



UFPA

CAMTUC

Campus Universitário de Tucuruí
Faculdade de Engenharia Elétrica

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE
MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA A
PARTIR DE BIOGÁS DE RESÍDUOS BOVINOS**

FRANK LEONEL CONCEIÇÃO DE SOUZA

TUCURUÍ-PA

2019

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE BIOGÁS DE RESÍDUOS BOVINOS

FRANK LEONEL CONCEIÇÃO DE SOUZA

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação apresentada a Faculdade de Engenharia Elétrica, Campus Universitário de Tucuruí da Universidade Federal do Pará, como requisito final de avaliação para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Ewerton Ramos Granhen

TUCURUÍ-PA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S719e Souza, Frank Leonel Conceição de
Estudo de viabilidade econômica de microgeração distribuída
de energia elétrica a partir de biogás de resíduos bovinos / Frank
Leonel Conceição de Souza. — 2019.
114 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Ewerton Ramos Granhen
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Faculdade de
Engenharia Elétrica, Campus Universitário de Tucuruí,
Universidade Federal do Pará, Tucuruí, 2019.

1. Biogás. 2. Energia Renovável. 3. Geração Distribuída. 4.
Viabilidade Econômica. 5. Monte Carlo. I. Título.

CDD 621.042

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE BIOGÁS DE RESÍDUOS BOVINOS

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica, Campus Universitário de Tucuruí da Universidade Federal do Pará, como requisito final de avaliação, sendo julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Ewerton Ramos Granhen

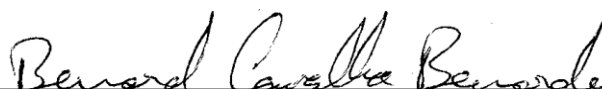
BANCA
EXAMINADORA

25/10/2019



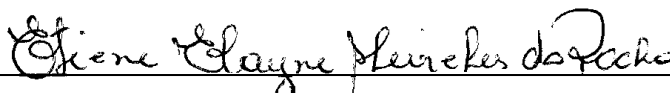
Dr. Ewerton Ramos Granhen - Orientador

Universidade Federal do Pará – Campus Tucuruí



Me. Bernard Carvalho Bernardes

Universidade Federal do Pará – Campus Tucuruí



Dra. Etienne Elayne Meireles da Rocha

Universidade Federal do Pará – Campus Tucuruí

TUCURUÍ-PA

2019

A Deus.

À minha vó, Delci Barroso da Silva.

À minha mãe, M^a Guiomar.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus. A Ele agradeço pela saúde e força de vontade, pois sem isso jamais chegaria a este momento ímpar da minha vida.

Agradeço à minha vó, Delci Barroso da Silva. Contudo, insuficientes são as palavras para demonstrar a minha admiração por essa mulher de história irretocável.

Agradeço à minha mãe, M^a Guiomar, pela vida, cuidado e cada ensinamento que moldou meu caráter. Aos demais da minha família, amigos e colegas de trabalho e faculdade, o meu obrigado.

Agradeço aos professores e profissionais que contribuíram diretamente com este trabalho. Destaco aqui, com todo o merecimento: o Prof. Dr. Ewerton Ramos Granhen, meu orientador, por me guiar e indicar as correções necessárias para meu aperfeiçoamento; o Prof. Me. Bernard Carvalho Bernardes, pelos ensinamentos; e a prof. Dra. Etienne Elayne Meireles da Rocha por prontamente aceitar participar desse momento.

Agradeço à Lucélia Moraes por confirmar que este trabalho era aplicável na prática e ao Eng. Ricardo de Castro Gomes pela ajuda nas pesquisas e interesse no resultado deste trabalho. Vocês me deram a certeza de que concluir este trabalho era de grande valia para a comunidade.

A todos os presentes.

Obrigado!

Tenho um sonho hoje. Tenho um sonho de que um dia cada vale será elevado, cada colina e montanha será nivelada. Os lugares acidentados serão aplainados, os lugares tortos serão endireitados.

Martin Luther King Jr.

RESUMO

Mundialmente, o uso de energias não-renováveis e seus impactos são cada vez mais preocupantes, culminando em ações na busca por desenvolvimento de novas tecnologias e fontes de energias sustentáveis. Distintas fontes se apresentam como renováveis e menos agressivas ao meio ambiente. Dentre elas, a biomassa. O biogás – com destaque para o gerado a partir de resíduos da agropecuária – é interessante devido ao potencial de, ao mesmo tempo, evitar novos lançamentos de gases do efeito estufa na atmosfera e reduzir custos da produção pecuária, utilizando resíduos animais que antes seriam descartados na natureza sem nenhum tratamento. Este trabalho, então, versa sobre a viabilidade econômica da geração de energia elétrica com biogás a partir de resíduos bovinos. Para isso, são apresentados os processos de produção e as tecnologias de conversão do biogás em energia elétrica. Assim, são orçados os custos de implantação e manutenção do digestor anaeróbio e do conjunto gerador de energia. Em seguida, é calculada a economia obtida em um cenário onde o fornecimento de energia é feita internamente, ou seja, pela própria propriedade através do conjunto gerador. Para isso, considera-se os cenários com modalidades de tarifa convencional e branca, além de observar distintos períodos de funcionamento do conjunto gerador. Com estes dados, é feita a análise – determinística e probabilística, esta última com o método de Monte Carlo – de viabilidade econômica da planta geradora de energia elétrica.

Palavras-chaves: Biogás. Energia Renovável. Geração Distribuída. Viabilidade Econômica. Monte Carlo.

ABSTRACT

Worldwide, the use of nonrenewable energy sources and its impacts are getting more and more worrisome, culminating in actions seeking the development of new technologies and renewable energy sources. Distinct sources present themselves as renewable and less damning to the environment. Among them, biomass. Biogas – with emphasis to the one generated from farming residues – is interesting due to its potential to, at the same time, avoid new greenhouse gases from being launched on the atmosphere while reducing costs on livestock maintenance, utilizing residues that, before, would be thrown in nature without any treatment. This work, then, talks about the economic viability of generating electric energy with biogas from bovine residues. For that, the production processes and the technologies for converting biogas into electric energy are presented. Then, the costs of implementation and maintenance of the anaerobic digester and of the generator set are calculated. Afterwards, the economy obtained by the implementation is calculated based on a scenario where the energy is provided internally, being, by the property itself through the generator set. For that, scenarios with conventional and white fares are considered, and distinct working periods of the generator set are observed. With this data, the analysis is done – deterministic and probabilistic, this one with the Monte Carlo method – of economic viability of the electricity generating plant.

Keywords: Biogas. Renewable Energy. Distributed Generation. Economic Viability. Monte Carlo.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Consumo de energia elétrica por setor. Brasil, 1970-2004.	26
Figura 2. Participação de renováveis na matriz elétrica brasileira. Brasil, 2010-2017.....	27
Figura 3. Matriz elétrica brasileira. Brasil, 2014-2017.....	28
Figura 4. Representação esquemática de geração distribuída.	29
Figura 5. Potência instalada e energia gerada por geração distribuída. Brasil, 2015-2017.	33
Figura 6. Representação esquemática do ciclo do carbono.....	34
Figura 7. Participação da biomassa na matriz elétrica brasileira.	36
Figura 8. Diagrama esquemático dos processos de conversão energética da biomassa.	37
Figura 9. Potencial disponível de biogás de resíduos pecuários.....	43
Figura 10. Energia primária disponível nos resíduos agropecuários por estado. Brasil, ano 2010.	44
Figura 11. Energia primária disponível nos resíduos bovinos da região norte, por estado. 2010.	44
Figura 12. Plantas de biogás de acordo com o porte. Brasil, 2018.....	46
Figura 13. Números de plantas em operação de acordo com o porte. Brasil, 2018.	46
Figura 14. Produção média de biogás por porte da planta. Brasil, 2018.	47
Figura 15. Plantas de biogás em operação por origem do substrato. Brasil, 2018.	47
Figura 16. Produção de biogás por origem do substrato. Brasil, 2018.	48
Figura 17. Plantas em operação por aplicação do biogás. Brasil, 2018.....	48
Figura 18. Produção de biogás em 2018 por aplicação do biogás. Brasil, 2018.	49
Figura 19. Ciclo do biogás produzido na agropecuária.....	50
Figura 20. Representação química do biogás.	51
Figura 21. Principais opções de aproveitamento energético do biogás.	51
Figura 22. Etapas da digestão anaeróbia.	53
Figura 23. a) CSTR com misturadores tangenciais, b) CSTR. Vista externa.	55
Figura 24. a) Esquemático do digestor de lagoa coberta, b) BLC. Visão externa.....	56
Figura 25. a) Lagoa com misturador, b) Lagoa para dejetos e resíduos de matadouro.	57
Figura 26. Esquemático para geração de energia elétrica a partir de dejetos bovinos.....	58
Figura 27. Representação esquemática de uma turbina a gás.	59
Figura 28. Microturbina a gás de 30kW.....	60
Figura 29. Representação esquemática de uma turbina a vapor com reaquecimento.....	61
Figura 30. Representação esquemática de um motor de combustão interna.....	62
Figura 31. Ciclo em curso do motor Otto de quatro tempos.	63
Figura 32. Ciclo em curso do motor Diesel de quatro tempos.	64

Figura 33. Esquema Simplificado do Ciclo Combinado.....	65
Figura 34. Esquemático para geração do biogás e conversão em energia elétrica.	66
Figura 35. Sequência lógica para simulação do método de Monte Carlo.	77
Figura 36. Distribuição uniforme.....	78
Figura 37. Distribuição triangular.....	79
Figura 38. Distribuição normal.....	80
Figura 39. VPL para os distintos cenários de geração e tarifa.	84
Figura 40. TIR para distintos cenários de geração e tarifa.	85
Figura 41. <i>Payback</i> -tarifa convencional.	86
Figura 42. <i>Payback</i> -tarifa branca.....	87
Figura 43. a) VPL por MMC- 4 (h) - tarifa convencional, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.....	88
Figura 44. a) VPL por MMC- 6 (h) - tarifa convencional, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.....	89
Figura 45. a) VPL por MMC- 8 (h) - tarifa convencional, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.....	90
Figura 46. a) VPL por MMC- 12 (h) - tarifa convencional, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.....	91
Figura 47. a) VPL por MMC- 16 (h) - tarifa convencional, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.....	92
Figura 48. a) VPL por MMC- 4 (h) - tarifa branca, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.	93
Figura 49. a) VPL por MMC- 6 (h) - tarifa branca, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.	94
Figura 50. a) VPL por MMC- 8 (h) - tarifa branca, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.	95
Figura 51. a) VPL por MMC- 12 (h) - tarifa branca, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.	96
Figura 52. a) VPL por MMC- 16 (h) - tarifa branca, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Consumo final e taxas de crescimento. Brasil, 1970 e 2004.....	24
Tabela 2. Estimativa da energia gerada por GD no período decenal. Brasil, 2015-24.....	33
Tabela 3. Maiores rebanhos bovino, por estado (mil cabeças). Brasil, 1990 a 2014.....	38
Tabela 4. Maiores rebanhos bovinos do Pará, por Município. Pará, ano de 2014.	38
Tabela 5. Maiores produtores de leite (milhão litros), por estado. Brasil, 1990 a 2014.....	39
Tabela 6. Maiores produtores de leite do Pará, por município. Pará, ano de 2014.	39
Tabela 7. Rebanhos confinados por regiões e UF (1.000 cabeças/ano). Brasil, 2010.	40
Tabela 8. Produção de resíduos pecuários e fatores de metanização, por tipo de animal.....	41
Tabela 9. Energia primária no setor pecuário. Brasil, regiões e UF, 2010 (ktep/ano).....	42
Tabela 10. Estimativa da energia gerada por GD no período decenal. Brasil, 2015-24.....	45
Tabela 11. Parâmetros para cálculo da produção de biogás.....	67
Tabela 12. Parâmetros para cálculo do VPL.	69
Tabela 13. Custo para instalação de tecnologia de conversão de biogás, por fabricante.....	71
Tabela 14. Parâmetros de consumo de biogás para o MCI do projeto.	71
Tabela 15. Custo para instalação do MCI.	71
Tabela 16. Parâmetros para distintos cenários de geração.....	72
Tabela 17. Investimento para implantação do digestor.....	72
Tabela 18. Custo de manutenção do grupo-gerador.	73
Tabela 19. Tarifas convencional e branca para classe rural, baixa tensão.....	74
Tabela 20. Variáveis, margens e distribuições do problema.	81
Tabela 21. Parâmetros iniciais para distintos cenários de geração.....	82
Tabela 22. Investimentos iniciais para digestor e MCI, e investimento total	82
Tabela 23. Custos de manutenção anual do MCI e digestor.	83
Tabela 24. Receitas brutas e líquidas por modalidade de tarifa.	83
Tabela 25. VPL para os distintos cenários de geração e tarifa.	84
Tabela 26. TIR para os distintos cenários de geração e tarifa.	85
Tabela 27. Payback para os distintos cenários de geração e tarifa.	86
Tabela 28. Resultados para oito, doze e dezesseis horas de geração em tarifa branca por MMC.	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIE	– Agência Internacional de Energia
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
APU	– <i>Airborne Power Unit</i>
Art	– Artigo
BNDES	– Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BEN	– Balanço Energético Nacional
CENBIO	– Centro Nacional de Referência em Biomassa
CGH	– Central Geradora Hidrelétrica
CH ₄	– Metano
CIBiogás-ER	– Centro Internacional de Energias Renováveis-Biogás
CO ₂	– Dióxido de carbono
COPEL	– Companhia Paranaense de Energia
CSTR	– <i>Continuous Stirred Tank Reactor</i> (reator de mistura contínua)
cte	– Constante
EPE	– Empresa de Pesquisa Energética
FUE	– Fator de Utilização de Energia
I	– Inciso
IEEE	– <i>Institute of Electrical and Eletronics Engineers</i>
MCA	– Motor de Combustão Alternativa
MCI	– Motor de Combustão Interna
MCID	– Ministério das Cidades
MMC	– Método de Monte Carlo
MME	– Ministério de Minas e Energia
Nº	– Número
ONS	– Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH	– Pequena Central Geradora
Port	– Portaria
Proinfra	– Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PROBIOGÁS	– Projeto de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil
PRODIST	– Procedimentos de Distribuição
REA	– Resolução Autorizativa
REN	– Resolução Normativa
RenovaBio	– Política Nacional de Biocombustíveis
RSU	– Resíduos Sólidos Urbanos
SE	– Secretaria de Energia Elétrica
SELIC	– Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SPE	– Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
SRD	– Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
ST	– Sólidos Totais
SV	– Sólidos Voláteis
TIR	– Taxa Interna de Retorno
TRH	– Tempo de Retenção Hidráulica
TUSD	– Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	– Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
USDA	– <i>United States Department of Agriculture</i>
VPL	– Valor Presente Líquido

