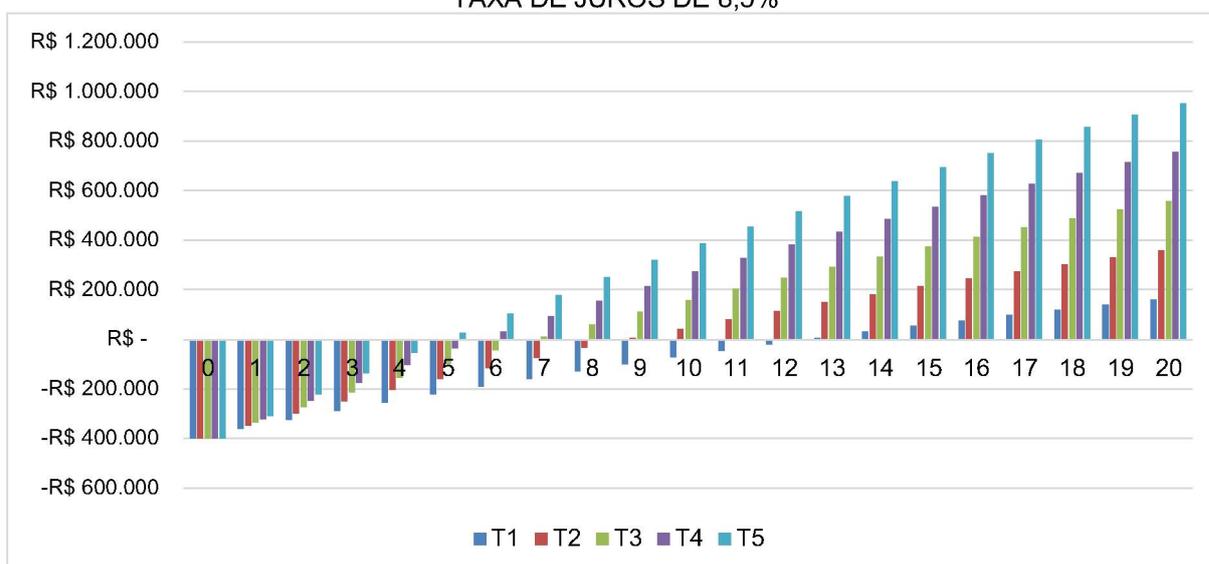
Quanto ao *payback* da Planta E, os GRÁFICOS 23, 24 E 25 representam o período de retorno para as taxas de juros de 3,5%, 8,5% e 13%, respectivamente.

GRÁFICO 23 – PLANTA E - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 3,5%



Nos primeiros anos, o VPL é negativo para todas as tarifas, com ponto de equilíbrio entre 6 e 10 anos para as tarifas mais altas (T4 e T5). As tarifas mais baixas apresentam crescimento mais lento, com *payback* entre 9 e 15 anos. Nessa taxa de juros, todas as tarifas atingem o retorno econômico dentro do período do investimento.

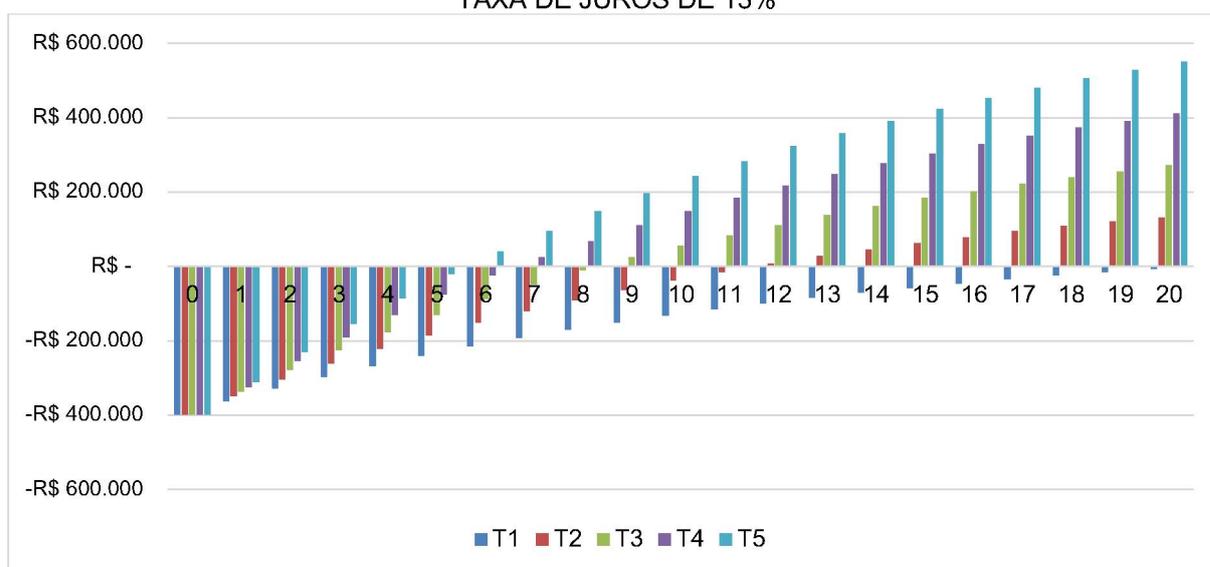
GRÁFICO 24 - PLANTA E - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 8,5%



O ponto de equilíbrio para a taxa de juros de 8,5% ocorre mais cedo para tarifas mais altas (T4 e T5), com o VPL tornando-se positivo por volta de 10 a 12 anos. As tarifas mais baixas (T1 e T2) apresentam crescimento lento do VPL, atingindo a viabilidade (VPL positivo) apenas após 13 a 16 anos. Ao final do período de 20 anos, as tarifas mais altas (T5) resultam em um VPL superior a R\$ 1.000.000, enquanto tarifas mais baixas (T1 e T2) não ultrapassam R\$ 400.000.

O projeto permanece viável com a taxa de juros de 8,5%, mas o tempo de retorno é mais longo em comparação com cenários de juros mais baixos.

GRÁFICO 25 – PLANTA E - TEMPO DE RETORNO PARA DIFERENTES TARIFAS DE ENERGIA E TAXA DE JUROS DE 13%



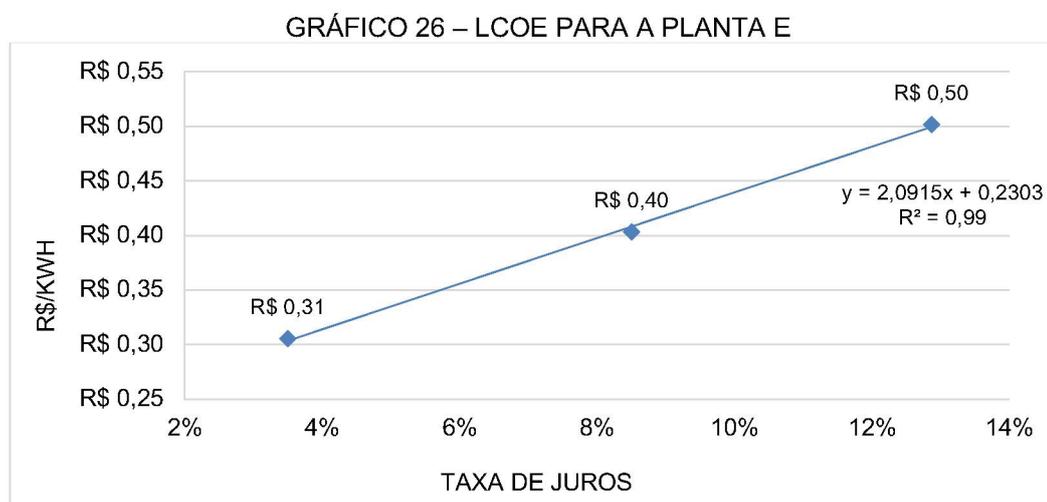
Fonte: A autora, 2025.

Nos primeiros anos (até 5 anos), o VPL é negativo em todas as tarifas, refletindo o período de recuperação do investimento inicial. Para a tarifa mais baixas (T1), o VPL permanece negativo durante todo o período, sem alcançar valores positivos em 20 anos. Nas tarifas intermediárias (T3 e T4), ponto de equilíbrio ocorre mais tarde, por volta de 6 a 9 anos. A tarifa mais alta (T5) apresenta o melhor desempenho, com VPL positivo a partir de pouco mais de 5 anos, crescendo continuamente ao longo do tempo.

A Planta E apresentou viabilidade especialmente para as tarifas acima de R\$ 0,50, sendo que para a taxa de juros de 3,5% e 8,5%, o projeto é lucrativo em qualquer tarifa.

Custo nivelado de energia - LCOE

Os custos nivelados da energia gerada na Planta E, para as taxas de juros de 3,5%, 8,5% e 13%, são apresentados no GRÁFICO 26.



Fonte: A autora, 2025.

Na Planta E, o LCOE para cada kWh é de R\$ 0,31 para a taxa de juros de 3,5%, R\$ 0,40 para a taxa de 8,5% e de R\$ 0,51 para a taxa de 13%. O valor sobe aproximadamente 29% (de R\$ 0,31 para R\$ 0,40) quando a taxa de juros passa de 3,5% para 8,5%. Ao subir para 13%, o aumento total é de cerca de 64,5% (de R\$ 0,31 para R\$ 0,51).

Em comparação com a tarifa de energia da concessionária, que é de R\$ 0,66.kWh⁻¹, o custo da energia para as taxas de juros de 3,5% e 8,5% são, respectivamente, 53% e 39,4% inferiores. Com uma taxa de juros de 13%, o LCOE permanece 22,7% abaixo da tarifa da concessionária, indicando que o projeto mantém viabilidade econômica mesmo com juros mais elevados.

Os resultados apresentam uma linha de tendência linear, cuja equação é $y = 2,0915x + 0,2303$. O coeficiente de determinação é $R^2 = 0,99$. Essa equação permite simular o custo da energia com diferentes taxas de juros. O intercepto de 0,2303 indica que, mesmo com uma taxa de juros próxima de 0%, o LCOE será de R\$ 0,23.kWh⁻¹, refletindo os custos fixos de operação, manutenção e investimento inicial da planta. A inclinação de 2,0915 demonstra que, para cada aumento de 1 ponto percentual na

taxa de juros, o LCOE cresce em R\$ 0,021.kWh⁻¹. A relação linear próxima de 1 ($R^2 = 0,99$) indica que os dados se ajustam ao modelo de regressão.

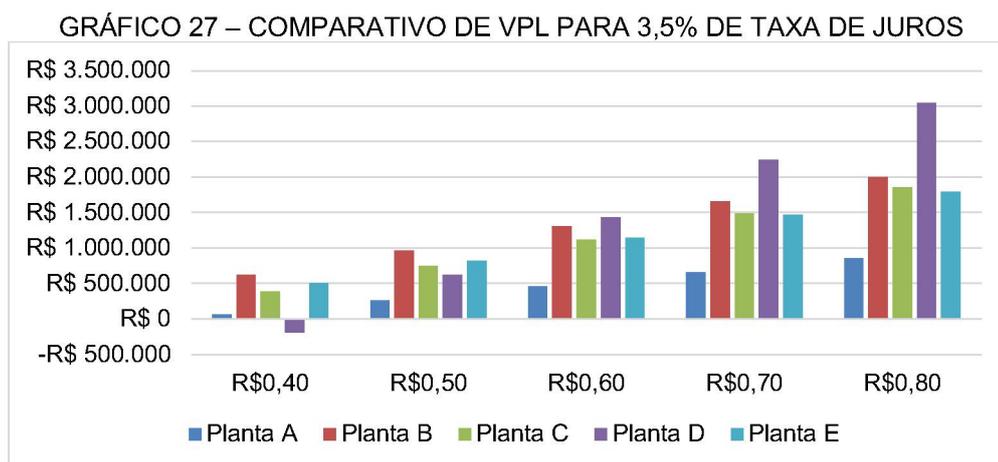
4.2.6 Considerações sobre a viabilidade econômica das plantas

A análise de viabilidade econômica busca avaliar o custo de instalação de um sistema, sua duração e o tempo necessário para recuperar o investimento. Para tanto, utiliza técnicas de orçamento de capital, que consideram as estimativas dos gastos iniciais, custos de operação e manutenção, bem como as receitas e as despesas geradas ao longo de um determinado período (Almeida *et al.*, 2017).