LISTA DE UNIDADES E VARIÁVEIS

Q_{rg}	– Calor absorvido do regenerador
Q_c	– Calor absorvido da fonte quente
Q_f	– Calor cedido ao exterior
K	– Custo de capital
C_m	– Custo de Manutenção
C_d	– Custo de manutenção do digestor
C_G	– Custo de manutenção do gerador
B_d	– Demanda diária de biogás
D	– Dias
F_d	– Fator de disponibilidade
FC_t	– Fluxo de Caixa
h	– Hora
I	– Investimento
I_g	– Investimento do conjunto gerador
I_d	– Investimento do digestor
i_R	– Taxa interna de retorno
K	– kilo
M	– Mega
m^3	– Metro cúbico
T_R	– Período de retorno
P_G	– Energia gerada por hora
P	– Pressão
PD	– Produção de biogás por quilo de dejetos
PDB	– Produção diária de biogás

P_e	– Produção específica de dejetos bovinos
N	– Quantidade de animais
R_b	– Receita Bruta
R_L	– Receita Líquida
TF	– Tarifa por modalidade
T_c	– Temperatura alta
T_f	– Temperatura baixa
T	– Tempo
TC	– Tempo de confinamento
T	– Tera
tep	– Tonelada Equivalente de Petróleo
V	– Volume
V_G	– Vazão de biogás de alimentação do gerador
V_{dg}	– Volume do digestor
W	– Watt
Wh	– Watt-hora

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	10
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	13
LISTA DE UNIDADES E VARIÁVEIS	15
CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	19
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO.....	19
1.2. MOTIVAÇÃO	21
1.3. OBJETIVOS	22
1.3.1. OBJETIVO GERAL	22
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	22
CAPÍTULO 2. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA E A BIOMASSA NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA.....	24
2.1. A EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	24
2.2. FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	26
2.3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – GD	29
2.3.1. MARCO REGULATÓRIO DA GD NO BRASIL.....	31
2.3.2. AVANÇO DA GD NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	33
2.4. BIOMASSA	34
2.4.1. PROCESSOS DE CONVERSÃO DA BIOMASSA.....	36
2.4.2. POTENCIAL DE GERAÇÃO DE BIOGÁS A PARTIR DE RESÍDUOS DA AGROPECUÁRIA	37
2.4.2.1. O ESTADO DO PARÁ NO CENÁRIO DO BIOGÁS	37
2.4.2.2. PLANTAS GERADORAS DE BIOGÁS NO BRASIL	44
CAPÍTULO 3. O PROCESSO DE GERAÇÃO DO BIOGÁS NA PECUÁRIA E A CONVERSÃO EM ENERGIA ELÉTRICA.....	50
3.1. BIOGÁS.....	50
3.1.1. DIGESTÃO ANAERÓBIA	52
3.1.2. DIGESTORES.....	53
3.1.2.1. DIGESTOR CSTR.....	54
3.1.2.2. BIODIGESTOR DE LAGOA COBERTA-BLC	55
3.1.2.3. BIODIGESTOR DE LAGOA COBERTA COM MISTURADOR	56
3.2. TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE BIOGÁS EM ENERGIA ELÉTRICA	57
3.2.1. TURBINA A GÁS	58
3.2.2. MICROTURBINA A GÁS	60
3.2.3. TURBINA A VAPOR	61

3.2.4.	MOTOR DE COMBUSTÃO INTENA-MCI	62
3.2.5.	CICLO COMBINADO	64
CAPÍTULO 4. METODOLOGIA.....		66
4.1.	ESTIMA DA PRODUÇÃO DE BIOGÁS - METODOLOGIA CIBIOGÁS-ER.....	66
4.2.	AVALIAÇÃO ECONÔMICA.....	67
4.2.1.	PARÂMETROS ECONÔMICOS	70
4.3.	MÉTODO DE MONTE CARLO.....	74
4.3.1.	LEIS DE PROBABILIDADE	78
4.3.2.	MONTE CARLO APLICADO AO VPL	81
CAPÍTULO 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....		82
5.1.	PARÂMETROS ECONÔMICOS INICIAIS	82
5.1.1.	INVESTIMENTO INICIAL	82
5.1.2.	PROJEÇÃO DOS CUSTOS DE MANUTENÇÃO	83
5.1.3.	PROJEÇÃO DE RECEITAS BRUTA E LÍQUIDA	83
5.2.	ANÁLISE ECONÔMICA DETERMINÍSTICA.....	84
5.2.1.	VALOR PRESENTE LÍQUIDO-VPL.....	84
5.2.2.	TAXA INTERNA DE RETORNO-TIR.....	85
5.2.3.	PAYBACK-TEMPO DE RETORNO	86
5.3.	ANÁLISE ECONÔMICA PROBABILÍSTICA – VPL PELO MÉTODO DE MONTE CARLO.....	87
5.3.1.	TARIFA CONVENCIONAL	87
5.3.2.	TARIFA BRANCA	93
CAPÍTULO 6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....		99
6.1.	CONCLUSÃO	99
6.2.	TRABALHOS FUTUROS	100
REFERÊNCIAS.....		102
APÊNDICE A – RELATÓRIO DO CRYSTAL BALL-CENÁRIO DE 4 (QUATRO) HORAS DE GERAÇÃO NA MODALIDADE DE TARIFA CONVENCIONAL		109

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

O meio ambiente há muito tempo é o grande centro das discussões. Sua importância para a vida do planeta Terra já fora debatida inúmeras vezes, reafirmando a importância de sua preservação e isto passa, principalmente, pelo uso de fontes energéticas renováveis em substituição as fósseis. Neste sentido, a tendência de longo prazo da produção de energia apresenta um quadro de esgotamento progressivo das fontes tradicionais – hidroeleticidade, carvão, petróleo – e emergência por novas fontes, com destaque para as renováveis: solar, eólica e biomassa, por exemplo (BNDES, 2018). Esta última, embora de uso ainda restrito para a geração de eletricidade, tem sido objeto de vários estudos e aplicações, tanto em países desenvolvidos como em países em desenvolvimento, em busca de fontes mais competitivas de geração e a redução das emissões de dióxido de carbono (ANEEL, 2002).

Segundo Walter e Nogueira (1997), embora a biomassa tenha sido o primeiro vetor energético empregado pela humanidade e ainda seja uma fonte energética relevante, a produção de eletricidade a partir da biomassa é bastante restrita (apud EPE, 2007a). Até o início do século XX, a biomassa era tida como a principal fonte energética, foi quando se teve início a chamada “era do petróleo” e a biomassa energética ficou praticamente esquecida (ROSILLO-CALLE, 2000 apud COLDEBELLA *et al.*, 2008).

Apesar disso, a participação da biomassa como fonte de geração de energia elétrica no cenário mundial é crescente, indo de 0,2% da produção energética em 1980 para 2,3% em 2015 (EPE, 2018a). No Brasil, a participação da biomassa como fonte de energia também é crescente, representando 8,5% da produção da matriz energética brasileira em 2016 (EPE, 2017), com previsão de crescimento de 50% até 2024 (EPE, 2015a).

O crescimento do interesse no aproveitamento da biomassa é explicado por distintos fatores, entretanto, a facilidade e o baixo custo da obtenção desses substratos são destacáveis, pois qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica é classificada como biomassa (ANEEL, 2008).

No Brasil, mesmo que numa escala ainda reduzida e experimental, há a criação de incentivos à produção de energia pela queima do lixo urbano e pela utilização do metano associado a resíduos agropecuários. Como exemplo, em 2008 realizou-se o primeiro leilão de

energia elétrica gerada a partir de biomassa, que consistia na queima do bagaço de cana-de-açúcar (ANEEL, 2008).

Em parceria com a Alemanha, o PROBIOGÁS (Projeto de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil) vigente entre 2013 e 2017, contou com uma rede de parcerias nas esferas governamental, acadêmica e empresarial, e teve como objetivo contribuir para a ampliação do uso energético eficiente do biogás e, por conseguinte, para a redução de emissões de gases indutores do efeito estufa (MCID, 2015).

Ainda para o aproveitamento da biomassa, em dezembro de 2017 é lançado o RenovaBio (Política Nacional de Biocombustíveis) que tem como objetivo principal reconhecer o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética brasileira (MME, 2019a). Uma política pública relevante para incentivo ao aproveitamento inteligente da biomassa, ainda que estudos indiquem que o programa atinja grandes plantas geradoras em detrimento aos pequenos produtores que são maioria (STILPEN; STILPEN; MARIANI, 2018).

Destaca-se também o Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) criado e instituído pelo governo brasileiro em 2002, e revisado em 2003. O programa tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira por meio da redução da dependência da hidroeletricidade, a qual vem sofrendo situações críticas de disponibilidade hídrica, comprometendo a segurança energética e a garantia de oferta de energia (MME, 2019b). Diante disso, o Proinfa pretende até 2022 compor o atendimento de dez por cento do consumo anual de energia elétrica no país com fontes alternativas como a eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa (ANEEL, 2005).

O aproveitamento da biomassa é feito através da combustão direta, processos termoquímicos ou processos biológicos (ANEEL, 2015). Dentro desta última tecnologia, está a digestão anaeróbia – técnica foco deste trabalho – que consiste na decomposição do material pela ação de bactérias na ausência do ar, resultando na produção de biogás, composto basicamente de CH₄ (metano) e CO₂ (dióxido de carbono) (ANEEL, 2008).

Quanto a classificação, os substratos podem ser agrupados de acordo com a sua origem: florestal – madeira, por exemplo –; agrícola – soja, arroz e cana-de-açúcar, etc. –; e rejeitos urbanos e industriais – como os resíduos sólidos ou líquidos (ANEEL, 2008). Dentre as fontes de resíduos utilizados no setor agropecuário aproveitáveis para geração de biogás, estão os suínos, bovinos, equinos e de aves, variando alguns parâmetros como a produção de esterco por dia, o potencial de geração de biogás por kilo de esterco e a concentração de metano no biogás (CENBIO, 2012).

Na suinocultura, segundo dados de 2015 do USDA (*U. S. Department of Agriculture*, Departamento de Agricultura dos Estados Unidos, em português), o Brasil se destacou com o quarto maior plantel com 39 milhões de cabeças (USDA 2016 apud ABCS, 2016). Ainda segundo a USDA (2018) o Brasil foi o maior produtor de bovinos com 214,7 milhões de cabeça em 2018, com destaque para o estado do Pará entre os cinco maiores planteis (apud ABIEC, 2019). Tais números, mesmo que superficialmente e com necessária atualização, demonstram o potencial da agropecuária brasileira como fonte de resíduos orgânicos para a geração de biogás e posterior conversão em energia elétrica.

Diante disso, este trabalho versa sobre o potencial, custo para implantação e manutenção, e tecnologias para a produção de biogás a partir de resíduos bovinos. Em seguida, há a apresentação das tecnologias de conversão de biogás em energia elétrica, seus custos de investimento e manutenção. Por fim, há a análise da viabilidade de implantação de uma planta geradora de biogás para alimentação de um conjunto gerador de energia elétrica nos cenários de tarifas convencional e branca, e distintas horas de geração.

1.2. MOTIVAÇÃO

Em 2018, o Brasil permaneceu entre os principais produtores de suínos, com o quarto maior plantel, segundo a ABCS (Associação Brasileira dos Criadores de Suínos) (ABCS, 2018). Além disso, em 2018, o Brasil possuiu o segundo maior rebanho de bovinos (USDA, 2018 apud ABIEC, 2019). Estes números demonstram o potencial do crescimento econômico a partir do setor agropecuário. Entretanto, junto a isto, estima-se que os dejetos de suínos, em termos mundiais, representam quase 50% das emissões de metano (CH₄), seguido pela emissão do rebanho de vacas leiteiras (JUNIOR; *et al.*, 2009a). Estes números levantam a necessária reflexão sobre o atual sistema de produção agropecuária e seus impactos ambientais.

Segundo Junior *et al.* (2009b), a crescente busca pela maior produtividade no setor agropecuário não permite a visualização dos impactos negativos sobre o solo, acarretando sua destruição, tornando-o improdutivo, deteriorando paisagens, esgotando aquíferos e os recursos hídricos. Os autores resumem, com perfeição, o desafio do biogás no Brasil, ao afirmar que (JUNIOR *et al.*, 2009b):

Por ignorância ou por falta de criatividade, deixa-se de lado a reciclagem de subprodutos, particularmente os dejetos animais que contaminam o meio ambiente e contribuem com suas emissões de gases para o efeito estufa e a mudança climática.

Entretanto, o Brasil busca reverter este quadro e desempenha papel de destaque internacional no que se refere a discussões e negociações acerca das mudanças climáticas (EPE, 2018b). Como resultado disto, temos a elevada participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira. Dentre estas, a biomassa transformada em biogás através da digestão anaeróbia dos resíduos agropecuários se destaca como uma forma de promover a reciclagem e a geração de energia (RESENDE, 2015 apud EMBRAPA, 2018).

Diante disso, o reaproveitamento de resíduos animais para a geração de biogás e conversão em energia elétrica é uma das opções que proporciona a redução dos custos da produção animal e da emissão de gases do efeito estufa, de modo a impulsionar os índices de produtividade e colaborar para uma pecuária mais eficiente e sustentável (ABIEC, 2016 apud EMBRAPA, 2018).

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo realizar um estudo de viabilidade econômica de uma microgeração distribuída de energia elétrica a partir de biogás de resíduos bovinos.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- i. Apresentar a biomassa como fonte renovável de energia, demonstrando o avanço da sua participação na matriz energética brasileira;
- ii. Demonstrar a relevância da geração distribuída para a diversificação da matriz elétrica brasileira;
- iii. Analisar a viabilidade de uma microgeração distribuída de energia elétrica a partir de biogás, levantando os custos de implantação, custos de manutenção e receitas líquidas economizadas em distintos cenários de horas de geração de energia nas modalidades de tarifa convencional e branca, além de demonstrar a influência de cada uma dessas variáveis.

1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é organizado em 6 capítulos.

No primeiro capítulo, contextualiza-se sobre o meio ambiente, a biomassa e a produção agropecuária brasileira e expõe-se as motivações para o desenvolvimento do trabalho. Em seguida, são apresentados os objetivos geral e específicos, e a estrutura do mesmo.

No segundo capítulo são apresentadas as mudanças ocorridas na matriz energética brasileira com o aumento do consumo de energia elétrica, com a inserção de fontes renováveis e da geração distribuída de energia elétrica. Por fim, há a apresentação da biomassa e suas tecnologias de conversão em outras energias, com destaque para o biogás, demonstrando o potencial teórico no Pará e no Brasil, e as atuais plantas geradoras de biogás.

No terceiro capítulo é descrito o processo de geração de biogás na pecuária e sua posterior conversão em energia elétrica.

No quarto capítulo são apresentadas as metodologias para estimar de biogás e para análise de viabilidade econômica.

No quinto capítulo são apresentados os resultados do trabalho.

No sexto capítulo são apresentadas as conclusões e recomendações de trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA E A BIOMASSA NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

2.1. A EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Desde 1970, o Brasil experimenta um forte crescimento no consumo de energia elétrica, conforme como pode ser visto na Tabela 1. Segundo números já consolidados, o consumo final de energia elétrica foi de 16,2% dos 191 milhões de tep correspondentes ao consumo final do país em 2004, com um crescimento anual médio de 6,7%. Em comparação, no ano de 1970, o consumo final de energia elétrica representava apenas 5,5% (EPE, 2007b).

Fatores diversos contribuíram para o crescimento do consumo de energia elétrica. Dentre esses, o mais acentuado foi a substituição do consumo de lenha, que representava 45,6% do consumo final do país em 1970, contra 8,2% do consumo final em 2004. Entre outras alterações, pode-se também destacar o crescimento do uso dos subprodutos da cana de açúcar, do gás natural e dos derivados de petróleo (EPE, 2007b).

Tabela 1. Consumo final e taxas de crescimento. Brasil, 1970 e 2004.

Discriminação	Consumo final (mil tep)		Participações Percentuais		Taxa de Crescimento (% a. a)
	1970	2004	1970	2004	
Gás Natural	70	12185	0,1	6,4	16,4
Carvão Mineral	88	3594	0,1	1,9	11,5
Lenha	28345	15752	45,6	8,2	-1,7
Bagaço de cana	3149	20273	5,1	10,6	5,6
Eleticidade	3410	30923	5,5	16,2	6,7

Fonte: elaboração própria.

Além do crescente uso da energia elétrica, outras mudanças na matriz energética brasileira são resultado de fatores relevantes, como as crises de preço do petróleo no mercado internacional na década de 70, os processos de industrialização e de urbanização, o aumento populacional, o crescimento das preocupações com o meio ambiente e o próprio desenvolvimento tecnológico na oferta e no uso da energia elétrica a partir da expansão hídrica do setor elétrico com a construção de hidrelétricas de grande porte e o desenvolvimento do programa do álcool para uso veicular (EPE, 2007b).

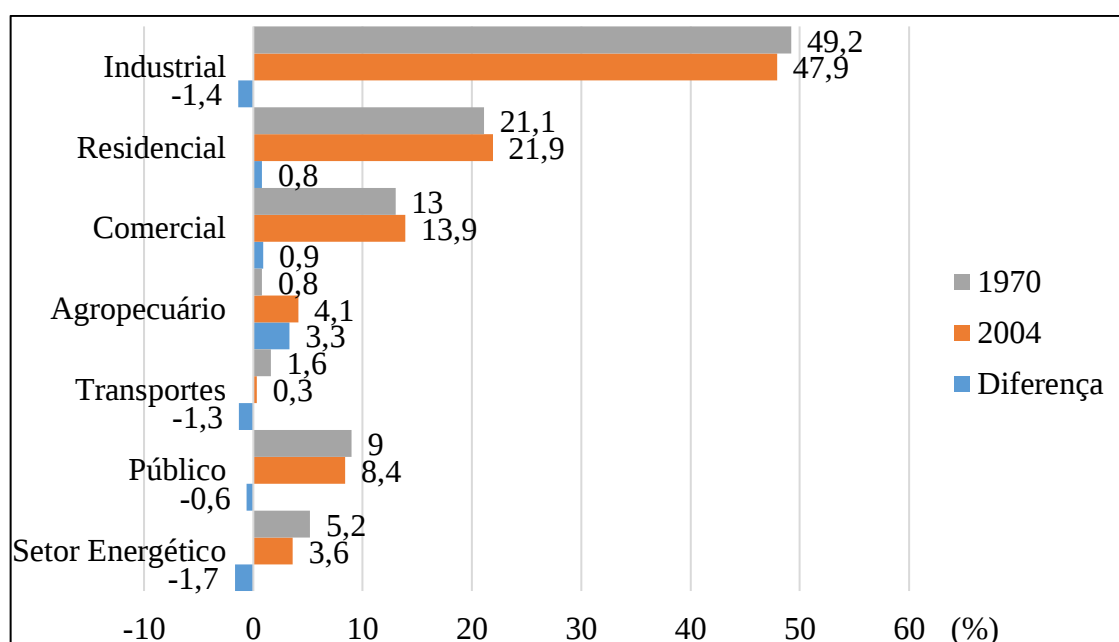
Pelo lado da demanda, o aumento do uso da energia elétrica ocorreu devido aos incentivos e a ampla expansão do número de consumidores residenciais ligados à rede de distribuição, ampliando os índices de eletrificação no país. Além do mais, a grande penetração de aparelhos eletroeletrônicos nas residências contribuiu para o aumento do consumo residencial (EPE, 2007b).

Na Figura 1 podem ser visualizadas as alterações ocorridas na matriz energética brasileira no período de 1970 a 2004, quando analisado o consumo de energia elétrica por setor. No setor industrial, houve uma queda na participação de 49,2% em 1970 para 47,9% em 2004. No mesmo período, o consumo final de energia elétrica no setor residencial passou de 21,1% para 21,9%. Contudo, em valores absolutos, o aumento do consumo foi significativo: indo de 19.535 GWh para 172.061 GWh, no setor industrial, e de 8.365 GWh para 78.577 GWh, no setor residencial (EPE, 2007b).

No mesmo sentido, os setores agropecuário e comercial experimentaram mudanças que resultaram no aumento do consumo de energia elétrica, representando em 2004, 4,1% e 13,9%, respectivamente. Aqui, um destaque para o setor agropecuário, que deve sua crescente participação no consumo elétrico devido ao aumento da mecanização e, principalmente, a adoção mais geral de práticas de irrigação nas plantações. Na contramão, os setores de transportes e público – este último considera a iluminação pública, distribuição de água e tratamento de esgotos –, tiveram suas participações percentuais no setor energético brasileiro reduzidas (EPE, 2007b).

Para o período de 2017 a 2027, sob influência de uma nova distribuição setorial econômica, a tendência indica um crescimento de 2,3% ao ano no consumo de energia elétrica. Contribuirão para este cenário, o consumo das classes comercial, residencial e outras, incluindo o setor agropecuário. Este último setor será o principal vetor de crescimento econômico do país até 2027, passando de um consumo na rede de 16,4% para 17% no decênio, assim as outras classes crescerão ao longo do decênio impulsionadas pelo consumo rural. Diante dessa tendência de crescimento do consumo de energia elétrica, vislumbra-se o aproveitamento da alta capacidade de produção ociosa atual e forte expansão de consumo via autoprodução (EPE, 2018c).