Neste trabalho, a viabilidade econômica foi analisada de acordo com os parâmetros obtidos para cada planta. Conforme descrito anteriormente, o estudo utilizou as mesmas taxas de juros (de 3,5%, 8,5% e 13%) e tarifas (entre R\$ 0,40 e R\$ 0,80) para todas as plantas.

- Taxa de juros de 3,5%

No cenário com taxa de juros de 3,5%, considerou-se o subsídio oferecido pelo Governo do Paraná como incentivo para projetos de energia renovável no meio rural (IDR-Paraná, 2024). O programa RenovaPR oferece subvenção nas taxas de juros, que ficam reduzidas a aproximadamente 3,5%, representando o menor custo de financiamento do estudo. O GRÁFICO 27 compara o VPL alcançado pelas plantas ao longo do período de investimento (20 anos), ao se adotar uma taxa de juros de 3,5%.



Fonte: A autora, 2025.

O Valor Presente Líquido (VPL), segundo Gitman (2003), considera explicitamente, o valor do dinheiro no tempo, sendo obtido subtraindo-se o investimento inicial do valor presente de suas entradas de caixa, realizadas as devidas correções relativas à taxa de juros. Conforme observado no gráfico, a Planta B apresenta um VPL elevado em todas as tarifas, com destaque para as tarifas mais baixas, de R\$ 0,40 e R\$ 0,50, onde alcança o melhor VPL em comparação as demais. Na tarifa de R\$ 0,80, o VPL ultrapassa R\$ 1.900.000 e, mesmo na menor tarifa (R\$ 0,40), o VPL é próximo de R\$ 620.000, demonstrando uma viabilidade desde o início do empreendimento. Esta planta também apresenta o menor tempo de *payback* em todas as taxas de juros e tarifas, com VPL positivo a partir de 2 anos e 9 meses na maior tarifa (R\$ 0,80).

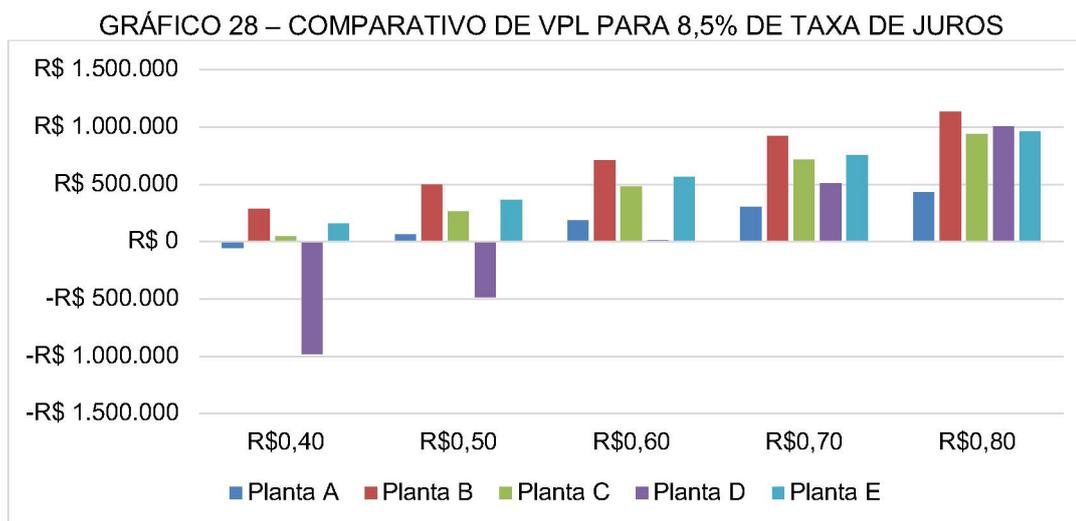
A Planta D, apesar do VPL inicial negativo na tarifa de R\$ 0,40, apresenta forte crescimento a partir de tarifas acima de R\$ 0,60, atingindo o maior VPL na faixa de R\$ 0,80, num total de mais de R\$ 3.000.000. O crescimento do VPL sugere a viabilidade em cenários de tarifas mais elevadas. Nessa taxa de juros a planta atinge VPL positivo a partir da tarifa de R\$ 0,50, demorando cerca de 16 anos. Na maior tarifa, o *payback* acontece com 9 anos e 3 meses.

A Planta A exibe um crescimento mais lento que as demais e seu VPL atinge cerca R\$ 850.000 na tarifa de R\$ 0,80, o que a posiciona como a plantas de menor retorno. O tempo de retorno do investimento foi de 5 anos e 3 meses para a tarifa de R\$ 0,80 e de mais de 16 anos para a tarifa de R\$ 0,40.

As Plantas C e E têm crescimento moderado, com VPL próximos de R\$ 1.800.000 na maior tarifa (R\$ 0,80). Essas plantas também são consideradas viáveis, embora abaixo das Plantas B e D. O retorno do investimento acontece dentro do período de 20 anos, variando entre 5 e 12 anos para a Planta C e entre 4 e 9 anos para a Planta E.

- Taxa de juros de 8,5%

O segundo cenário, a taxa de juros de 8,5% representa a taxa do Programa para Financiamentos a Sistemas de Produção Agropecuária Sustentáveis, do Plano Safra 24/25 do Governo Federal (MAPA, 2024). A comparação entre os VPL alcançados pelas plantas nessa taxa de juros é apresentado no GRÁFICO 28.



Para a taxa de juros de 8,5%, a Planta B apresenta o melhor desempenho econômico, apresentando um VPL positivo em todas as tarifas. Mesmo em R\$ 0,40, o VPL é superior a R\$ 250.000. Na tarifa de R\$ 0,80, atinge aproximadamente R\$ 1.100.000, consolidando-se como a opção mais rentável. O *payback* fica entre 3 e 8 anos.

A Planta D apresenta VPL negativo nas tarifas de R\$ 0,40 e R\$ 0,50, caindo para cerca de -R\$ 1.000.000 na tarifa mais baixa. No entanto, a partir de R\$ 0,60, a planta alcança VPL positivo, crescendo progressivamente até atingir valores próximos de R\$ 1.000.000 na tarifa de R\$ 0,80. Essa oscilação indica que a Planta D tem maior sensibilidade à tarifa de energia. Seu *payback* acontece somente em tarifas superiores a R\$ 0,60, demorando quase todo o período. Na maior tarifa o tempo cai para 12 anos e 4 meses.

A Planta C exibe crescimento constante, mas de forma mais moderada. Embora atinja um VPL positivo em tarifas a partir de R\$ 0,50, o valor é inferior ao de outras plantas. O VPL atinge cerca de R\$ 900.000 na tarifa de R\$ 0,80, posicionando a Planta C como uma opção viável, mas com menor retorno comparado à Planta B. O *payback* demora 5 anos e 10 meses na tarifa de R\$ 0,80, subindo para quase 18 anos na tarifa de R\$ 0,40.

A Planta E mantém um crescimento sólido e consistente, atingindo valores próximos de R\$ 950.000 em tarifas mais altas. Na tarifa de R\$ 0,40, o VPL é de quase R\$ 160.000, o que destaca a viabilidade da planta mesmo em cenários menos

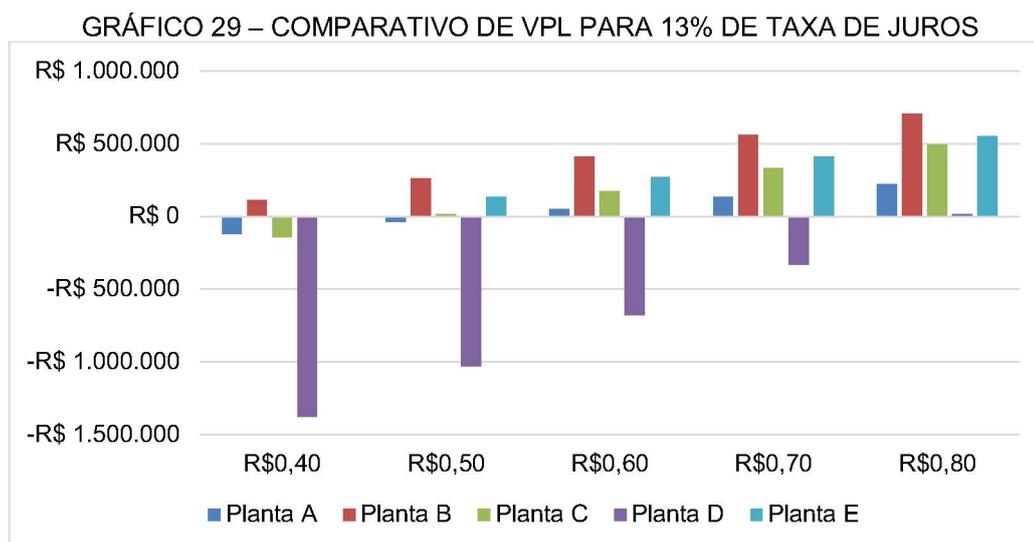
favoráveis. O *payback* variou entre 4 anos e 7 meses para a tarifa de R\$ 0,80 e 12 anos e 8 meses para a tarifa de R\$ 0,40.

A Planta A tem um crescimento mais discreto. Seu VPL permanece positivo em quase todas as tarifas (exceto R\$ 0,40), mas com valores inferiores às demais plantas. Na tarifa de R\$ 0,80, o VPL atinge cerca de R\$ 430.000, posicionando a Planta A como a de menor retorno entre as cinco opções. Para atingir o VPL positivo, a Planta A precisa de aproximadamente 6 anos na tarifa de R\$ 0,80, subindo para quase 15 anos na tarifa de R\$ 0,50. Para R\$ 0,40, o empreendimento não apresenta retorno no período de 20 anos.

De forma geral, a Planta B é a mais atrativa, com o maior VPL e menor período de *payback* em todas as tarifas, tornando-se a opção de menor risco e maior retorno. A Planta D apresenta alto potencial, mas enfrenta resultados negativos em tarifas mais baixas, exigindo tarifas de R\$ 0,60 ou superiores para viabilização. As Plantas C e E oferecem viabilidade, mas sem alcançar o desempenho da Planta B. Por fim, a Planta A tem o menor retorno geral, mas mantém um VPL positivo em todas as tarifas, sendo a mais conservadora em termos de resultado.

- Taxa de juros de 13%

O terceiro cenário representa a taxa de juros do BNDES Finem para geração de energia, que é de aproximadamente 13%. A comparação entre os VPL alcançados pelas plantas nessa taxa de juros é apresentado no GRÁFICO 29.



Fonte: A autora, 2025.

A Planta B continua sendo a mais lucrativa, apresentando um VPL positivo a em todas as tarifas. Em R\$ 0,40, o VPL é superior a R\$ 100.000. A partir de R\$ 0,60, a lucratividade cresce significativamente, ultrapassando os R\$ 700.000 em R\$ 0,80. Nessa taxa de juros o retorno acontece a partir de 3 anos e 3 meses na maior tarifa e a partir de 10 anos na tarifa mais baixa, acentuando a diferença com as demais.

A Planta D se destaca negativamente, com VPL negativo em todas as tarifas até R\$ 0,70. Apenas na tarifa de R\$ 0,80 o VPL se torna ligeiramente positivo, refletindo a dificuldade da Planta D em atingir viabilidade econômica sob altas taxas de juros. O *payback* nessa taxa de juros foi possível apenas na maior tarifa (R\$ 0,80), mesmo assim abrangeu quase todo o período de investimento.

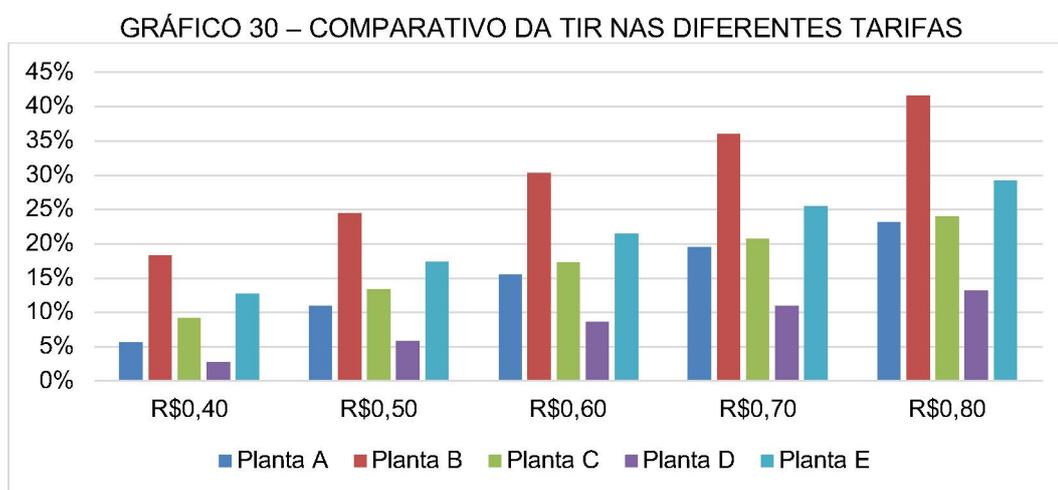
A Planta C apresenta resultado negativo na tarifa de R\$ 0,40, com recuperação a partir de R\$ 0,60. Em R\$ 0,80, o VPL fica próximo de R\$ 500.000, demonstrando viabilidade, mas com retornos mais baixos em comparação com a Planta B. O retorno do investimento não foi alcançado na menor tarifa, variando entre 7 anos e 18 anos e 7 meses nas demais tarifas.

A Planta E apresenta crescimento constante. Embora o VPL seja negativo na tarifa de R\$ 0,40, ele se torna positivo a partir de R\$ 0,50. Em R\$ 0,80, o VPL ultrapassa R\$ 500.000, sendo uma opção sólida em termos de viabilidade. Assim como nas Plantas A e C, a Planta E não obteve retorno do investimento para a tarifa de R\$ 0,40. Acima dessa tarifa, o *payback* aconteceu com 5 anos e 3 meses para a maior tarifa e em 11 anos e 7 meses para a tarifa de R\$ 0,50.

A Planta A não alcança viabilidade nas tarifas mais baixas (R\$ 0,40 e R\$ 0,50). Nas demais tarifas mantém um VPL positivo, mas com valores inferiores em relação às demais plantas, com exceção da Planta D. O VPL alcança cerca de R\$ 220.000 na tarifa de R\$ 0,80. O *payback* não foi atingido para as tarifas de R\$ 0,40 e R\$ 0,50. Acima disso, foi de aproximadamente 14 anos para a tarifa de R\$ 0,60 e de 7 anos para a tarifa de R\$ 0,80.

Desta forma, a Planta B se mantém como a melhor escolha em todas as tarifas, apresentando o maior VPL, com menor tempo de retorno e consolidando-se como a mais lucrativa. Planta D mostra o pior desempenho, com longos períodos de VPL negativo, indicando que a viabilidade da planta é baixa em cenários de alta taxa de juros. Plantas C e E oferecem opções intermediárias, enquanto a Planta A continua sendo a opção mais conservadora e com menor retorno.

Em relação a taxa interna de retorno (TIR), este parâmetro indica o retorno percentual do investimento e deve ser maior que a taxa de juros aplicada para que o projeto seja viável. Quando a TIR é inferior à taxa de juros, o projeto não compensa o custo do capital. O GRÁFICO 30 compara a TIR alcançada pelas plantas ao longo do período de investimento (20 anos).



Fonte: A autora, 2025.

A Planta B se destaca com as maiores taxas de retorno em todas as tarifas, com 18% para a tarifa de R\$ 0,40 e 42% em R\$ 0,80. A TIR supera a taxa de juros em todas as tarifas, reforçando a rentabilidade da planta.

A Planta E apresenta a segunda melhor TIR, variando entre 13% para a tarifa de R\$ 0,40 até 29% para a tarifa de R\$ 0,80. Esta planta demonstra rentabilidade, e a TIR supera a taxa de juros em todas as tarifas, exceto na taxa de juros de 13% e tarifa de R\$ 0,40, quando a TIR iguala a taxa de juros, comprometendo a rentabilidade do investimento.

As Plantas C e A demonstram desempenho moderado com valores de TIR mais baixos. Na Planta C a TIR variou entre 9% e 24%, enquanto na Planta A a TIR ficou entre 6% e 23%, sugerindo que, embora viáveis, oferecem retornos menos expressivos que as Plantas B e E. A planta C não demonstra rentabilidade para a tarifa de R\$ 0,40 quando a taxa de juros é de 13%. Já na Planta A, a taxa de juros de 8,5% não oferece rentabilidade na tarifa de R\$ 0,40, enquanto na taxa de 13%, o retorno não é obtido nas tarifas de R\$ 0,40 e R\$ 0,50.

A Planta D, é a planta com maior investimento inicial e apresenta os piores resultados, com as menores taxas de retorno mesmo em tarifas mais altas. Em R\$

0,40, a TIR é de 3% e mesmo em R\$ 0,80, a TIR alcança apenas 13%, refletindo uma baixa atratividade econômica. Nessa planta, a rentabilidade só é obtida nas taxas mais baixas de juros. Na taxa de 3,5%, o investimento é rentável para as tarifas acima de R\$ 0,50, enquanto para a taxa de 8,5%, para tarifas acima de R\$ 0,60.

Os resultados apresentados podem auxiliar na escolha da planta ideal. Para tanto, é preciso considerar o orçamento disponível e da expectativa de retorno. O modelo da Planta B é indicado para investimentos iniciais baixos, enquanto a Planta D, embora cara, oferece o maior potencial de economia e produção de energia a longo prazo.

A análise de viabilidade econômica de projetos de biogás é discutida na literatura, com estudos apresentando resultados que variam conforme as condições específicas de cada projeto, como investimento inicial, custos operacionais, tarifas de energia e taxas de juros. Um estudo realizado por Passaglia (2019) analisou a viabilidade econômica da geração de energia elétrica a partir do biogás em uma propriedade suinícola no Rio Grande do Sul. Os resultados indicaram uma TIR de 24% e um *payback* de aproximadamente 3 anos e 8 meses, demonstrando a viabilidade do investimento. Esses valores são superiores aos obtidos nas Plantas A, C e D desse estudo, se assemelhando aos resultados das Plantas B e E. No entanto, trata-se de uma planta com escala e demanda energética muito maior do que os SGE contemplados aqui, o que leva a um fluxo de caixa anual muito maior.

Em outro estudo, Akbulut *et al.* (2021) avaliam uma usina de biogás de grande porte, que utiliza esterco de vaca leiteira e de aves, na geração de eletricidade e calor. Este estudo também obteve resultados satisfatórios, considerando a cogeração de energia, com período de retorno do investimento de pouco mais de 2 anos e VPL de aproximadamente 940.000.000€.

Kozłowski *et al.* (2019), por sua vez, obtiveram TIR de 22,9% e *payback* de pouco mais de 4 anos em uma unidade que utiliza resíduos de ordenha de um laticínio. Estes resultados são semelhantes aos das Plantas B e E. No entanto, os autores ressaltam que os resultados foram alcançados devido ao apoio governamental no projeto, além de se tratar de um sistema de cogeração, diferente das plantas abordadas neste estudo.

Bedoić *et al.* (2020) avaliaram usinas de biogás integrados à produção de açúcar, comparando cenários com e sem apoio financeiro. Os resultados sem o apoio financeiro foram de uma TIR de 15% e 40%, com *payback* entre 3 e 7 anos. A TIR

para um cenário sem o apoio foi semelhante a obtida nas Plantas A, C e E. Para a Planta B, a TIR superou o cenário sem apoio financeiro e foi comparável ao cenário com estímulo.

Souza (2024) estudou a viabilidade da implantação de uma SGE em uma propriedade rural com produção de leitões, bezerras e novilhas. O resultado foi semelhante ao obtido pela Planta B, indicando uma TIR de 27% e *payback* entre 5 e 6 anos.

Pipatmanomai *et al.* (2009) investigaram a viabilidade econômica do sistema de geração de energia em granjas de suínos de pequeno porte, que resultou num período de retorno foi de 5,5 anos no cenário com subsídio, enquanto sem o subsídio, o período de retorno foi de cerca de 11 anos. Estes resultados se assemelham aos obtidos na maioria das plantas deste estudo, com exceção da Planta D, que apresentou os piores tempos de retorno (quando alcançados) e as menores TIR.

Por fim, as TIR e *payback* obtidos pelas Plantas A, C e E, que obtiveram viabilidade entre as demais, estão de acordo com os resultados de Nguyen *et al.* (2024), para uma planta de biogás que utiliza biomassa de origem animal, que obteve TIR de 14,4% e período de retorno de aproximadamente 6 anos e meio.

Considerando a tarifa de energia praticada pela concessionária, de R\$ 0,66, no momento presente (janeiro de 2025), apenas as Plantas B e E obtiveram o tempo de retorno de investimento alinhados a média registrada na região Sul do país, que é de aproximadamente 4 anos (Mcti *et al.*, 2019). Considerando a média de 4 anos, as Plantas A e C, apesar de apresentarem viabilidade, exigiram um prazo maior para o retorno do investimento. Já a Planta D apresentou dificuldades para atingir um retorno competitivo, com tempo de retorno bem superior à média de 4 anos.

Esses resultados demonstram que os sistemas de geração de energia com o uso de biomassa podem apresentar variações significativas nos indicadores econômicos. Para Casarin (2016), os fatores determinantes na viabilidade econômica da geração de energia elétrica com biogás são a demanda e o preço da energia necessária para atender o consumo da planta, isso porque o consumo da planta ajuda a amortizar o investimento.

Para diminuir os *paybacks* mais longos, podem ser tomadas algumas precauções, entre elas, que a escala do projeto seja apropriada a sua demanda energética. Projetos alinhados com a demanda real tendem a ter custos de

implantação mais baixos, evitando gastos com infraestrutura superdimensionada e proporcionando o retorno do investimento mais rapidamente.

Caso a planta seja maior do que o necessário, haverá desperdícios de recursos na construção, operação e manutenção. Os equipamentos subutilizados podem gerar ineficiências, levando a perdas energéticas e aumento dos custos operacionais. Por outro lado, se a planta for pequena demais para atender à demanda, haverá falta de energia ou biogás, o que pode comprometer a continuidade das operações. Isso pode resultar em falhas produtivas ou na necessidade de fontes complementares de energia, aumentando os custos.

Além de projetos bem dimensionados, o aproveitamento do biogás deve ser maximizado. Para isso, o balanço energético entre a biomassa de entrada, o biogás produzido e a energia gerada, permite identificar e corrigir falhas na eficiência dos sistemas. Esse controle também contribui para redução de gases de efeito estufa e gestão sustentável dos resíduos, trazendo assim benefícios ao meio ambiente, como aponta González *et al.* (2023).

Este trabalho confirmou como subsídios governamentais desempenham um papel muitas vezes determinante na viabilidade econômica de projetos de energia renovável, como as plantas de biodigestão. Este resultado é reforçado nos trabalhos de Souza *et al.* (2004), Pipatmanomai *et al.* (2009), Kozłowski *et al.* (2019) e Bedoić *et al.* (2020).

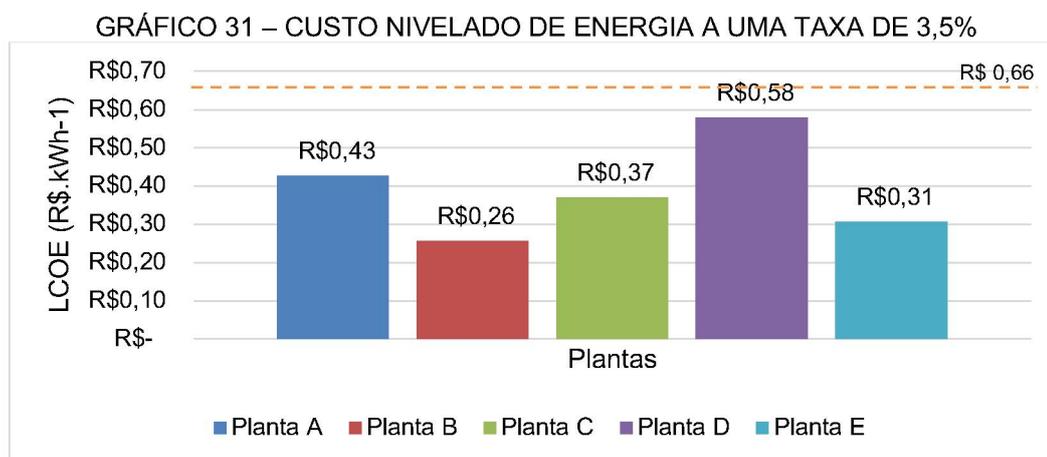
As tarifas de energia também têm um impacto direto na viabilidade econômica de projetos de biogás, influenciando o retorno do investimento e o tempo de *payback*. Quando as tarifas de energia são altas, o valor da eletricidade gerada pela planta de biogás representa uma maior economia na compra de energia da rede, aumentando os custos evitados e, conseqüentemente, a lucratividade do projeto. Isso acelera o retorno financeiro e melhora indicadores como VPL e a TIR.