Figura 1. Consumo de energia elétrica por setor. Brasil, 1970-2004.



Fonte: elaboração própria.

2.2. FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, conforme exposto na Figura 2 (EPE, 2018d). No início, direcionadas a suprir regiões elétrica e geograficamente isoladas, as aplicações efetivas de fontes alternativas renováveis, como a energia solar fotovoltaica, a energia de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica, entre outras, agora direcionam-se para a complementação energética da rede convencional (EPE, 2007b).

Em comparação a 2010, o ano de 2011 teve a participação das renováveis na matriz elétrica brasileira ampliada para 88,9%. Em grande parte, devido às condições hidrológicas favoráveis e ao aumento da geração eólica (EPE, 2012). No ano seguinte, 2012, a participação caiu para 84,5% devido às condições hidrológicas desfavoráveis e ao aumento da geração térmica (EPE, 2013).

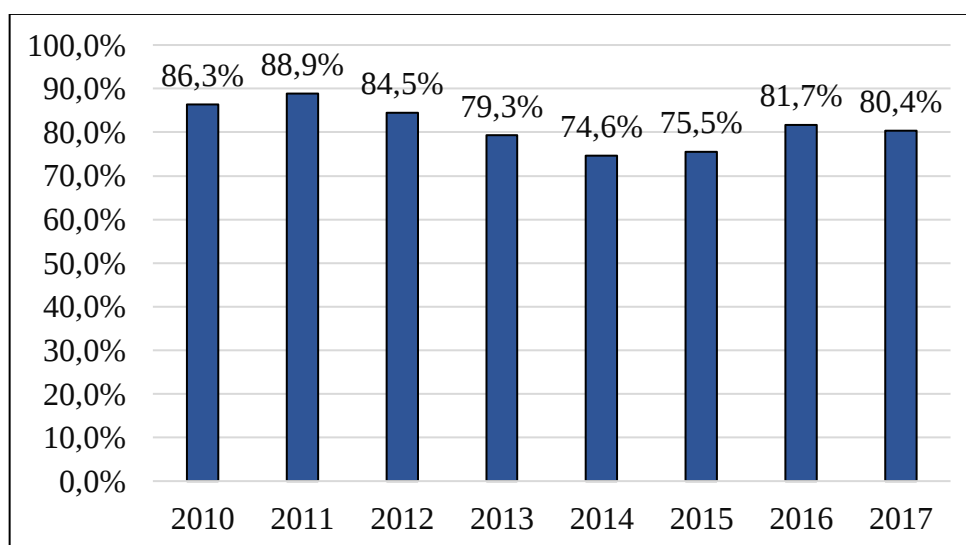
Em 2013 e 2014, a participação da energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira caiu para 79,3% e 74,6%, respectivamente. Essas reduções se devem, principalmente, às condições hidrológicas desfavoráveis e ao aumento da geração térmica (EPE, 2015b). Em contrapartida, no ano de 2015, com a queda da geração térmica a derivados de petróleo e o incremento das gerações a biomassa e eólica, e apesar da redução da oferta

hidráulica, há o crescimento da participação de renováveis na matriz elétrica para 75,5% (EPE, 2016).

No ano de 2016 há um novo aumento da participação das renováveis na matriz elétrica brasileira, agora com 81,7%, devido à queda da geração térmica a base de combustíveis fósseis e ao incremento das gerações eólica e hidráulica. Contudo, em 2017, há uma nova redução. Nesse ano, as fontes renováveis corresponderam a 80,4% da matriz elétrica brasileira. Apesar da queda da geração hidráulica, 2017 tem o crescimento da energia eólica como fator compensador do avanço da geração térmica a base de gás natural e derivados de petróleo (EPE, 2018e).

Segundo a EPE (2018c), resultados de simulações de operação indicam que a geração elétrica a partir de fontes renováveis alcançará 88% em 2027, sobretudo em função do aumento de geração a partir das energias eólica, solar e biomassa. E se considerar a fonte nuclear, a projeção da participação das renováveis vai a 91% do total da geração de energia elétrica em 2027.

Figura 2. Participação de renováveis na matriz elétrica brasileira. Brasil, 2010-2017.



Fonte: elaboração própria.

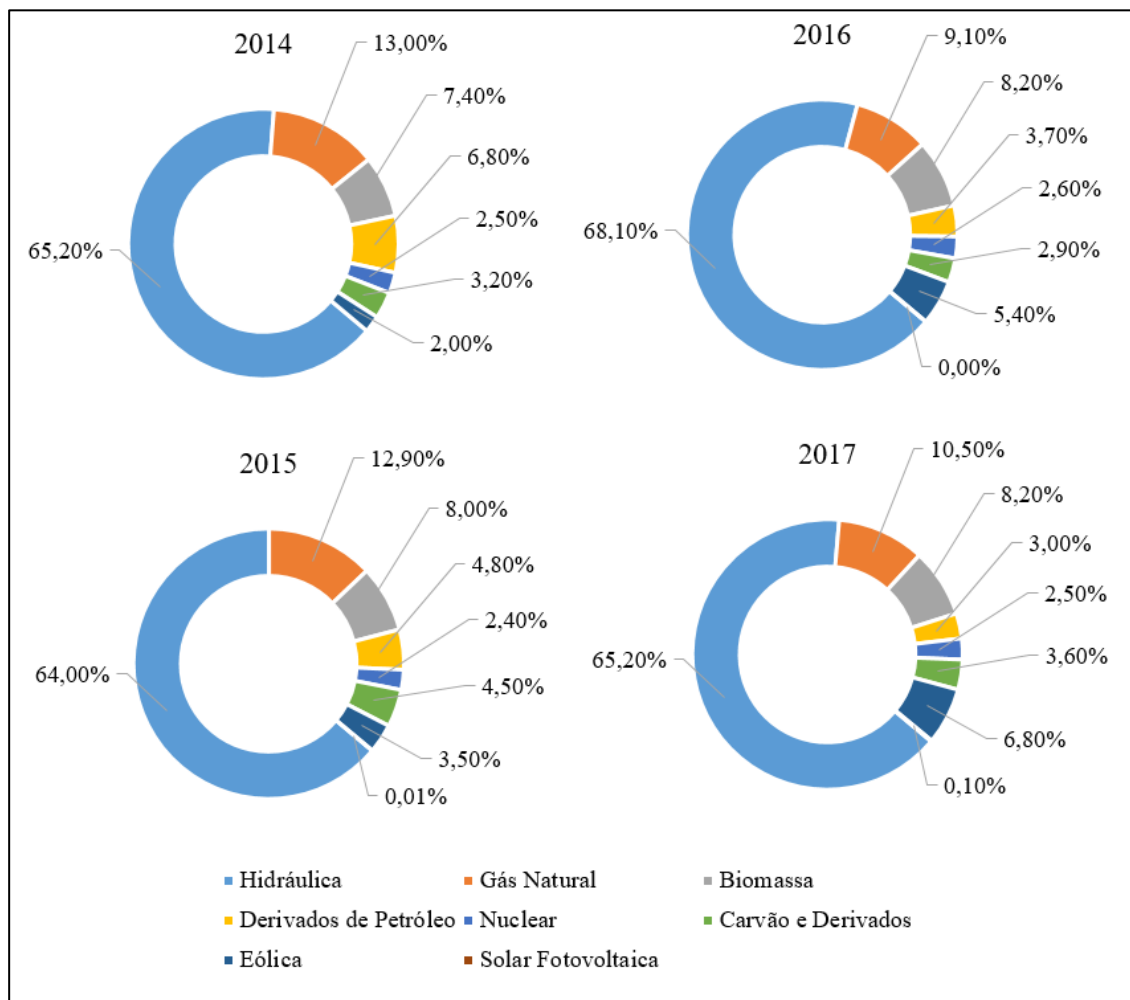
Grande parte da energia elétrica renovável é proveniente do setor hídrico como demonstra a Figura 3. Entretanto, o Brasil possui outras fontes renováveis com potencial de serem inseridas em maior escala que a atual na matriz elétrica brasileira, como a eólica, solar e a biomassa (EPE, 2018e).

É consensual que o Brasil apresenta grandes vantagens comparativas, dada a disponibilidade de recursos renováveis no país. E isso nos permite pensar o futuro do país

considerando a manutenção de uma matriz elétrica limpa (EPE, 2007b). Neste sentido, Castro *et al.* (2012) destacam que:

O Brasil é uma exceção no setor elétrico mundial na medida em que conta com recursos naturais endógenos e renováveis suficientes para expandir a oferta de energia elétrica nas próximas décadas sem estar sujeito a restrições impostas pela necessidade de mitigar as alterações climáticas.

Figura 3. Matriz elétrica brasileira. Brasil, 2014-2017.



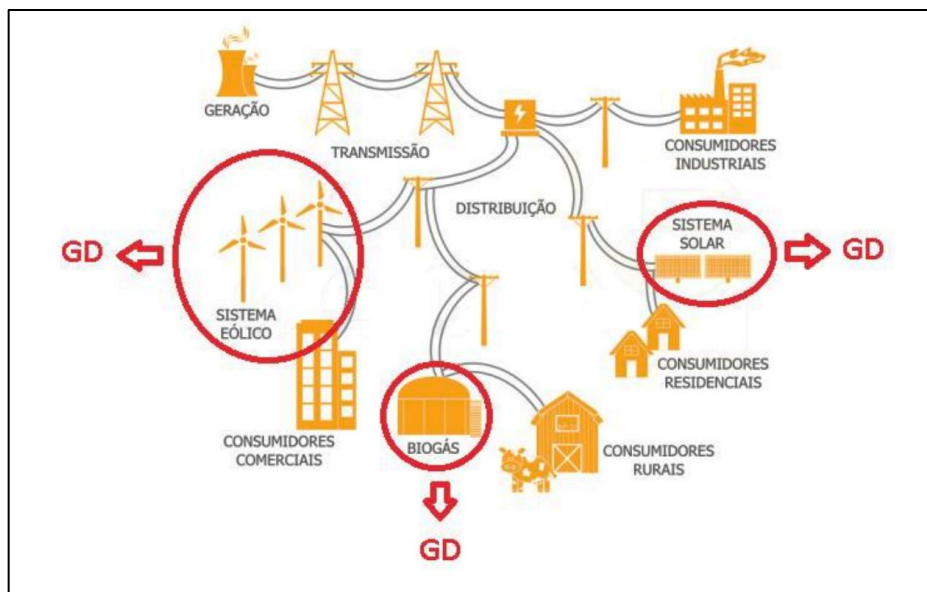
Fonte: elaboração própria.

Diante do crescimento da participação das fontes renováveis nos últimos anos, a expectativa é a manutenção do aspecto limpo da matriz elétrica brasileira. Pois o estabelecimento de metas de redução dos gases causadores do efeito estufa, bem como a diminuição dos estoques dos combustíveis fósseis, contribui para que as fontes renováveis e menos poluentes ganhem um impulso inédito (EPE, 2007b).

2.3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – GD

Na Figura 4 é representado o esquemático de uma rede com GD (geração distribuída). Nesse modelo de geração, há várias tecnologias que podem ser empregadas a partir de fontes incentivadas de energia, tais como: PCH, CGH, biomassa, eólica, solar fotovoltaico e cogeração qualificada (ANEEL, 2011).

Figura 4. Representação esquemática de geração distribuída.



Fonte: Azevedo, 2016.

Conceitualmente, são diversas as definições do que é geração distribuída. O IEEE (*Institute of Electrical and Eletronics Engineers*, Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos, em português), define a GD como uma central de geração pequena o suficiente para estar conectada à rede de distribuição e próxima do consumidor (apud COSTA, 2017).

Para Severino, Camargo e Oliveira (2008), GD é:

A denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região.

A nível nacional, A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) define que a geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica (ANEEL, 2016). Mais adiante, A ANEEL subdivide a geração distribuída em duas novas definições: mini e microgeração distribuída. Essas são definidas como (ANEEL, 2015):

A Art. 2º [...]