Por outro lado, tarifas baixas reduzem as margens de economia, prolongando o período de *payback* e diminuindo a atratividade do investimento. Assim, projetos como a Planta D, que têm alto investimento inicial, tornam-se mais viáveis em cenários de tarifas elevadas, enquanto tarifas mais baixas favorecem plantas de menor porte e custo inicial.

Custo Nivelado de Energia

O LCOE (*Levelized Cost of Energy*), ou Custo Nivelado de Energia, é uma métrica que ajuda a avaliar a viabilidade econômica de plantas de biogás ao comparar o custo de produção de energia com o preço de mercado (tarifas) ou com outras fontes de energia. Com isso, o LCOE permite identificar se o projeto será competitivo em relação à compra de eletricidade da rede ou a outros investimentos energéticos. Se o LCOE for inferior ou próximo ao valor das tarifas, o projeto se mostra viável e lucrativo. Por outro lado, um LCOE elevado pode indicar que o custo operacional e de investimento é alto em relação ao retorno gerado, exigindo subsídios, ajustes na escala do projeto ou melhorias na eficiência.

Assim como para os demais indicadores de viabilidade econômica, o LCOE das Plantas A, B, C, D e E foi calculado para as taxas de juros de 3,5%, 8,5% e 13%. O resultado obtido para a taxa de 3,5% é apresentado no GRÁFICO 31.

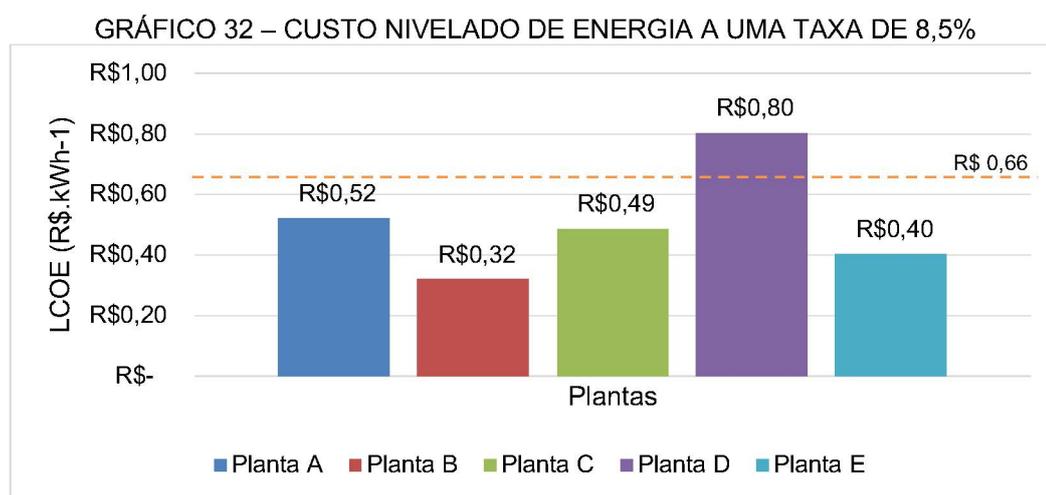


O GRÁFICO 31 permite identificar quais plantas oferecem o menor custo de energia em relação ao investimento, ajudando na escolha do projeto mais viável economicamente. Atualmente a tarifa de energia cobrada pela concessionária de energia é de R\$ 0,66 (valor praticado em 2024). Plantas com LCOE mais próximo ou abaixo dessa tarifa são as mais atrativas para investimento, pois garantem um retorno financeiro mais rápido e maior competitividade.

Para a taxa de juros de 3,5%, todas as plantas obtiveram um custo inferior a tarifa. O menor LCOE foi da Planta B, com R\$ 0,26. Na sequência, a Planta E obteve

LCOE de R\$ 0,31, a Planta C de R\$ 0,37, a Planta A com R\$ 0,43 e o maior valor foi registrado na Planta D, com R\$ 0,58. As plantas com maior eficiência energética tendem a ter um LCOE mais baixo, indicando um custo competitivo por kWh gerado. Por outro lado, plantas com altos custos de investimento (como a Planta D) podem apresentar um LCOE mais elevado, mesmo que tenham maior eficiência, devido ao impacto significativo do capital inicial.

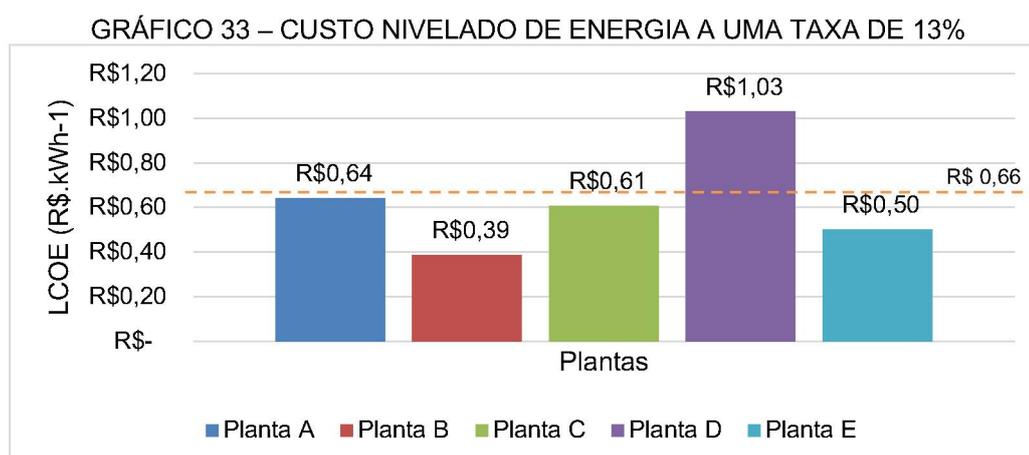
Para a taxa de juros de 8,5%, o LCOE é apresentado no GRÁFICO 32.



Fonte: A autora, 2025.

Para a taxa de juros de 8,5%, as Plantas B, E, C e A mantiveram seu LCOE abaixo da taxa de juros, com R\$ 0,32, R\$ 0,40, R\$ 0,49 e R\$ 0,52, respectivamente. A Planta D registrou LCOE de R\$ 0,80, custando mais do que a tarifa de energia, e não sendo, portanto, uma planta competitiva.

O GRÁFICO 33 compara os custos das plantas com uma taxa de juros de 13%.



Fonte: A autora, 2025.

Seguindo a mesma tendência das menores taxas de juros, a Planta B obteve LCOE de R\$ 0,39, seguido pela Planta E, com R\$ 0,50 e pela Planta C, com R\$ 0,61. A Planta A teve custo de R\$ 0,64, ficando próximo a tarifa da concessionária, enquanto a Planta D atingiu R\$ 1,03, se distanciando ainda mais do valor de referência.

Os gráficos evidenciam a Planta B com o menor LCOE, tornando-se a opção mais econômica para geração de energia. Em 3,5%, seu LCOE é de R\$ 0,26.kWh⁻¹, o mais competitivo entre as plantas. A Planta D, por outro lado, apresenta o maior LCOE, com um valor de R\$ 0,58.kWh⁻¹ a 3,5% e ultrapassando R\$ 1,04.kWh⁻¹ a 13%. Isso reflete os altos custos iniciais e operacionais da planta, resultando em menor competitividade. As Planta A e C apresentam custos intermediários e a Planta E é a segunda opção mais econômica, com um LCOE de R\$ 0,31.kWh⁻¹ a 3,5%, sendo competitiva, mas com LCOE superior à Planta B.

De forma geral, o LCOE é uma métrica amplamente utilizada para comparar tecnologias de geração de energia, considerando fatores como investimento inicial, custos de operação e manutenção (O&M), custos de combustível e desempenho. No entanto, sua fórmula não inclui elementos como encargos, degradação e outros aspectos que devem ser avaliados em análises mais detalhadas dessas fontes de geração (Epe, 2021).

Segundo Filimonova *et al.* (2022), a universalidade do método fornece uma ferramenta de comparação com outros objetos de geração de energia. Assim, a TABELA 32 apresenta valores de LCOE para diferentes fontes de energia renováveis encontrados na literatura.

TABELA 32. VALORES DE LCOE ENCONTRADOS NA LITERATURA PARA FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL

(continua)

LCOE (R\$.kW ⁻¹)	LCOE original	País	Fonte
Biogás			
R\$ 0,30	-	Brasil	Epe (2021)
R\$ 0,34 ¹	USD 0,06	Brasil	Pereira <i>et al.</i> (2020)
R\$ 0,49 ¹	USD 0,08		
R\$ 0,54 ¹	USD 0,09	Vietnã	Nguyen <i>et al.</i> (2024)
R\$ 0,68 ¹	USD 0,11	Coréia do Sul	Cho <i>et al.</i> (2024)
R\$ 0,94 ²	0,15 €	China	Ma <i>et al.</i> (2024)
R\$ 1,06 ²	0,17 €		

TABELA 32. VALORES DE LCOE ENCONTRADOS NA LITERATURA PARA FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL

(conclusão)

Eólica			
R\$ 0,29 ¹	USD 0,05	Brasil	Santa Catarina (2022)
R\$ 0,39 ¹	USD 0,06		
R\$ 0,37	-	Brasil	Epe (2021)
R\$ 0,41 ³	0,50 RMB	China	Song <i>et al.</i> (2024)
R\$ 0,42 ⁴	7,03 rub	Rússia	Filimonova <i>et al.</i> (2022)
R\$ 0,54 ¹	USD 0,09	Brasil	Ozato <i>et al.</i> (2023)
R\$ 1,68 ¹	USD 0,27		
R\$ 0,83 ¹	USD 0,13	Estados Unidos	Bruck e Sandborn (2021)
R\$ 0,85 ¹	USD 0,14	Coréia do Sul	Cho <i>et al.</i> (2024)
R\$ 1,32 ¹	USD 0,22		
Fotovoltaica			
R\$ 0,23	-	Brasil	Epe (2021)
R\$ 0,34 ¹	USD 0,06	Brasil	Aquila <i>et al.</i> (2021)
R\$ 0,49 ¹	USD 0,07		
R\$ 0,34 ³	0,41 RMB	China	Wang <i>et al.</i> (2021)
R\$ 0,47 ³	0,56 RMB		
R\$ 0,45 ⁵	0,82 SEK	Suécia	Zainali <i>et al.</i> (2023)
R\$ 0,56 ⁵	1,02 SEK		
R\$ 0,70	-	Brasil	Zucareli (2024)
R\$ 0,81 ⁴	13,59 rub	Rússia	Filimonova <i>et al.</i> (2022)
R\$ 0,84 ¹	USD 0,14	Coréia do Sul	Cho <i>et al.</i> (2024)
R\$ 1,60 ⁶	13,38 ¢	Egito	Abdelhady (2021)
Hidrelétrica			
R\$ 0,20	-	Brasil	Epe (2021)
R\$ 0,43 ⁴	0,43 rub	Rússia	Filimonova <i>et al.</i> (2022)
R\$ 1,10 ¹	USD 0,18	Coréia do Sul	Cho <i>et al.</i> (2024)
Energia das ondas			
R\$ 0,69 ²	0,11€	Escócia	O'Connell <i>et al.</i> (2024)
R\$ 0,79 ¹	USD 0,11	Coréia do Sul	Cho <i>et al.</i> (2024)
R\$ 1,23 ¹	USD 0,20		

NOTA: Cotações obtidas no Banco Central do Brasil, em 09/01/2025.