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Complementar à geração distribuída, a ANEEL regulamentou novas configurações de ligação à rede de energia, sendo as seguintes: sistema de compensação de energia elétrica, empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto. Essas modalidades de ligação à rede convencional de energia elétrica são definidas como (ANEEL, 2015):

Art. 2º [...]

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;

VI - empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

VII - geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
VIII - autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

A GD, considerando a característica da proximidade da geração da carga, oferece múltiplas vantagens. A ANEEL (2010) cita a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; o menor tempo de implantação; a redução de perdas; a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga

pesada; o provimento de serviços ancilares, como a geração de energia reativa; e a diversificação da matriz energética. Haddad (2010) destaca outras vantagens, como: a redução do carregamento dos condutores e o aumento da confiabilidade do sistema (apud COSTA, 2017).

Entretanto, a GD apresenta desvantagens como o aumento da complexidade de operação da rede de distribuição, que passará a ter fluxo bidirecional de energia; a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes; o aumento da dificuldade para controlar o nível de tensão da rede no período de carga leve; a alteração dos níveis de curto-circuito das redes; o aumento da distorção harmônica na rede; a intermitência da geração devido à dificuldade de previsão de disponibilidade do combustível (radiação solar, vento, água, biogás); a alta taxa de falhas dos equipamentos; o alto custo de implantação; e o tempo de retorno elevado para o investimento (ANEEL, 2010).

Contudo, de forma geral, a ANEEL (2010) destaca que o conceito de geração distribuída, o qual vem sendo cada vez mais difundido na engenharia dos sistemas energéticos no Brasil, contribui para uma participação crescente das fontes alternativas na geração de eletricidade.

2.3.1. MARCO REGULATÓRIO DA GD NO BRASIL

No Brasil, o marco regulatório da geração distribuída se dá a partir da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia com a inclusão da geração distribuída (BRASIL, 2004a), e do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que define geração distribuída (BRASIL, 2004b). Em 29 de julho de 2008, a ANEEL, através da Resolução Autorizativa-REA nº 1.482, autoriza a Copel (Companhia Paranaense de Energia) a implantar o projeto piloto de geração distribuída com saneamento ambiental. Este projeto é relevante, pois estimulou a produção de energia elétrica em pequenas propriedades rurais a partir do biogás produzido com o aproveitamento do resíduo orgânico animal, possibilitando ainda a venda da energia elétrica excedente à Copel (BRASIL, 2008).

Por meio da Portaria-Port. nº 36, de 26 de novembro de 2008, o MME (Ministério de Minas e Energia) constituiu o GT-GDSF (Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos) composto por especialistas de Centros de Pesquisas, com núcleo de excelência na área de energia solar, além de técnicos da SE (Secretaria de Energia Elétrica) e da SPE (Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético). O grupo tinha como objetivo, dentre outros, elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados a

subsidiar definições competentes acerca de uma proposta de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas (MME, 2009).

A Portaria. da ANEEL nº 1.447, de 12 de janeiro de 2010, aprovou a Agenda Regulatória Indicativa da SRD (Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição) para o ano de 2010, na qual consta o seguinte objetivo: “9 – diminuir os obstáculos para o acesso de pequenas centrais geradoras aos sistemas de distribuição” (ANEEL, 2010a). Em seguida, a ANEEL promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 com o objetivo de (ANEEL, 2010b):

Apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil, e em outros países, para incentivar a geração distribuída de pequeno porte a partir de fontes renováveis de energia conectada na rede de distribuição e receber contribuições dos agentes interessados e sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes.

No ano seguinte, A ANEEL realizou a Audiência Pública nº 42/2011 com objetivo de “obter contribuições à minuta de Resolução Normativa que busca reduzir as barreiras para a instalação de micro e minigeração distribuída incentivada e alterar o desconto na TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e da TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão) para usinas com fonte solar” (ANEEL, 2011a).

A resposta às consulta e audiência foi a Resolução Normativa-REN nº 482, de 17 de abril de 2012 que “estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências” (ANEEL, 2012).

Com o objetivo de “obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta que revisa a REN nº 482”, a ANEEL realizou a Audiência Pública nº 26/2015 (ANEEL, 2015a). Esta audiência resulta na REN nº 687, que “altera a Resolução Normativa nº 482 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição-PRODIST”, atualizando os conceitos de micro e minigeração distribuída, o sistema de compensação de energia elétrica, o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, a geração compartilhada e o autoconsumo remoto (ANEEL, 2015).

O PRODIST descreve o processo de acesso de micro e minigeração distribuída, etapas para viabilização, critérios técnicos e operacionais, requisitos de projetos e dá outras providências (ANEEL, 2017). A REN nº 482 de 2012, alterada pela REN nº 687 de 2015 regulamenta a geração de energia elétrica por micro e minigeração distribuída, a compensação e a venda do excedente na rede de distribuição (ANEEL, 2015).

2.3.2. AVANÇO DA GD NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

No horizonte decenal de 2015 a 2024, estima-se que a geração distribuída seja responsável por 92 TWh da demanda de energia elétrica no Brasil, de acordo com a Tabela 2. Apesar de 98% da atual GD – 2015 a 2019 – ser proveniente de grandes plantas, é a geração distribuída de pequeno porte que deve observar as maiores taxas de crescimento em termos de capacidade instalada e energia gerada com expectativa de alcançar um crescimento médio de 64% a.a. no período decenal (EPE, 2016a).

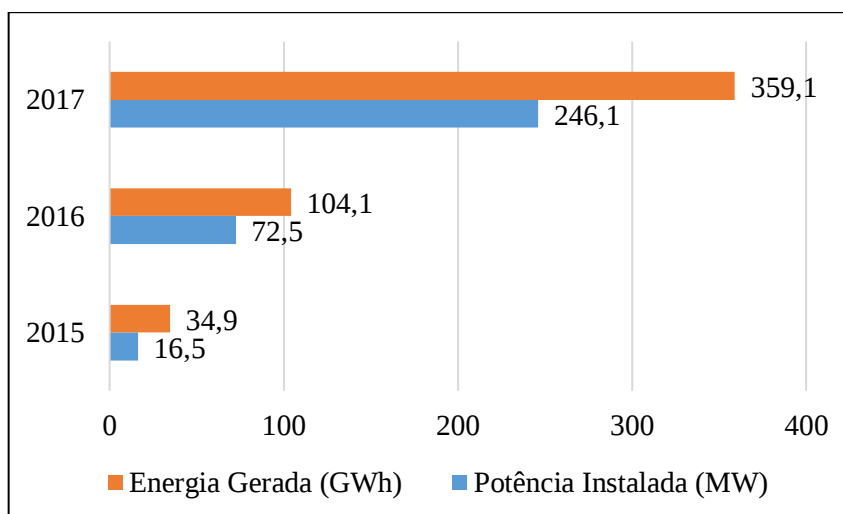
Tabela 2. Estimativa da energia gerada por GD no período decenal. Brasil, 2015-24.

Porte da GD	Energia Gerada (GWh)		
	2015	2019	2024
Grande	56380	73802	90405
Pequeno (Fotovoltaica)	22	148	1593
Total	56402	73950	91998

Fonte: elaboração própria.

A partir de 2016, o BEN (Balanço Energético Nacional) ano base 2015, inicia uma série de publicações com dados referentes à capacidade instalada e energia gerada na modalidade de geração distribuída de energia elétrica. Esses dados estão sintetizados na Figura 5 e demonstram o crescimento da geração distribuída instalada e da energia gerada – passando de 16,5 MW para 246,1 MW, e de 34,9 GWh para 359,1 GWh, de 2015 para 2017, respectivamente – devido, principalmente, às ações regulatórias que viabilizaram a compensação da energia excedente (EPE, 2016; EPE, 2017b; EPE, 2018e).

Figura 5. Potência instalada e energia gerada por geração distribuída. Brasil, 2015-2017.



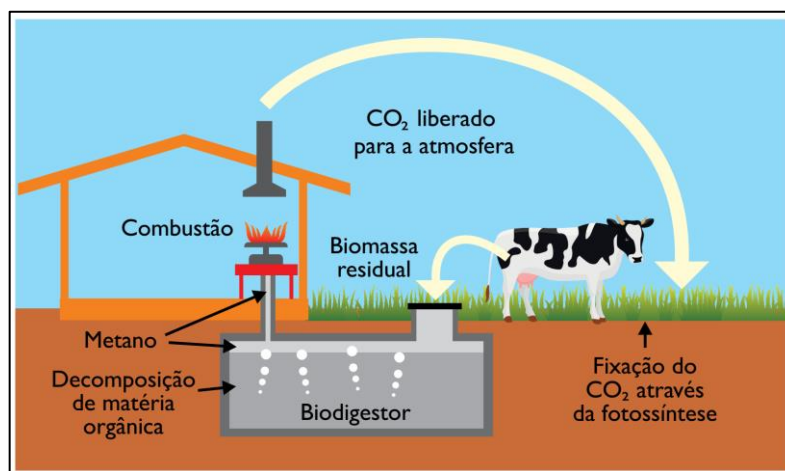
Fonte: elaboração própria.

2.4. BIOMASSA

Segundo a EPE (2018d), a biomassa, destinada ao aproveitamento energético, é uma fonte primária de energia não fóssil que consiste em matéria orgânica de origem animal ou vegetal, com energia armazenada sob a forma de energia química. Para a ANEEL (2005), do ponto de vista energético, para fim de outorga de empreendimentos do setor elétrico, biomassa é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica, de origem animal ou vegetal, que pode ser utilizada na produção de energia. Ainda segundo a ANEEL (2008), biomassa é qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica.

A biomassa é considerada como recurso renovável porque faz parte do fluxo natural e repetitivo dos processos na natureza. No processo simplificado da Figura 6, as plantas iniciam o processo de fotossíntese para captar a energia solar. Ao sofrer combustão, a energia armazenada da biomassa é liberada na forma de calor. O processo libera CO_2 que é absorvido pelas plantas, assim fechando o ciclo do carbono (SULGÁS, 2008).

Figura 6. Representação esquemática do ciclo do carbono.



Fonte: SULGÁS, 2008.

Quanto a origem, EPE (2018d) classifica a biomassa com fins energéticos nas três grandes categorias seguintes: biomassa energética florestal, seus produtos e subprodutos ou resíduos; biomassa energética da agropecuária, as culturas agroenergéticas e os resíduos e subprodutos das atividades agrícolas, agroindustriais e da produção animal; e rejeitos urbanos.

Normalmente, a geração de energia elétrica em plantas com o uso de biomassa é um subproduto de outro sistema de produção. Este tipo de planta geradora aproveita uma energia desperdiçada com resíduos de biomassa que anteriormente não eram aproveitados, como, por exemplo, o bagaço de cana ou o cavaco de madeira, ou seja, o objetivo principal do empreendimento não é a produção de energia elétrica, mas sim outro produto (MME, 2019c).

Segundo estudos, a quantidade estimada de biomassa existente na Terra é de aproximadamente 1,8 trilhão de toneladas (ANEEL, 2008). E, de acordo com o mapeamento feito pelo Plano Nacional de Energia 2030, a melhor região do planeta para a produção da biomassa é a faixa tropical e subtropical, entre o Trópico de Câncer e o Trópico de Capricórnio. Entretanto, regiões do hemisfério norte, como os Estados Unidos e União Europeia, se destacam com o uso de biomassa para a geração de etanol. O primeiro, a partir do milho e do trigo, da madeira e do *switchgrass* – uma variedade de grama. A segunda, com base principalmente na beterraba (ANEEL, 2008).