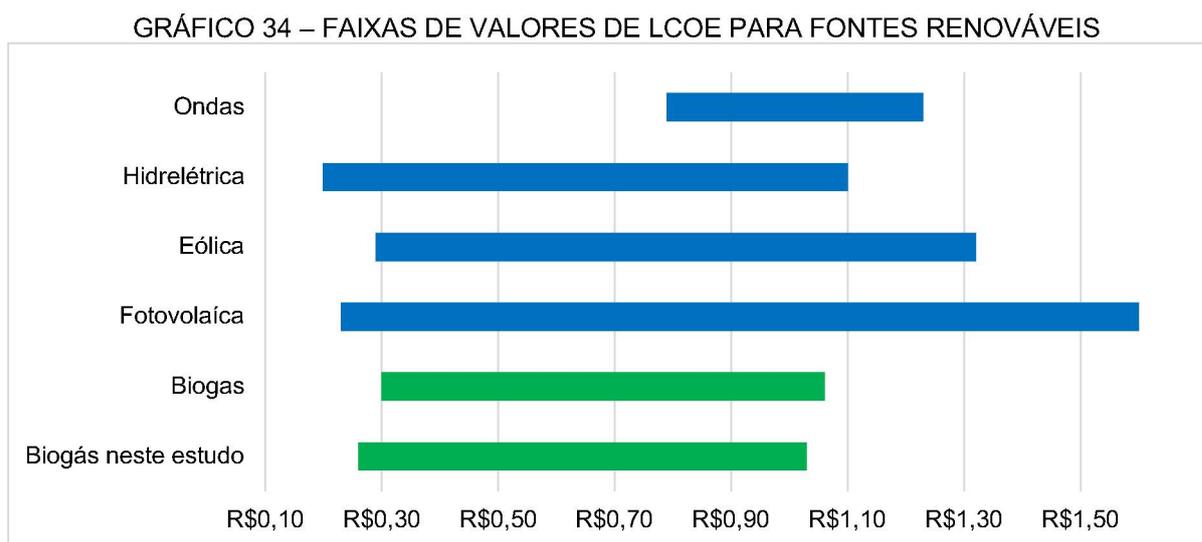
¹ Cotação do dólar R\$ 6,08. ² Cotação do euro R\$ 6,27. ³ Cotação do Renmimbi Chines R\$ 0,83. ⁴ Cotação do rublo russo R\$ 0,06. ⁵ Cotação coroa sueca R\$ 0,55. ⁶ Cotação da libra egípcia R\$ 0,12.

Fonte: A autora, 2025.

As variações de LCOE apresentadas na TABELA 32 refletem diferenças nos custos de geração de energia entre países, tecnologias e contextos específicos. Dentre as referências encontradas, o Brasil apresenta os valores mais baixos para a geração de eletricidade com o biogás, se destacando também no aproveitamento da energia solar, hídrica e eólica. Essas diferenças podem ser explicadas por uma

combinação de fatores, incluindo o custo dos recursos locais, políticas públicas, avanços tecnológicos, taxas de câmbio e condições econômicas.

Com base nos valores descritos na TABELA 32, foi elaborado o GRÁFICO 34, que consiste num gráfico com as faixas de valores de LCOE, considerando os valores mínimos e máximos para cada fonte de energia renovável. Adicionalmente, a faixa de LCOE obtida neste estudo foi incluída no gráfico com a finalidade de comparar os valores com as demais fontes.



Fonte: A autora, 2025.

No GRÁFICO 34, as faixas de cor verde representam o biogás e as de cor azul representam outras fontes de energia. Os resultados de LCOE para o biogás neste estudo se destacam como uma das opções mais competitivas, o que pode estar relacionado à disponibilidade de biomassa, políticas de incentivo e tecnologias consolidadas para o aproveitamento do biogás na região.

Atualmente, a energia fotovoltaica é a maior concorrente do biogás na região Sul do Brasil, pois ambas as fontes têm características que as tornam competitivas no cenário energético, especialmente na microgeração e na minigeração de energia. A faixa inferior do custo fotovoltaico é menor do que a do biogás, mas o limite superior é mais alto, o que pode refletir variações nos custos de instalação e eficiência dos projetos.

A concorrência entre o biogás depende basicamente do contexto de uso. A fotovoltaica é competitiva em áreas urbanas, com custos iniciais menores e alta popularidade. Já o biogás é uma solução em áreas rurais ou industriais que produzem

grandes quantidades de resíduos, principalmente devido à sua capacidade de geração contínua e benefícios ambientais. Apesar da concorrência, essas tecnologias podem ser complementares em sistemas híbridos, combinando a geração solar durante o dia com a utilização do biogás à noite. As demais fontes de energia citadas não são comumente utilizadas na região para microgeração e minigeração.

As diferenças observadas em uma mesma tecnologia de geração também estão relacionadas ao modelo de negócio ou às condições comerciais de cada empreendimento. É importante ressaltar que a comparação apresentada é apenas ilustrativa, tornando indispensável a realização de estudos mais amplos e multidisciplinares para analisar a viabilidade dessas fontes no Brasil, considerando cenários mais próximos à realidade do mercado para cada tecnologia.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise do balanço energético e viabilidade econômica das plantas estudadas demonstra que o desempenho dos sistemas de geração de energia a partir do biogás está relacionada à eficiência tecnológica e ao cenário econômico. O baixo custo e a tecnologia mais simples fez da Planta B a mais lucrativa, destacando-a como a melhor escolha em termos de viabilidade financeira, com a maior TIR e menores tempos de retorno em praticamente todos os cenários. Já a Planta D, que utiliza um biodigestor CSTR, apesar de ser a mais eficiente no uso da biomassa, apresenta desafios econômicos devido aos custos iniciais mais elevados e à dependência de tarifas energéticas mais altas para viabilidade. Assim, mesmo que a geração de energia seja maior, o alto investimento inicial da tecnologia empregada aumenta o tempo necessário para que o projeto gere lucro suficiente para cobrir o custo inicial, sendo mais adequada para projetos de longo prazo ou situações em que há incentivos fiscais, financiamentos a juros baixos ou subsídios para tecnologias sustentáveis.

As Plantas C e E são opções intermediárias, combinando boa eficiência e retorno econômico razoável, especialmente em tarifas energéticas mais altas e em cenários com juros mais baixos. Essas plantas podem ser mais adequadas para produtores com orçamento limitado, mas que ainda buscam um retorno econômico satisfatório. Por outro lado, a Planta A, com os menores valores de VPL e TIR, é a mais conservadora em termos de resultados financeiros, mas ainda viável em cenários específicos de tarifas e taxas de juros.

Os resultados mostram que o suporte governamental (subsídios e financiamentos a juros baixos) desempenha um papel crucial para melhorar a viabilidade dos sistemas de geração de energia a partir de biogás, como corroborado pelos estudos analisados na literatura. A implementação de sistemas de cogeração para reaproveitamento do calor gerado também pode aumentar significativamente a eficiência e a atratividade econômica, contribuindo para um modelo mais sustentável e lucrativo no meio rural.

Os resultados das análises de balanço energético e viabilidade econômica das plantas podem oferecer informações cruciais para empresas e proprietários rurais na identificação da tecnologia de planta de geração de energia (SGE) mais adequada às suas necessidades. As análises podem auxiliar, por exemplo, na comparação do volume de dejetos produzidos em sua propriedade com os resultados das plantas analisadas neste estudo, permitindo estimar se o biogás gerado poderá suprir sua demanda energética.

A diferença entre os biodigestores e motores-geradores avaliados sugerem quais tecnologias podem ser utilizadas para aumentar a eficiência de digestão e melhorar o desempenho na conversão em energia elétrica, mostrando aos interessados em implantar SGE em suas propriedades o que esperar em cada situação. Em contrapartida, a análise econômica permite verificar se a tecnologia apresenta viabilidade, por meio das estimativas de custos de instalação, operação e manutenção dos diferentes arranjos de plantas SGE. Isso permite que os interessados avaliem a tecnologia mais acessível ao seu orçamento e tenham dados sobre o tempo de retorno do investimento e a lucratividade projetada, auxiliando na tomada de decisão sobre a implantação do projeto.

Alguns proprietários podem precisar de soluções de baixo orçamento para o tratamento de seus resíduos e autossuprimento de energia, levando a escolher modelos mais simples e baratos, como as Plantas A e B. Se o objetivo for obter um retorno de investimento mais rápido, as Plantas B e E são as melhores opções. Se o orçamento não for um fator limitante e o objetivo for gerar a maior quantidade de energia possível com os recursos disponíveis e alcançar lucratividade a longo prazo, o modelo da Planta D apresenta o melhor aproveitamento energético. O estudo pode identificar tecnologias que melhor atendam a essas necessidades.

Os diferentes cenários de taxa de juros e as variações nas tarifas permitem aos interessados comparar as mudanças na lucratividade e no tempo de retorno do

investimento e, ao confrontar com as condições reais de juros e tarifas oferecidas pelo mercado, auxiliar na tomada de decisão de seu projeto.

Por fim, os resultados para o LCOE das plantas permitem comparar diferentes tecnologias (biogás, solar, eólica, entre outras) de forma padronizada, considerando os custos e benefícios ao longo do tempo, além de ajudar o produtor a compreender o custo por unidade de energia e analisar o custo-benefício considerando as condições específicas de sua propriedade.

5 CONCLUSÃO

A análise dos resultados demonstra que a eficiência energética dos sistemas de biodigestão varia significativamente entre as plantas avaliadas, com destaque para a Planta D, que apresentou os melhores índices no balanço energético para os indicadores avaliados, refletindo um maior aproveitamento da biomassa e eficiência no processo de conversão energética. Este desempenho é garantido por um biodigestor CSTR e motor-gerador específico para biogás, tecnologias superiores e que exigem um investimento inicial muito superior ao das demais plantas e que acaba inviabilizando o projeto.

Por outro lado, as Plantas A, B, C e E, que utilizam reatores de menor custo, do tipo *plug flow*, apresentaram menores desempenhos energéticos, mas ainda conseguem operar exclusivamente com biomassa, demonstrando a viabilidade do uso desses sistemas mesmo em condições tecnológicas menos avançadas. Essas plantas, especialmente a Planta B, demonstram retorno econômico em períodos mais curtos, sendo mais atrativas que a Planta D.

De tal modo, verificou-se que os reatores *plug flow* são a melhor tecnologia para a região Oeste do Paraná, uma vez que viabilizam a produção de biogás e a geração de energia elétrica, ao passo que o alto custo inicial da tecnologia CSTR inviabilizou o projeto para o produtor rural na maioria dos cenários avaliados. Assim, ainda é melhor investir nos biodigestores mais simples, que apesar de uma eficiência mais baixa, custam menos e desempenham um papel importante no atendimento às demandas energéticas rurais, utilizando recursos renováveis e contribuindo para a redução do impacto ambiental. No entanto, a viabilidade dos reatores CSTR pode mudar num cenário futuro, caso o investimento inicial diminua com a popularização desses biodigestores, como aconteceu com a energia solar.

O custo nivelado de energia das plantas de biodigestão analisadas mostrou-se competitivo em relação a outras fontes de geração de energia, como sistemas fotovoltaicos. O LCOE das plantas variou conforme o tamanho e eficiência de cada sistema, com destaque para a Planta B, que apresentou o menor custo por unidade de energia gerada, reforçando sua viabilidade econômica. Mesmo para a Planta D, que demanda maior investimento inicial, o LCOE foi atrativo em cenários de taxas de juros reduzidas, evidenciando a capacidade dessas tecnologias de oferecer energia renovável a custos competitivos. Esse resultado confirma que o biogás pode ser uma

alternativa vantajosa não apenas por seu caráter sustentável, mas também por seu potencial econômico, competindo de maneira eficaz com outras fontes renováveis e com energia oriunda de combustíveis fósseis, especialmente em contextos rurais onde há abundância de biomassa.

Vale lembrar que a análise econômica das plantas de biodigestão demonstrou que a viabilidade financeira dos projetos de energia renovável é influenciada por fatores como taxas de juros, tarifas de energia e incentivos governamentais. Esse tipo de análise é fundamental para orientar investimentos no setor de geração de energia renovável no meio rural, contribuindo para um desenvolvimento sustentável e economicamente viável.

Em resumo, os resultados das análises de balanço energético e econômico podem ajudar na tomada de decisão do produtor rural sobre qual tecnologia escolher, baseando-se em dados concretos, que podem ser adaptados às condições específicas de cada propriedade ou empresa, garantindo eficiência e sustentabilidade na geração distribuída com biogás. Os dados também podem ser utilizados para fundamentar políticas públicas e decisões empresariais que incentivem a adoção de sistemas de biogás, especialmente em regiões rurais, contribuindo para a redução de emissões de gases de efeito estufa, para o fortalecimento econômico do agronegócio e o aumento da resiliência energética das comunidades locais.