Na faixa tropical e subtropical do planeta, estão alguns países das Américas Central e do Sul, como o Brasil, além do continente africano e da Austrália. Contudo, esses dois últimos são caracterizados pela existência de áreas desérticas e, portanto, pouco propensas à produção agrícola (ANEEL, 2008). Já o Brasil ganha destaque, pois, além da grande quantidade de terra agriculturável, apresenta solo e condições climáticas adequadas (ANEEL, 2008). Neste sentido, ANEEL (2005), afirma que:

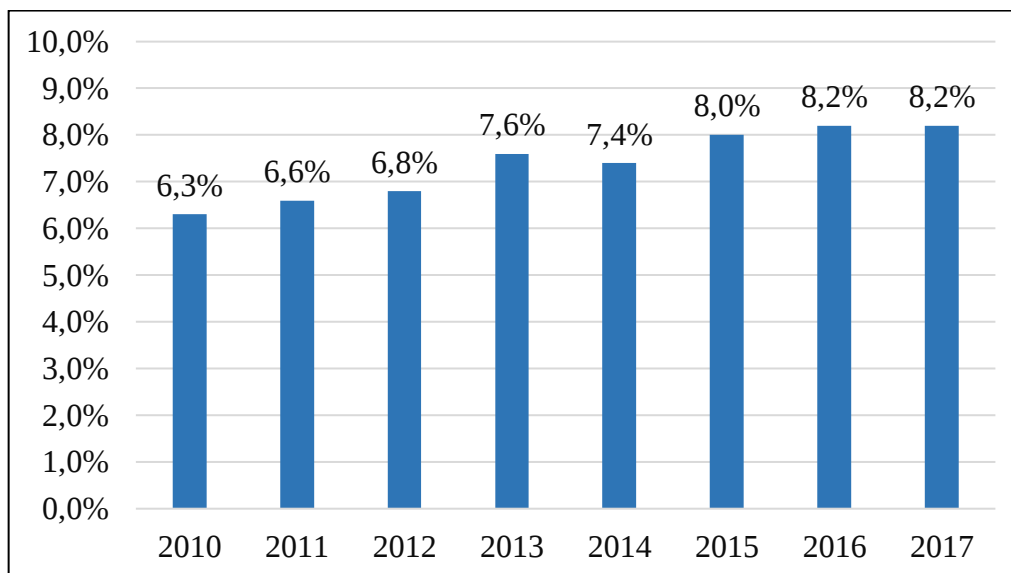
No Brasil, a imensa superfície do território nacional, quase toda localizada em regiões tropicais e chuvosas, oferece excelentes condições para a produção e o uso energético da biomassa em larga escala. Além da produção de álcool, queima em fornos, caldeiras e outros usos não-comerciais, a biomassa apresenta grande potencial no setor de geração de energia elétrica.

Estimativas da AIE (Agência Internacional de Energia) indicavam que a biomassa ocuparia uma menor proporção na matriz energética mundial – cerca de 11% em 2020 (AIE, 1998 apud ANEEL, 2005). Entretanto, outros estudos indicam que o uso da biomassa deverá se manter estável ou até mesmo aumentar, por duas razões: crescimento populacional e urbanização, e melhoria nos padrões de vida (HALL; HOUSE; SCRASE, 2000 apud ANEEL, 2005).

Ao contrário do que ocorre com outras fontes, não existe um ranking mundial dos maiores produtores de biomassa, apenas estatísticas sobre os principais derivados (ANEEL, 2008). No Brasil, foi crescente o uso da biomassa como fonte de energia elétrica, saltando de 6,3% para 8,2% no período de 2010 a 2017, conforme Figura 7 (EPE, 2018e). Segundo Barin (2012), um dos motivos que levam a sua expansão se deve efetivamente às principais características dos empreendimentos correlacionados a geração distribuída de pequeno porte a partir da biomassa que favorecem sua instalação nas proximidades dos centros de consumo e suprimento (apud COSTA, 2017). Além disso, contribuem os empreendimentos de maior porte, como as usinas de cana-de-açúcar, que das 367 usinas em operação, cerca de 223 unidades comercializam energia e aproximadamente 60% destas o fazem através de leilões de energia

(EPE, 2018c). Esse grande potencial da biomassa e seu aproveitamento como fonte energética faz com que se tenha a necessidade de aprofundar o conhecimento no que se refere a sua oferta, composição e real potencial energético (SULGÁS, 2008).

Figura 7. Participação da biomassa na matriz elétrica brasileira.



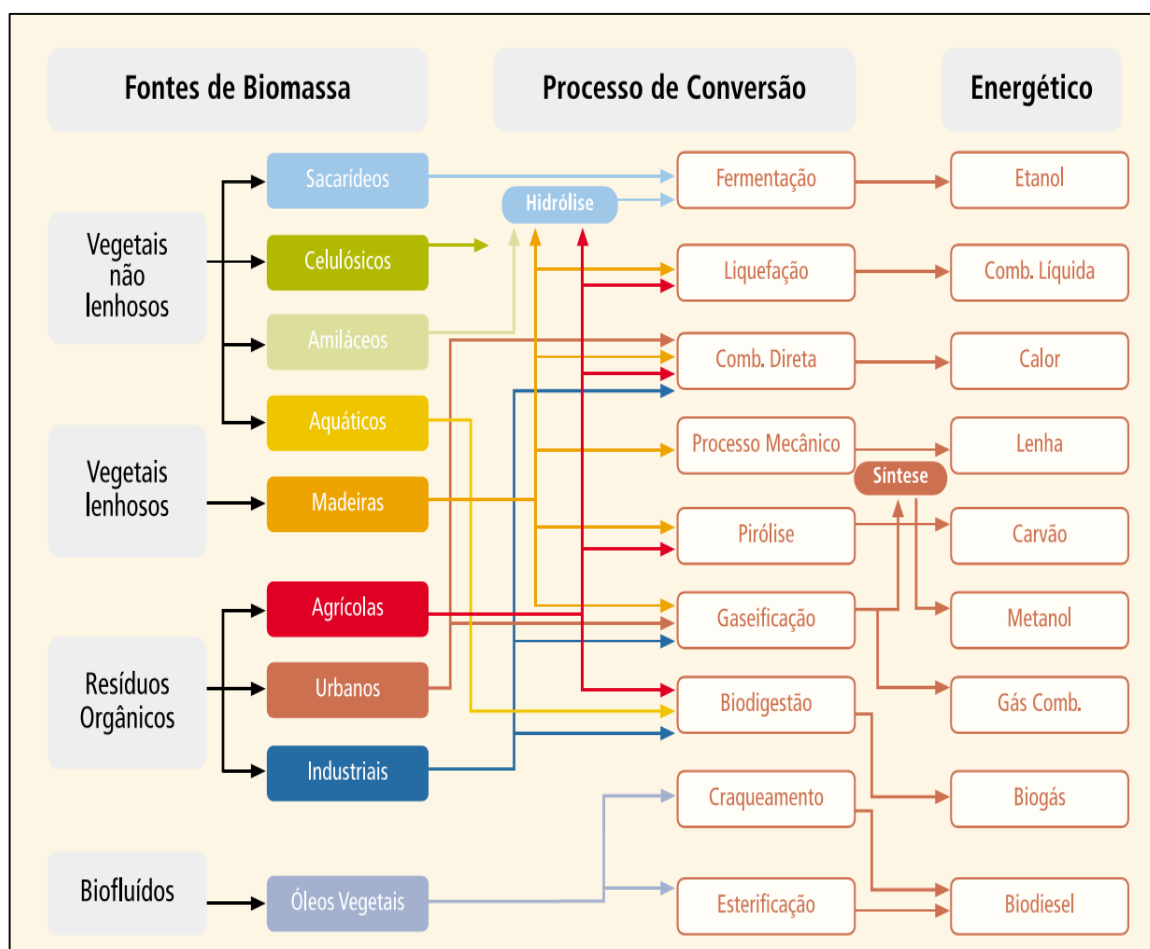
Fonte: elaboração própria.

2.4.1. PROCESSOS DE CONVERSÃO DA BIOMASSA

Há distintos processos disponíveis para conversão da energia da biomassa, de acordo com a fonte e da forma como deseja aproveitar a energia. Esses processos de conversão podem liberar a energia diretamente, sob a forma de calor ou eletricidade, ou convertê-la em outra forma, como o biocombustível líquido ou biogás. Dependendo do tipo da biomassa, há ainda a possibilidade de empregar múltiplas tecnologias de conversão, a exemplo dos resíduos agrícolas que podem passar por fermentação ou biodigestão (SULGÁS, 2008).

As fontes de biomassas, os processos de conversão e os subprodutos energéticos são representados no esquemático da Figura 8. Basicamente, o aproveitamento da biomassa pode ser feito por meio da combustão direta, com ou sem processos físicos de secagem, classificação, compressão, corte, quebra; por meio de processos termoquímicos como a gaseificação, pirólise, liquefação e transesterificação; ou através de processos biológicos que abrangem a digestão anaeróbia e a fermentação (ANEEL, 2005).

Figura 8. Diagrama esquemático dos processos de conversão energética da biomassa.



Fonte: ANEEL, 2005.

2.4.2. POTENCIAL DE GERAÇÃO DE BIOGÁS A PARTIR DE RESÍDUOS DA AGROPECUÁRIA

Nesta subseção é abordado o potencial de geração de biogás a partir de resíduos orgânicos agropecuários. Inicialmente, versa-se sobre o potencial de geração de biogás no Brasil, como foco no estado do Pará. Em seguida, são demonstradas as plantas de biogás no Brasil, agrupando-as por porte, segmento, produção média e destinação final do biogás.

2.4.2.1. O ESTADO DO PARÁ NO CENÁRIO DO BIOGÁS

Em 2014, o Brasil foi o segundo maior produtor de carne bovina do mundo com, aproximadamente, 212 milhões de cabeça de bovinos, ficando atrás apenas dos Estados Unidos. Desse total, o rebanho bovino no Estado do Pará superou 19 milhões de animais ou cerca de 10% do total nacional, conforme Tabela 3. O rebanho paraense correspondia a 43,4% do

rebanho da região norte que, por sua vez, representava 21,6% da produção nacional (EMBRAPA AMAZÔNIA ORIENTAL, 2017).

Tabela 3. Maiores rebanhos bovino, por estado (mil cabeças). Brasil, 1990 a 2014.

Brasil/Estado	1990	2000	2010	2011	2012	2013	2014
Brasil	147.102	169.876	209.541	212.815	211.279	211.764	212.344
Mato Grosso	9.041	18.925	28.757	29.266	28.741	28.395	28.592
Minas Gerais	20.472	19.975	22.698	23.908	23.966	24.201	23.707
Goiás	17.635	18.399	21.348	21.745	22.046	21.580	21.538
Mato Grosso do Sul	19.164	22.205	22.354	21.554	21.498	21.047	21.004
Pará	6.182	10.271	17.633	18.263	18.605	19.165	19.911
Rio Grande do Sul	13.715	13.601	14.469	14.478	14.141	14.037	13.957
Rondônia	1.719	5.664	11.842	12.182	12.218	12.330	12.744
Tocantins	4.309	6.142	7.994	8.025	8.082	8.141	8.062

Fonte: elaboração própria.

Em 2014, a maior concentração de bovinos no estado do Pará ocorreu nas regiões sudeste e sudoeste paraense, representando, juntas, 87% do total do rebanho, com destaque para o Município de São Félix do Xingu com 11% do rebanho total do estado. Os dez municípios paraenses com maior rebanho são apresentados na Tabela 4. Juntos, esses municípios respondiam por 42% do plantel paraense (EMBRAPA AMAZÔNIA ORIENTAL, 2017).

Tabela 4. Maiores rebanhos bovinos do Pará, por Município. Pará, ano de 2014.

Município	Nº de Cabeças	(%)
São Félix do Xingu	2.213.310	11,12
Novo Repartimento	959.056	4,82
Marabá	900.000	4,52
Cumaru do Norte	743.174	3,73
Altamira	687.535	3,45
Santana do Araguaia	613.911	3,08
Novo Progresso	590.273	2,96
Água Azul do Norte	585.400	2,94
Santa Maria das Barreiras	544.541	2,73
Pacajá	536.460	2,69

Fonte: elaboração própria.

Em 2014, a produção de leite do Brasil foi de, aproximadamente, 35,2 bilhões de litros, conforme Tabela 5. Desse total, os cinco estados com maiores produções foram: Minas Gerais (26,6%), Rio Grande do Sul (13,3%), Paraná (12,9%), Goiás (10,5%) e Santa Catarina (8,5%), que juntos respondiam por 71,8% da produção nacional. O Pará, com 554,2 milhões de litros, aparecia na décima posição (EMBRAPA AMAZÔNIA ORIENTAL, 2017).