REFERÊNCIAS

- ABCS; MAPA; EMBRAPA. **Manual brasileiro de boas práticas agropecuárias na produção de suínos**. Brasília - DF; Concórdia - SC: ABCS; MAPA; Embrapa Suínos e Aves. 2011.
- ABDELHADY, S. Performance and cost evaluation of solar dish power plant: sensitivity analysis of levelized cost of electricity (LCOE) and net present value (NPV). **Renewable Energy**, v. 168, p. 332–342, 2021.
- ABOUELENIEN, F.; NAMBA, Y.; KOSSEVA, M. R.; NISHIO, N.; NAKASHIMADA, Y. Enhancement of methane production from co-digestion of chicken manure with agricultural wastes. **Bioresource Technology**, v. 159, p. 80–87, 2014.
- AGOSTINI, A.; BATTINI, F.; PADELLA, M.; GIUNTOLI, J.; BAXTER, D.; MARELLI, L.; AMADUCCI, S. Economics of GHG emissions mitigation via biogas production from Sorghum, maize and dairy farm manure digestion in the Po valley. **Biomass and Bioenergy**, v. 89, p. 58–66, 2016.
- AKBULUT, A.; ARSLAN, O.; ARAT, H.; ERBAS, O. Important aspects for the planning of biogas energy plants: Malatya case study. **Case Studies in Thermal Engineering**, v. 26, 2021.
- ALMEIDA, R. R. G. DE.; BRITO, N. S. D.; MEDEIROS, M. V. B.; SIMÕES, M. C. S.; OLIVEIRA, S. A. DE. Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica. **Revista Principia**, n. 34, p. 84–92, 2017.
- AMARAL, A. C. DO. Digestão anaeróbia de dejetos suíno: potencial bioquímico de metano e a influência de estratégias operacionais. 2017. 66 f. **Tese** (Doutorado em Engenharia Agrícola) - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2017.
- AMARAL, A. C. DO.; STEINMETZ, R. L. R.; KUNZ, A. Os biodigestores. p. 41–68. In: KUNZ, A.; STEINMETZ, R. L. R.; AMARAL, A. C. (Eds.), **Fundamentos da digestão anaeróbia, purificação do biogás, uso e tratamento do digestato**. Concórdia: Sbera: Embrapa Suínos e Aves, 2019.
- AMARAL, A. C. DO.; TAPPARO, D. C.; RAMME, M. A.; BERNARDO, E. L.; STEINMETZ, R. L. R.; KUNZ, A. Produção, caracterização e coleta dos dejetos. p.11-27. In: KUNZ, A. (Eds.), **Gestão dos resíduos da produção animal: gestão e tratamento dos dejetos na suinocultura**. Brasília: Embrapa, 2024.
- AMERICAN SOCIETY OF AGRICULTURAL AND ENGINEERS. **ASAE D384.1 FEB03**: manure production and characteristics. St. Joseph: ASAE, 2003.
- ANEEL. **Resolução Normativa Aneel Nº 1.009**, de 22 de março de 2022. 2022a.

ANEEL. **Micro e minigeração distribuída**. 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 25 out. 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa Aneel Nº 1.059**, de 07 de fevereiro de 2023. 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: 23 jul. 2023.

AQUILA, G.; COELHO, E. DE O. P.; BONATTO, B. D.; PAMPLONA, E. DE O.; NAKAMURA, W.T. Perspective of uncertainty and risk from the CVaR-LCOE approach: An analysis of the case of PV microgeneration in Minas Gerais, Brazil. **Energy**, v. 226, 2021.

AUGUSTO, K. V. Z. Caracterização quantitativa e qualitativa dos resíduos em sistemas de produção de ovos: compostagem e biodigestão anaeróbia. 2007. 131 f. **Dissertação** (Mestrado em Zootecnia) – Faculdade de Ciências Agrárias e Veterinárias, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita, 2007.

AUGUSTO, K. V. Z.; KUNZ, A. Tratamento de dejetos de aves e poedeiras comerciais. p. 154-173. In: PALHARES, J. C. P.; KUNZ, A. (Eds.), **Manejo ambiental na avicultura**. Concórdia: Embrapa Suínos e Aves, 2011.

AVACI, A. B.; SOUZA, S. N. M. DE.; WERNCKE, I.; CHAVES, L.I. Financial economic scenario for the microgeneration of electric energy from swine culture-originated biogas. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 25, p. 272–276, 2013.

AWOGBEMI, O.; KALLON, D. V. VON. Valorization of agricultural wastes for biofuel applications. **Heliyon**, v. 8, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844022024057>. Acesso em: 19 mai. 2023.

BANKS, C. J.; CHESSHIRE, M.; HEAVEN, S.; ARNOLD, R. Anaerobic digestion of source-segregated domestic food waste: Performance assessment by mass and energy balance. **Bioresource Technology**, v. 102, p. 612–620, 2011.

BARROS, E. C.; NICOLOSO, R.; OLIVEIRA, P. A. V. DE; CORRÊA, J. C. *Potencial agrônômico dos dejetos de suínos*. Concórdia: Embrapa Suínos e Aves, 1 ed., 2019.

BAYRAKDAR, A.; MOLAEY, R.; SÜRMELE, R. Ö.; SAHINKAYA, E.; ÇALLI, B. Biogas production from chicken manure: Co-digestion with spent poppy straw. **International Biodeterioration & Biodegradation**, v. 119, p. 205–210, 2017.

BEDOÍĆ, R.; JURÍĆ, F.; ĆOSIĆ, B.; PUKŠEC, T.; ČUČEK, L.; DUIĆ, N. Beyond energy crops and subsidised electricity: a study on sustainable biogas production and utilisation in advanced energy markets. **Energy**, v. 201, 2020.

BERGLUND, M.; BÖRJESSON, P. Assessment of energy performance in the life-cycle of biogas production. **Biomass and Bioenergy**, v. 30, p. 254–266, 2006.

BONETT, L. P.; MONTICELLI, C. J. *O produtor pergunta, a Embrapa responde*. Brasília - DF: Serviço de Produção de Informação, 1998.

BOROWSKI, S.; KUCNER, M.; CZYŻOWSKA, A.; BERŁOWSKA, J. Co-digestion of poultry manure and residues from enzymatic saccharification and dewatering of sugar beet pulp. **Renewable Energy**, v. 99, p. 492–500, 2016.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 4470–4482, 2011.

BRASIL. **Lei Nº 12.305/2010 - Política Nacional de Resíduos Sólidos**. Brasília: Presidência da República, 2010.

BRASIL. **Lei Nº 14.300**, de 06 de janeiro de 2022. Brasil: Presidência da República, 2022.

BRUCK, M.; SANDBORN, P. Pricing bundled renewable energy credits using a modified LCOE for power purchase agreements. **Renewable Energy**, v. 170, p. 224–235, 2021.

BUDZIANOWSKI, W. M.; BUDZIANOWSKA, D. A. Economic analysis of biomethane and bioelectricity generation from biogas using different support schemes and plant configurations. **Energy**, v. 88, p. 658–666, 2015.

CAMPOS, A. T. DE. Análise da viabilidade da reciclagem de dejetos de bovinos com tratamento biológico, em sistema intensivo de produção de leite. 1997. **Tese** (Doutorado em Agronomia) - Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 1997.

CARVALHO, K. C. N.; XAVIER, C. A. N.; SILVA, A. DE A.; GARCIA, E. R. DE M.; SANCHES, D. DE S.; KIEFER, C; SANTOS, T. M. B. DOS. Qualitative and quantitative characterization of waste layers fed diets containing mineral sources and rosemary oil levels. **Ciência Animal Brasileira**, v. 25, 2024.

CASARIN, M. A. Microgeração distribuída de energia elétrica a partir de dejetos suínos: uma contribuição para a sustentabilidade da suinocultura. 2016. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

CCE. **Guia técnico de biogás**. Portugal: Amadora. 2020.

CHEN, J.; LI, J.; YE, B.; ZHANG, X.; TYAGI, R. D.; GAO, X. Energy balance assessment on chicken manure for biogas production in Rabat-Salé-Zemmour-Zaïr of Morocco. **Journal of Environmental Management**, v. 299, 2021.

CHEN, Y. R. Kinetic analysis of anaerobic digestion of pig manure and its design implications. **Agricultural Wastes**, v. 8, p. 65–81, 1983.

CHERNICHARO, C. A. DE L. **Reatores Anaeróbios: princípios do tratamento biológico de águas residuárias**. Belo Horizonte: UFMG, v. 5, 2 ed., 2007.

CHO, S.; KIM, J.; LIM, D. Optimal design of renewable energy certificate multipliers using an LCOE-Integrated AHP model: A case study of South Korea. **Renewable Energy**, v. 226, 2024.

CIBIOGÁS. **PANORAMA DO BIOGÁS NO BRASIL - 2021**. Foz do Iguaçu: CiBiogás, 2022. Disponível em: <http://mapbiogas.cibiogas.org/>. Acesso em: 15 set. 2023.

CIBIOGÁS. **Produção de biogás: o que são biodigestores e como produzir biogás?**. 2024. Disponível em: <https://cibiogas.org/blog/producao-de-biogas-o-que-sao-biodigestores-e-como-gerar-biogas/>. Acesso em: 15 set. 2023.

CNA; CEPEA. **APÓS ALCANÇAR PATAMAR RECORDE EM 2021, PIB DO AGRONEGÓCIO RECUA 4,22% EM 2022**. 2023. Acesso em: <https://www.cepea.esalq.usp.br/upload/kceditor/files/PIB-DO-AGRONEGOCIO-2022.7MAR2023.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2024.

COELHO, S. T. **Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano**. São Paulo: IEE-USP, 2018.

CORRÊA, J. C.; MIELE, M. A cama de aves e os aspectos agronômicos, ambientais e econômicos. p. 125-152. In: PALHARES, J. C. P.; KUNZ, A. (Eds.), **Manejo ambiental na avicultura**. Concórdia: Embrapa Aves e Suínos, 2011.

CORTEZ, L. A. B.; LARA, E. E. S.; GÓMEZ, E. O. **Biomassa para energia**. Campinas: Editora Unicamp, 2008.

DE CASTRO E SILVA, H. L.; HUAMÁN CÓRDOVA, M. E.; BARROS, R. M.; TIAGO FILHO, G. L.; SILVA LORA, E. E.; MOREIRA SANTOS, A. H.; DOS SANTOS, I. F. S.; DE OLIVEIRA BOTAN, M. C. C. Lab-scale and economic analysis of biogas production from swine manure. **Renewable Energy**, v. 186, p. 350–365, 2022.

DONG, L.; CAO, G.; WU, J.; YANG, S.; REN, N. Reflux of acidizing fluid for enhancing biomethane production from cattle manure in plug flow reactor. **Bioresource Technology**, v. 284, p. 248–255, 2019.

EIA - US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022**. 2022. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf. Acesso em: 15 fev. 2024.

EMBRAPA. **Brasil em 50 alimentos**. Brasília: Embrapa 50 anos, 2023.

ENERGIA E BIOGÁS. **O que é um reator plug flow?**. 2024. Disponível em: <https://energiaebiogas.com.br/o-que-e-um-reator-plug-flow>. Acesso em: 22 out. 2024.

EPE. **Caderno de preços da geração 2021**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

[abertos/publicacoes/PublishingImages/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao](#). Acesso em: 8 jan. 2025.

EPE. **Balço energético nacional - Ano base 2021**. Brasília, 2022a.

EPE. **Relatório síntese 2022 - Ano base 2021**. Brasília, 2022b.

FAAIJ, A. P. C. Bio-energy in Europe: changing technology choices. **Energy Policy**, v. 34, p. 322–342, 2006.

FERNANDES, D. M. Biomassa e biogás da suinocultura. 2012. **Dissertação** (Mestrado em Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Paraná, Cascavel, 2012.

FERRO, D. A. DA C.; FERRO, R. A. DA C.; SILVA, M. P.; SILVA, B. P. A. DA.; SANTOS, A. P. P. DOS.; SANTOS, K. J. G. DOS. **Suinocultura**: da gestação ao processamento da carne. Goiânia: Editora Kelps, 2022.

FILIMONOVA, I. V.; KOZHEVIN, V. D.; PROVORNAYA, I. V.; KOMAROVA, A. V.; NEMOV, V. Y. Green energy through the LCOE indicator. **Energy Reports**, v. 8, p. 887–893, 2022.

FNR. (2010). **Guia prático do biogás**: Geração e utilização. Gulzow, 5 ed. 2010. Disponível em: <https://antigo.mdr.gov.br/images/stories/ArquivosSNSA/probiogas/guia-pratico-do-biogas.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2024.

FPT. Como funciona um motor de combustão interna. 2016. Disponível em: <https://blogdafpt.com.br/2016/08/como-funciona-um-motor-de-combustao-interna/>. Acesso em: 14 fev. 2024.

FRANZESE, P. P.; RYDBERG, T.; RUSSO, G. F.; ULGIATI, S. Sustainable biomass production: a comparison between Gross Energy Requirement and Emergy Synthesis methods. **Ecological Indicators**, v. 9, p. 959–970, 2009.

FREITAS, F. F.; DE SOUZA, S. S.; FERREIRA, L. R. A.; OTTO, R. B.; ALESSIO, F. J.; DE SOUZA, S. N. M.; VENTURINI, O. J.; ANDO JUNIOR, O. H. The Brazilian market of distributed biogas generation: overview, technological development and case study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 101, p. 146–157, 2019.

FREITAS, I.; NASCIMENTO, J.; NETO, A.; LUNARDI, A.; NETO, J. A. Potencial bioquímico de metano de dejetos de aves de postura em módulo biodigestor – escala piloto. In: Anais do 6º Congresso Sul-Americano de Resíduos Sólidos e Sustentabilidade. Foz do Iguaçu, 2023.

GARCIA, E. R. M.; CRUZ, F. K.; SANTOS, T. M. B.; BARBOSA FILHO, J. A.; GOMES, F. O. C.; XAVIER, C. A. N. Characterization and quantification of waste from laying hens fed with different corn particle size. **Archivos de Zootecnia**, v. 65, p. 191–195, 2016.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. São Paulo: Pearson, 2003.

GOMES, S. D.; NAGAE, R. Y.; ZENATTI, D. C.; FAZOLO, A.; GOMES, B.M. Efeitos do manejo da lâmina d'água na minimização do volume de efluentes gerados na produção de suínos. **Irriga**, v. 14 n. 2, 2009.

GONGORA, V. **Eficiência Energética em projetos de biogás**. Londrina: Sistema Fiep, 2023.

GONZÁLEZ, R.; GARCÍA-CASCALLANA, J.; GÓMEZ, X. Energetic valorization of biogas: a comparison between centralized and decentralized approach. **Renewable Energy**, v. 215, 2023.

GONZÁLEZ-SÁNCHEZ, M.E.; PÉREZ-FABIEL, S.; WONG-VILLARREAL, A.; BELLO-MENDOZA, R.; YÁÑEZ-OCAMPO, G. Residuos agroindustriales con potencial para la producción de metano mediante la digestión anaerobia. **Revista Argentina de Microbiología**, v. 47, p. 229–235, 2015.

GOVENDER, I.; THOPIL, G.A.; INGLES-LOTZ, R. Financial and economic appraisal of a biogas to electricity project. **Journal of Cleaner Production**, v. 214, p.154–165, 2019.

GUO, H. G.; LI, Q.; WANG, L. L.; CHEN, Q. L.; HU, H. W.; CHENG, D. J.; HE, J. Z. Semi-solid state promotes the methane production during anaerobic co-digestion of chicken manure with corn straw comparison to wet and high-solid state. **Journal of Environmental Management**, v. 316, 2022.

HAKIMI, M.; SHAMSUDDIN, R.; PENDYALA, R.; SIYAL, A. A.; ALMOHAMADI, H. Co-anaerobic digestion of chicken manure with the addition of *Cymbopogon citratus*, *Mentha piperita* and *Citrus sinensis* as fly deterrent agents: Biogas production and Kinetic study. **Bioresource Technology Reports**, v. 15, 2021.

HAVUKAINEN, J.; UUSITALO, V.; NISKANEN, A.; KAPUSTINA, V.; HORTTANAINEN, M. Evaluation of methods for estimating energy performance of biogas production. **Renewable Energy**, v. 66, p. 232–240, 2014.

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

HUANG, J.; CROOKES, R. J. Assessment of simulated biogas as a fuel for the spark ignition engine. **Fuel**, v. 77, p. 1793–1801, 1998.

IBGE. **Produção agropecuária**. 2024a. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/producao-agropecuaria/>. Acesso em: 20 out. 2024.

IBGE. **POG - Produção de ovos de galinha**. 2024b. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/agricultura-e-pecuaria/9216-pesquisa-trimestral-da-producao-de-ovos-de-galinha.html>. Acesso em: 20 out. 2024.

IDR-Paraná. Série “Paraná, Energia Verde que Renova o Campo” mostra como os esforços do Governo do Estado incentivam a geração de energia renovável na área rural. **Instituto de Desenvolvimento Rural do Paraná**, 2024. Disponível em: <https://www.idrparana.pr.gov.br/Noticia/Serie-Parana-Energia-Verde-que-Renova-o-Campo-mostra-como-os-esforcos-do-Governo-do-Estado>. Acesso em: 22 nov. 2024.

IPCC. **Emissions from livestock and manure manafemet**. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006.

IPEA. **Mudanças do clima no Brasil: aspectos econômicos, sociais e regulatórios**. Brasília: IPEA, 2011.

JURGUTIS, L.; SLEPETIENE, A.; VOLUNGEVICIUS, J.; AMALEVICIUTE-VOLUNGE, K. Biogas production from chicken manure at different organic loading rates in a mesophilic full scale anaerobic digestion plant. **Biomass and Bioenergy**, v. 141, 2020.

KABEYI, M. J. B.; OLANREWAJU, O. A. Technologies for biogas to electricity conversion. **Energy Reports**, v. 8, p. 774–786, 2022.

KAFLE, G. K.; CHEN, L. Comparison on batch anaerobic digestion of five different livestock manures and prediction of biochemical methane potential (BMP) using different statistical models. **Waste Management**, v. 48, p. 492–502, 2016.

KARIM, K.; HOFFMANN, R.; KLASSON, T.; AL-DAHAN, M. H. Anaerobic digestion of animal waste: waste strength versus impact of mixing. **Bioresource Technology**, v. 96, p. 1771–1781, 2005.

KARLSSON, T.; KONRAD, O.; LUMI, M.; SCHMEIER, N. P.; MARDER, M.; CASARIL, C. E.; KOCH, F. F.; PEDROSO, A. G. **Manual Básico de Biogás**. Lajeado: Editora Univates, 1 ed., 2014.

KHALID, A.; ARSHAD, M.; ANJUM, M.; MAHMOOD, T.; DAWSON, L. The anaerobic digestion of solid organic waste. **Waste Management**, v. 31, p. 1737–1744, 2011.

KONZEN, E. A. **Manejo e utilização dos dejetos de suínos**. Concórdia – SC, 1983.

KONZEN, E. A. **Alternativas de manejo, tratamento e utilização de dejetos animais em sistemas integrados de produção**. Sete Lagoas: Embrapa, 2000.

KONZEN, E.A. **Viabilidade ambiental e econômica de dejetos de suínos**. Sete Lagoas – MG, 2006.

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.

KOSTANESKI, P. C. Comparação da eficiência de lagoas de estabilização e biodigestores no manejo e tratamento de dejetos em empreendimentos da suinocultura no município de Toledo – PR. 2018. **Dissertação** (Mestrado em

Engenharia de Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2018.

KOZŁOWSKI, K.; PIETRZYKOWSKI, M.; CZEKAŁA, W.; DACH, J.; KOWALCZYK-JUŚKO, A.; JÓŻWIAKOWSKI, K.; BRZOSKI, M. Energetic and economic analysis of biogas plant with using the dairy industry waste. **Energy**, v. 183, p. 1023–1031, 2019.

KUGELMAN, I. J.; CHIN, K. K. Toxicity, synergism and antagonism in anaerobic waste treatment processes. **Advances in Chemistry**, 1971.

KUNZ, A. **Experiência da Embrapa com biodigestão anaeróbia de dejetos suínos**. Concórdia – SC, 2004.

KUNZ, A.; BERNDT, A.; FARIAS, A. R.; SCHRAMMEL, B. M.; ALVES, B. J. R.; GALHARTE, C. A.; AITA, C.; RECZKO, V.A. **Gestão ambiental na agropecuária**. Brasília - DF: Embrapa, 2014.

KUNZ, A.; OLIVEIRA, P. A. V. DE. Aproveitamento de dejetos de animais para geração de biogás. **Revista de Política Agrícola**, p. 28–35, 2006.

KUNZ, A.; STEINMETZ, R. L. R.; AMARAL, A. C. DO. **Fundamentos da digestão anaeróbia, purificação do biogás, uso e tratamento do digestato**. Concórdia: Sbera: Embrapa Suínos e Aves, 2019.

LIJÓ, L.; GONZÁLEZ-GARCÍA, S.; BACENETTI, J.; MOREIRA, M.T. The environmental effect of substituting energy crops for food waste as feedstock for biogas production. **Energy**, v. 137, p. 1130–1143, 2017.

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

MA, C.; YU, H.; MONTICONE, G.; MA, S.; VAN HERLE, J.; WANG, L. Techno-economic evaluation of biogas-fed SOFC systems with novel biogas purification and carbon capture technologies. **Renewable Energy**, v. 235, 2024.

MACHADO, I. **Retrato da suinocultura brasileira**. Brasília: ABCS, 2024.

MAPA. Governo Federal lança Plano Safra 24/25 com R\$ 400,59 bilhões para agricultura empresarial. **Ministério da Agricultura e Pecuária**. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/noticias/governo-federal-lanca-plano-safra-24-25-com-r-400-59-bilhoes-para-agricultura-empresarial>. Acesso em: 22 nov. 2024.

MATINC, C.; TONETTO, J. F.; HASAN, C.; KONRAD, O. Potencial de produção de biogás a partir da Co-digestão de dejetos da suinocultura e bovinocultura. **Revista Ibero-Americana de Ciências Ambientais**, v. 8, p. 154–161, 2017.

MCTI; UNIDO; CIBIOGÁS. **Panorama de tecnologias aplicadas no agronegócio de biogás e biometano**. Brasília: Biogás Brasil, 2019.

MCTI; UNIDO; CIBIOGÁS; ABIOGÁS. **Potencial de produção de biogás: mapeamento de substratos e sua conversão energética no Sul do Brasil**. Brasília: Biogás Brasil, 2020.

MENEZES, J. F. S.; ALVARENGA, R. C.; SILVA, G. P.; KONZEN, E. A.; PIMENTA, F. F. **Cama-de-frango na agricultura: perspectivas e viabilidade técnica e econômica**. Rio Verde: Fesurv, v. 1, 2004.

MEYER, A. K. P.; EHIMEN, E. A.; HOLM-NIELSEN, J. B. Future European biogas: Animal manure, straw and grass potentials for a sustainable European biogas production. **Biomass and Bioenergy**, v. 111, p. 154–164, 2018.

MIELE, M.; MIRANDA, C.R. DE. O desenvolvimento da agroindústria brasileira de carnes e as opções estratégicas dos pequenos produtores de suínos do Oeste Catarinense no início do século XXI. p. 201–229. In: CAMPOS, S. K.; NAVARRO, Z. (Eds.), **A pequena produção rural e as tendências de desenvolvimento agrário brasileiro: ganhar tempo é possível??**. Brasília: CGEE, 2013.

MITO, J. Y. DE L.; KERKHOFF, S.; SILVA, J. L. G.; VENDRAME, M. G.; STEINMETZ, R. L. R.; KUNZ, A. **Metodologia para estimar o potencial de biogás e biometano a partir de plantéis suínos e bovinos no Brasil**. Concórdia: Embrapa Suínos e Aves, 2018.

NASCIMENTO, A. D. J. DO. Geração fotovoltaica distribuída como elemento subsidiário para sistemas de armazenamento de energia em ambiente de tarifas diferenciada. 2019. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

NESHAT, S. A.; MOHAMMADI, M.; NAJAFPOUR, G. D.; LAHIJANI, P. Anaerobic co-digestion of animal manures and lignocellulosic residues as a potent approach for sustainable biogas production. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 79, p. 308–322, 2017.

NGUYEN, T. H.; DOAN, Q. VAN.; KHAN, A.; DERDOURI, A.; ANAND, P.; NIYOGI, D. The potential of agricultural and livestock wastes as a source of biogas in Vietnam: energetic, economic and environmental evaluation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 199, 2024.

NICOLOSO, R. DA S., BARROS, E.C., WUADEN, C.R. & PIGOSSO, A. Uso do digestato como fertilizante. P. 94-128. In: KUNZ, A.; STEINMETZ, R. L.; AMARAL, A. C. DO (Eds.), **Fundamentos da digestão anaeróbia, purificação do biogás, uso e tratamento do digestato**. Concórdia: Sbera: Embrapa Suínos e Aves, 2019.