Tabela 5. Maiores produtores de leite (milhão litros), por estado. Brasil, 1990 a 2014.

Brasil/Estado	1990	2000	2010	2011	2012	2013	2014
Brasil	14.484	19.767	30.715	32.096	32.304	34.255	35.174
Minas Gerais	4.291	5.865	8.388	8.756	8.906	9.309	9.367
Rio Grande do Sul	1.452	2.102	3.634	3.879	4.049	4.509	4.685
Paraná	1.160	1.799	3.596	3.816	3.969	4.347	4.533
Goiás	1.072	2.194	3.194	3.482	3.546	3.777	3.684
Santa Catarina	650	1.003	2.381	2.531	2.718	2.918	2.983
São Paulo	1.961	1.861	1.606	1.601	1.690	1.676	1.777
Bahia	744	725	1.239	1.181	1.079	1.163	1.212
Rondônia	158	422	803	707	717	920	941
Mato Grosso	214	423	708	743	722	682	721
Pará	231	380	564	591	561	539	554

Fonte: elaboração própria.

No Estado do Pará, a produção de leite estava concentrada na região sudeste paraense, que participava com 70,95% da produção, em 2014. Os dez maiores municípios produtores de leite, com 38,03% da produção paraense, são apresentados na Tabela 6 (EMBRAPA AMAZÔNIA ORIENTAL, 2017).

Tabela 6. Maiores produtores de leite do Pará, por município. Pará, ano de 2014.

Município	Leite (mil litros)	(%)
Água Azul do Norte	28.974	5,23
Piçarra	24.679	4,45
Paragominas	22.500	4,06
Rio Maria	22.389	4,04
Xinguara	21.841	3,94
São Félix do Xingu	21.535	3,89
Eldorado dos Carajás	18.164	3,28
Itaituba	17.416	3,14
Marabá	17.280	3,12
São Geraldo do Araguaia	16.000	2,89

Fonte: elaboração própria

A EMBRAPA AMAZÔNIA ORIENTAL (2017) destaca que a criação animal constitui importante fonte de renda e ocupação para os pequenos produtores no Estado do Pará, assim como contribui, significativamente, na garantia de sua segurança alimentar. Esse segmento, portanto, representa um potencial para o fomento regional em razão do crescimento populacional, da carência de áreas em outras regiões produtoras e das condições edafoclimáticas favoráveis.

Contudo, paralelo ao incentivo à produção pecuária, deve ser tratado o impacto ao meio ambiente. Dessa forma, com o intuito de diminuir a agressão ao meio ambiente, os resíduos da criação de animais podem ser utilizados como fonte energética, conforme provam diversos empreendimentos em curso nos mais variados países do mundo (EPE, 2014).

No Brasil ainda são poucas as experiências neste sentido. Mas esta situação vem sendo contornada junto aos criadores de suínos e aves – rebanhos já confinados – uma vez que a energia demandada, os riscos de contaminação do solo e dos recursos hídricos, e a oportunidade de obtenção de créditos de carbono têm contribuído para a busca de alternativas sustentáveis (EPE, 2014).

Com o advento das mudanças climáticas, essas fontes passaram a ter maior apelo, pois, além de serem renováveis, seu aproveitamento evita a decomposição dos dejetos que provocariam a emissão de metano para a atmosfera e de chorume para o solo, assim como substitui os combustíveis fósseis que seriam utilizados para gerar aquela mesma quantidade de energia (EPE, 2014).

No estudo da EPE (2014), é levantado o potencial disponível de biogás a partir de resíduos agropecuários no Brasil. Para isso, os resíduos pecuários estudados se restringiram aos de plantéis confinados, ou seja, onde é possível a instalação de um sistema de coleta e há a necessidade de tratamento dos rejeitos. Assim, foram analisados os rebanhos de aves, de suínos e bovinos leiteiros. A Tabela 7 reúne os rebanhos de 2010 por UF (unidade federativa) considerados para a estima do potencial.

Tabela 7. Rebanhos confinados por regiões e UF (1.000 cabeças/ano). Brasil, 2010.

Região/UF	Bovinos Leiteiros	Suínos	Aves
Rondônia	1.083	250	4.070
Acre	71	151	1.899
Amazonas	112	100	4.076
Roraima	19	76	1.021
Pará	764	735	12.509
Amapá	9	30	61
Tocantins	526	266	4.156
Norte	2.583	1.607	27.791
Maranhão	574	1.295	9.286
Piauí	158	950	9.743
Ceará	539	1.168	25.415
Rio Grande do Norte	258	193	4.610
Paraíba	239	147	10.423
Pernambuco	576	421	33.717
Alagoas	149	155	5.334

Sergipe	221	100	6863
Bahia	2.212	1.768	34.060
Nordeste	4.927	6.197	139.451
Minas Gerais	5.447	5.022	96.972
Espírito Santo	395	263	22.252
Rio de Janeiro	415	155	14.576
São Paulo	1.488	1.694	221.449
Sudeste	7.744	7.133	355.248
Paraná	1.550	1.694	265.521
Santa Catarina	979	5.096	173.768
Rio Grande do Sul	1.496	7.818	148.355
Sul	4.025	14.607	587.644
Mato Grosso do Sul	528	1.062	25.760
Mato Grosso	618	2.110	41.022
Goiás	2.480	2.047	54.913
Distrito Federal	21	157	7.083
Centro-Oeste	3.646	5.375	128.779
Brasil	22.925	34.921	1.238.913

Fonte: elaboração própria.

Para estimar o potencial energético dos resíduos pecuários optou-se por avaliar apenas a biodigestão, pois este processo de conversão de biomassa não depende de outros materiais. Para isso, foram utilizados os plantéis da Tabela 7 e os dados de produção de resíduos e fatores de metanização de esterco por categoria de animal, comparados de diferentes referências, conforme a Tabela 8 (EPE, 2014).

Tabela 8. Produção de resíduos pecuários e fatores de metanização, por tipo de animal.

Rebanho	Produção de Resíduos ($kg_{esterco} \cdot animal^{-1} \cdot dia^{-1}$)	Fatores de Metanização ($m^3 \cdot CH_4 \cdot t_{resíduo}^{-1}$)
Bovino	15,0	24,0
Suíno	2,5	46,8
Ave de postura	0,18	91,9

Fonte: elaboração própria.

Em seguida, é apresentada na Tabela 9 a consolidação da energia primária disponível nos resíduos agropecuários em biogás, de acordo com o tipo de animal, por unidade da federação, por região e no Brasil (EPE, 2014). Através desses dados, é possível verificar que, apesar da produção específica de resíduos do plantel avícola ser a menor entre os três plantéis analisados (Tabela 8), esse apresenta o maior potencial de energia disponível (Tabela 9).

Outro fato que é possível verificar é a grande concentração do potencial energético nas regiões sul e sudeste, com, respectivamente, 39% e 29% do potencial de energia primária

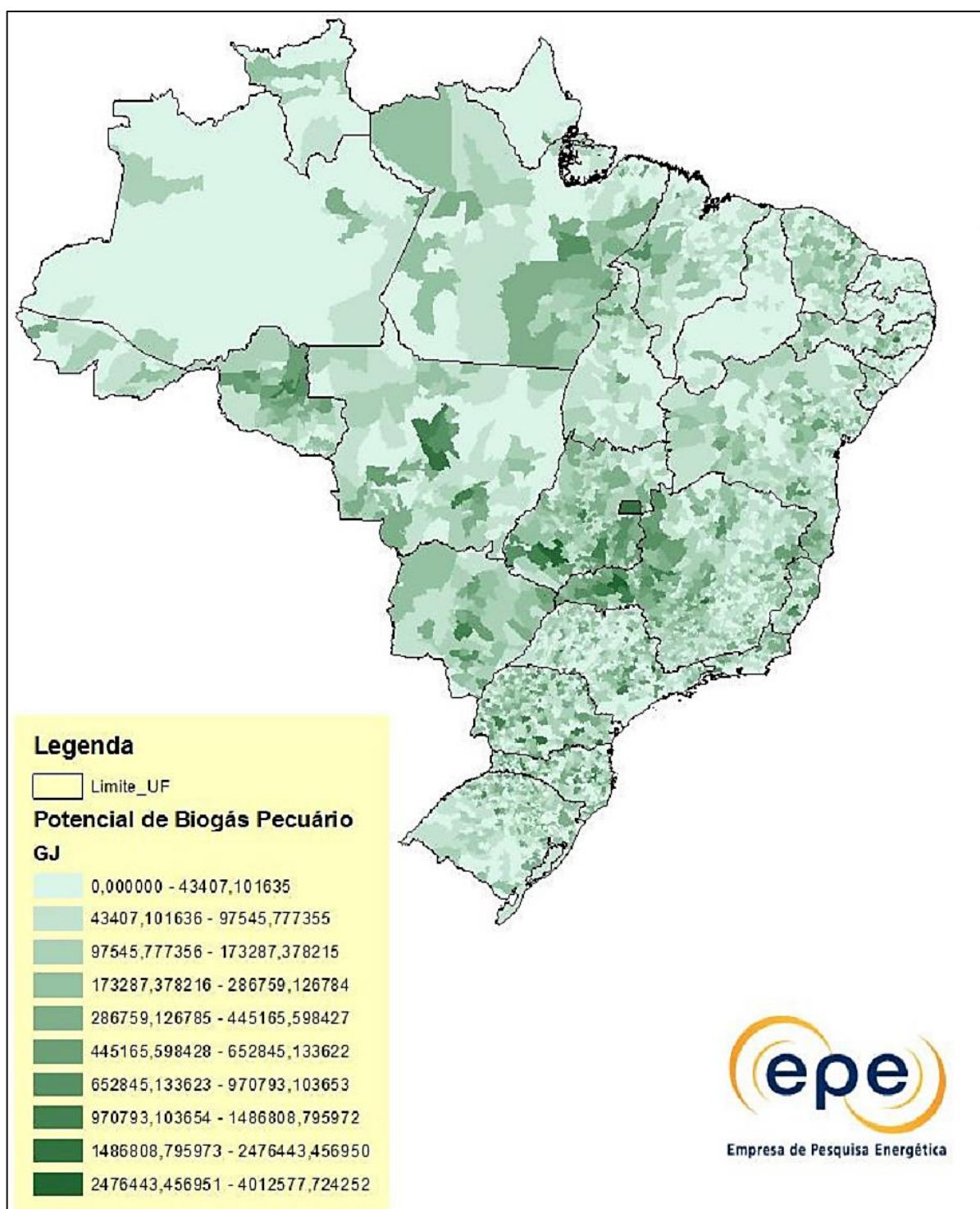
disponível dos resíduos pecuários analisados – Tabela 9. A região Sul por conta, principalmente, dos plantéis de suínos e aves. A região sudeste, por conta do rebanho bovino leiteiro. A Figura 9 a partir dos dados apresentados na Tabela 9, mostra o potencial disponível de biogás a partir de resíduos pecuários, por município (EPE, 2014).

Tabela 9. Energia primária no setor pecuário. Brasil, regiões e UF, 2010 (ktep/ano).