NISHIMURA, R. Análise de balanço energético de sistema de produção de biogás em granja de suínos: implementação de aplicativo computacional. **Dissertação** (Mestrado em Energia Elétrica) – Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2009.

O'CONNELL, R.; KAMIDELIVAND, M.; FURLONG, R.; GUERRINI, M.; CULLINANE, M.; MURPHY, J. An advanced geospatial assessment of the Levelised cost of energy (LCOE) for wave farms in Irish and western UK waters. **Renewable Energy**, v. 221, 2024.

OLIVEIRA, P. A. V. DE. **Manual de manejo e utilização de dejetos de suínos**. Concórdia: Embrapa, 1993.

OLIVEIRA, P. A. V. DE. **Tecnologias para o manejo de resíduos na produção de suínos: manual de boas práticas**. Concórdia: Embrapa Suínos e Aves, 2004.

OLIVEIRA, P. A. V. DE.; HIGARASHI, M.M. **Geração e utilização de biogás em unidades de produção de suínos**. Concórdia - SC: Embrapa Suínos e Aves, 2006.

OLIVEIRA, F. J. DOS S. Estimativa da capacidade de produção de biogás e energia elétrica através de despejos de suinocultura tratados em biodigestor anaeróbio. **Trabalho de Conclusão de Curso** (Graduação em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Alagoas, Delmiro Gouveia, 2019.

ORRICO JÚNIOR, M. A. P.; ORRICO, A. C. A.; LUCAS JÚNIOR, J. DE. Produção animal e o meio ambiente: uma comparação entre o potencial de emissão de metano dos dejetos e a quantidade de alimento produzido. **Engenharia Agrícola**, v. 31, p. 399–410, 2011.

OZATO, J.Y.; AQUILA, G.; DE OLIVEIRA PAMPLONA, E.; ROCHA, L.C.S.; ROTELLA JUNIOR, P. Offshore wind power generation: An economic analysis on the Brazilian coast from the stochastic LCOE. **Ocean & Coastal Management**, v. 244, 2023.

PASSAGLIA, R. C. Estudo de viabilidade econômica de geração de biogás para atender as necessidades de energia elétrica de uma unidade de suinocultura. **Monografia** (Especialização em Tecnologias da Cadeia Produtiva do Biogás) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Medianeira, 2019.

PECORA, V. Implantação de uma unidade demonstrativa de geração de energia elétrica a partir do biogás de tratamento de esgoto residencial da USP - Estudo de caso. Dissertação (Mestrado em Energia), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

PERDOMO, C. C. **Uso racional de dejetos dos suínos**. Campinas: Seminário Internacional de Suinocultura Campinas, 1996.

PEREIRA, I. Z.; SANTOS, I. F. S. DOS.; BARROS, R. M.; CASTRO E SILVA, H. L. DE.; TIAGO FILHO, G. L.; MONI E SILVA, A. P. Vinasse biogas energy and economic analysis in the state of São Paulo, Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v. 260, 2020.

PIPATMANOMAI, S.; KAEWLUAN, S.; VITIDSANT, T. Economic assessment of biogas-to-electricity generation system with H₂S removal by activated carbon in small pig farm. **Applied Energy**, v. 86, p. 669–674, 2009.

PÖSCHL, M.; WARD, S.; OWENDE, P. Evaluation of energy efficiency of various biogas production and utilization pathways. **Applied Energy**, v. 87, p. 3305–332, 2010.

ROHR, S.; DALLA COSTA, O. A.; DALLA COSTA, F. A. **Bem-estar animal na produção de suínos: práticas de manejo e características das instalações nas granjas**. Brasília: ABCS, 2016.

RYCKEBOSCH, E.; DROUILLON, M.; VERVAEREN, H. Techniques for transformation of biogas to biomethane. **Biomass and Bioenergy**, v. 35, p. 1633–1645, 2011.

SANTA CATARINA, A. Wind power generation in Brazil: An overview about investment and scale analysis in 758 projects using the Levelized Cost of Energy. **Energy Policy**, v. 164, 2022.

SANTOS, M. A. A. DOS.; SCHMIDT, V.; BITENCOURT, V.C.; MAROSO, M.T.D. Esterqueiras: avaliação físico-química e microbiológica do dejetos suíno armazenado. **Engenharia Agrícola** v. 27, p. 537–543, 2007.

SANTOS, R. E. DOS.; SANTOS, I. F. S. DOS.; BARROS, R. M.; BERNAL, A.P.; TIAGO FILHO, G.L.; SILVA, F. DAS G. B. DA. Generating electrical energy through urban solid waste in Brazil: An economic and energy comparative analysis. **Journal of Environmental Management**, v.231, p. 198–206, 2019.

SCHIEVANO, A.; D'IMPORZANO, G.; ORZI, V.; ADANI, F. On-field study of anaerobic digestion full-scale plants (Part II): New approaches in monitoring and evaluating process efficiency. **Bioresource Technology**, v.102, p. 8814–8819, 2011.

SCHOMMER, V. A.; WENZEL, B. M.; DAROIT, D. J. Anaerobic co-digestion of swine manure and chicken feathers: Effects of manure maturation and microbial pretreatment of feathers on methane production. **Renewable Energy**, v. 152, p. 1284–1291, 2020.

SICA, D.; ESPOSITO, B.; SUPINO, S.; MALANDRINO, O.; SESSA, M.R. Biogas-based systems: An opportunity towards a post-fossil and circular economy perspective in Italy. **Energy Policy**, v. 182, 2023.

SIEBERT, C. M. Avaliação de desempenho de uma planta microgeradora de energia elétrica a partir do biogás. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia em Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2021.

SILVA, H. W. DA.; PELÍCIA, K. Manejo de dejetos sólidos de poedeiras pelo processo de biodigestão anaeróbia. **Revista Brasileira de Agropecuária Sustentável**, v. 2, p. 151–155, 2012.

SILVA, M. L. B. DA.; MEZZARI, M. P. Tratamento e purificação de biogás. P. 69-93. In: KUNZ, A.; STEINMETZ, R. L. R.; AMARAL, A. C. DO (Eds.), **Fundamentos da digestão anaeróbia, purificação do biogás, uso e tratamento do digestato**. Concórdia: Sbera: Embrapa Suínos e Aves, 2019.

SNSA; PROBIOGÁS. *Tecnologias de digestão anaeróbia com relevância para o Brasil: substratos, digestores e uso de biogás*. Brasília: Ministério das Cidades, 2015.

SOARES, H. M. Digestão anaeróbia de efluentes de fábricas de cervejas e refrigerantes em reator tipo fluxo ascendente com manta de lodo (UASB). 1990. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia Química) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1990.

SONG, Q.; WANG, B.; WANG, Z.; WEN, L. Multi-objective capacity configuration optimization of the combined wind - Storage system considering ELCC and LCOE. **Energy**, v. 301, 2024.

SOUZA, C. DE F.; CARVALHO, C. DA C. S.; CAMPOS, J. A.; MATOS, A. T.; FERREIRA, W. P. M. Caracterização de dejetos de suínos em fase de terminação. **Ceres**, v. 2, p. 128–133, 2009.

SOUZA, A. L. V. Comparação dos ambientes de contratação livre e regulado de uma usina de energia à biogás. 2024. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2024.

SOUZA, J. DE. Desempenho energético de diferentes motores geradores em sistemas de geração distribuída de energia elétrica a biogás. **Tese** (Doutorado em Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2023.

SOUZA, S. N. M.; PEREIRA, W. C.; PAVAN, A. A. Custo da eletricidade gerada em conjunto motor gerador utilizando biogás da suinocultura. In: **Anais do Encontro de Energia no Meio Rural**. Campinas, 2004.

SOUZA, S. P.; DE ÁVILA, M. T.; PACCA, S. Life cycle assessment of sugarcane ethanol and palm oil biodiesel joint production. **Biomass and Bioenergy**, v. 44, p. 70–79, 2012.

STARR, K.; GABARRELL, X.; VILLALBA, G.; TALENS, L.; LOMBARDI, L. Life cycle assessment of biogas upgrading technologies. **Waste Management**, v. 32, p. 991–999, 2012.

TAVARES, J. M. R. Consumo de água e produção de dejetos na suinocultura. 2012. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia Ambiental) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

Tavares, J. M. R. Modelagem do consumo de água, produção de dejetos e emissão de gases de efeito estufa e amônia na suinocultura. 2016. **Tese** (Doutorado em

Engenharia Ambiental) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

TCHOBANOGLIOUS, G.; BURTON, F. L.; STENSEL, H. D. **Wastewater Engineering: Treatment and reuse**. McGraw. 2003.

UNIDO; CIBIOGÁS. **Guia prático para projetos de biogás**. Brasília: MCTI, 2022a.

UNIDO; CIBIOGÁS. **Aplicações do biogás para geração de energia elétrica**. Brasília: MCTI, 2022.

UNIDO; CIBIOGÁS. **Recomendações para equipamentos de tratamento e de segurança de plantas de biogás - Guia técnico**. Brasília: MCTI, 2022b.

VALENTE, J. P. S.; PADILHA, P. M.; SILVA, A. M. M. Oxigênio dissolvido (OD), demanda bioquímica de oxigênio (DBO) e demanda química de oxigênio (DQO) como parâmetros de poluição no ribeirão Lavapés/Botucatu - SP. **Eclética Química**, v. 22, p. 49–66, 1997.

VAN HAANDEL, A.; LETTINGA, G. **Tratamento anaeróbio de esgotos. Um manual para regiões de clima quente**. Campina Grande - PB: Epgraf, 1994.

VAZ, V. Análise Termoeconômica de uma planta rural de biogás integrada a um sistema de fertirrigação. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2022.

WALTER, A.; NOGUEIRA, L. A. H. Sistemas de produção de eletricidade a partir da biomassa. P. 573-607. In: CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. E.; GÓMEZ, E. O. (Eds.), **Biomassa para energia**. Campinas: Editora da Unicamp, 2008.

WANG, Q.; XIA, C.; ALAGUMALAI, K.; THANH NHI LE, T.; YUAN, Y.; KHADEMI, T.; BERKANI, M.; LU, H. Biogas generation from biomass as a cleaner alternative towards a circular bioeconomy: Artificial intelligence, challenges, and future insights. **Fuel**, v. 333, 2023.

WANG, Y.; GAO, M.; WANG, J.; WANG, S.; LIU, Y.; ZHU, J.; TAN, Z. Measurement and key influencing factors of the economic benefits for China's photovoltaic power generation: A LCOE-based hybrid model. **Renewable Energy**, v. 169, p. 935–952, 2021.

WEILAND, P. Biogas production: current state and perspectives. **Applied Microbiology and Biotechnology**, v. 85, p. 849–860, 2010.

WELLINGER, A.; MURPHY, J.; BAXTER, D. **The biogas handbook: Science, production and applications**. Philadelphia: Woodhead Publishing Limited, 2013.

YAMANE, L. H.; CERQUEIRA, A. F.; SIMAN, R. R. Quantificação dos dejetos gerados nas unidades produtivas de avicultura do Espírito Santo. Gramado: **Contecc 2023**, 2023.

YIN, Y.; MA, Z.; NONG, G.; WANG, S. Strategies of energy management in a cassava starch plant for increasing energy and economic efficiency. **Journal of Cleaner Production**, v. 234, p. 1296–1305, 2019.

ZAINALI, S.; LINDAHL, J.; LINDÉN, J.; STRIDH, B. LCOE distribution of PV for single-family dwellings in Sweden. **Energy Reports**, v. 10, p. 1951–1967, 2023.

ZEN, S. DE.; IGUMA, M. D.; ORTELAN, C. B.; SANTOS, V. H. S. DOS.; FELLI, C.B. Evolução da avicultura no Brasil. **Informativo CEPEA**, v. 1, 2014.

ZHANG, Y.; LIANG, Y.; LI, S.; YUAN, Y.; ZHANG, D.; WU, Y.; XIE, H.; BRINDHADEVI, K.; *ET AL.*. A review of biomass pyrolysis gas: Forming mechanisms, influencing parameters, and product application upgrades. **Fuel**, v. 347, 2023.

ZUCARELI, V. L. Balanço energético e avaliação econômica de um sistema fotovoltaico para uma indústria de processamento de pescados. 2024. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2024.