Região/UF	Bovinos de Leite	Suínos	Aves	Total	(%)
Rondônia	125	9	22	156	1,48%
Acre	8	6	10	24	0,23%
Amazonas	13	4	22	39	0,37%
Roraima	2	3	5	10	0,09%
Pará	88	28	66	182	1,73%
Amapá	1	1	0	2	0,02%
Tocantins	61	10	22	93	0,88%
Norte	299	60	148	507	4,81%
Maranhão	66	49	49	164	1,56%
Piauí	18	36	52	106	1,01%
Ceará	62	44	135	241	2,29%
Rio Grande do Norte	30	7	24	61	0,58%
Paraíba	28	6	55	89	0,84%
Pernambuco	67	16	179	262	2,49%
Alagoas	17	6	28	51	0,48%
Sergipe	26	4	36	66	0,63%
Bahia	256	66	181	503	4,77%
Nordeste	570	233	741	1.544	14,64%
Minas Gerais	630	189	515	1.334	12,65%
Espírito Santo	46	10	118	174	1,65%
Rio de Janeiro	48	6	77	131	1,24%
São Paulo	172	64	1.176	1.412	13,39%
Sudeste	896	268	1.887	3.051	28,94%
Paraná	179	64	1.410	1.653	15,68%
Santa Catarina	113	192	923	1.228	11,65%
Rio Grande do Sul	173	294	788	1.255	11,90%
Sul	465	549	3.121	4.135	39,22%
Mato Grosso do Sul	61	40	137	238	2,26%
Mato Grosso	71	79	218	368	3,49%
Goiás	287	77	292	656	6,22%
Distrito Federal	2	6	38	46	0,44%
Centro-Oeste	422	202	684	1.308	12,41%
Brasil	2.651	1.312	6.580	10.543	100,00%

Fonte: elaboração própria.

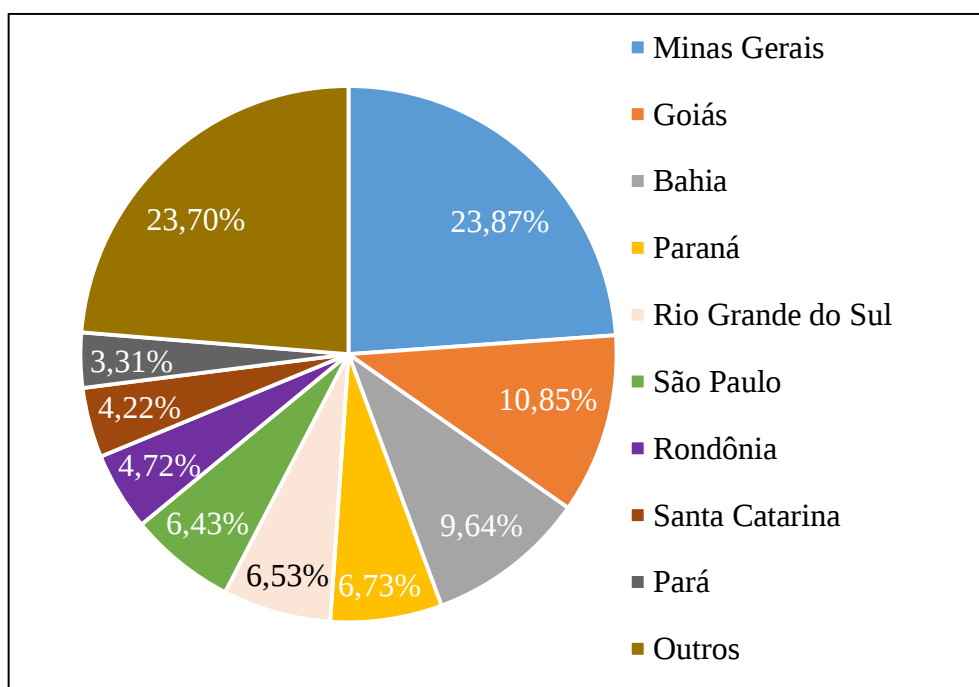
Figura 9. Potencial disponível de biogás de resíduos pecuários.



Fonte: EPE, 2014.

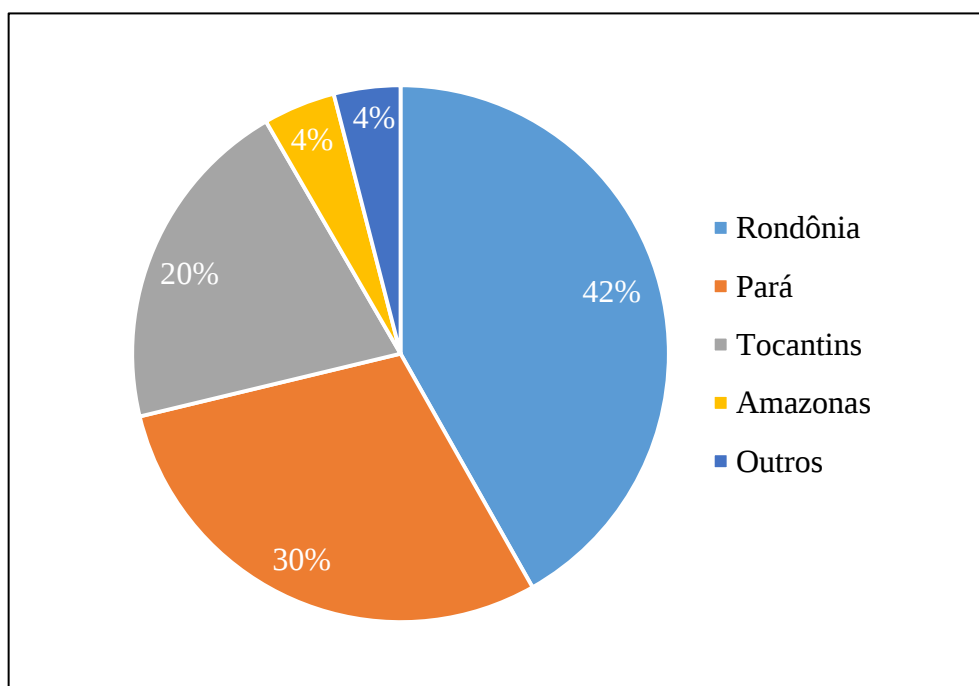
Analisando somente os resultados para o rebanho bovino do estudo da EPE (2014), o estado do Pará se destaca, mesmo com sua produção baseada no sistema extensivo. No estudo em questão, o Pará era o nono maior em potencial com 3,3% da energia primária nacional (Figura 10), com um potencial de $88 \text{ ktep. ano}^{-1}$, ou 29,4% do potencial da região norte, o que demonstra a necessidade de um melhor aproveitamento deste potencial (Figura 11).

Figura 10. Energia primária disponível nos resíduos agropecuários por estado. Brasil, ano 2010.



Fonte: elaboração própria.

Figura 11. Energia primária disponível nos resíduos bovinos da região norte, por estado. 2010.



Fonte: elaboração própria.

2.4.2.2. PLANTAS GERADORAS DE BIOGÁS NO BRASIL

A partir de dados atualizados pela CIBIOGÁS (2019), é possível obter o número de plantas geradoras de biogás, suas fontes de substrato, porte e destinação final. Essa

demonstração estatística do setor de biogás é relevante, pois demonstra, em números, a tendência de maior aproveitamento desta fonte de energia na última década.

Contudo, deve ser observado que esse levantamento da CIBiogás leva em consideração apenas as plantas em escala produtiva, ou seja, aquelas que utilizam substratos orgânicos provenientes da produção com fins econômicos, a exemplo de resíduos animais, de alimentos ou de processamento de efluentes e resíduos urbanos. Assim, são excetuados os números referentes às gerações de escala doméstica (CIBIOGÁS, 2019).

O número total de plantas geradoras de biogás no Brasil é apresentado na Tabela 10. Em 2018, 276 plantas estavam em operação produzindo cerca de 3,1 milhões de m³ de biogás por dia. É relevante destacar as 82 plantas em etapa de instalação, e as 8 plantas em reforma, ou seja, 90 plantas que, futuramente, estarão em operação (CIBIOGÁS, 2019).

Em números gerais, incluindo as em estado de operação, instalação e reforma, houve um aumento de 159 para 366 no número de plantas geradoras de biogás mapeadas, ou seja, 130% em relação a 2015. O aumento do número de plantas, consequentemente, impulsionou a produção diária de biogás, indo de 2,6 milhões, em 2015, para 4,7 milhões de m³.dia⁻¹ em 2018 – um crescimento de 77% (CIBIOGÁS, 2019).

Tabela 10. Estimativa da energia gerada por GD no período decenal. Brasil, 2015-24.

Situação	Quantidade de plantas				Produção média diária de biogás (mil m ³)			
	2015	2018	Diferença		2015	2018	Diferença	
Em operação	127	276	149	117%	1305	3111	1806	138%
Em instalação	22	82	60	273%	1246	1562	316	25%
Em reformulação ou reforma	10	8	-2	-20%	122	50	72	-59%
Total	159	366	207	130%	2673	4723	2050	77%

Fonte: elaboração própria.

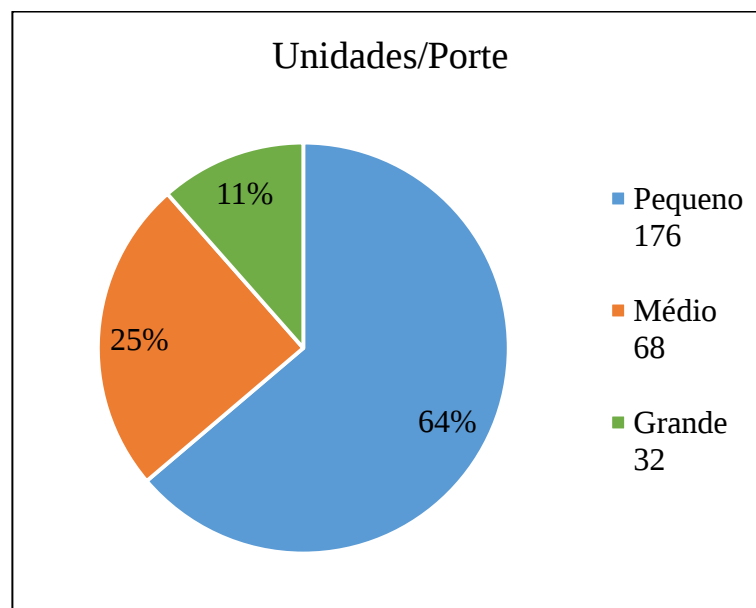
Na Figura 12 são mapeadas as 366 plantas de biogás em operação, instalação ou reforma em 2018, de acordo com o porte (CIBIOGÁS, 2019b). Para melhor visualização, as atuais 276 plantas em operação foram classificadas de acordo com o seu porte em pequena, média e grande. A Figura 13 e a Figura 14 demonstram a quantidade de plantas e a produção de biogás por porte, em (Nm³.dia⁻¹), respectivamente. Destas 276, 176 plantas eram de pequeno porte, ou 63,8%, entretanto, correspondiam a apenas 4,8% da produção de biogás total. Em contrapartida, as plantas de grande porte – que eram somente 11,5% das plantas – foram responsáveis por 81,7% da produção de biogás (CIBIOGÁS, 2019).

Figura 12. Plantas de biogás de acordo com o porte. Brasil, 2018.



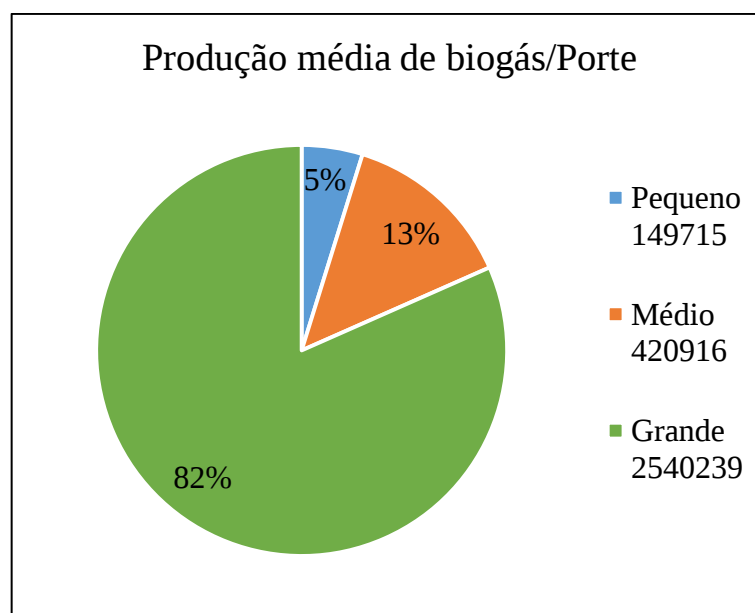
Fonte: CIBIOGÁS, 2019b.

Figura 13. Números de plantas em operação de acordo com o porte. Brasil, 2018.



Fonte: elaboração própria.

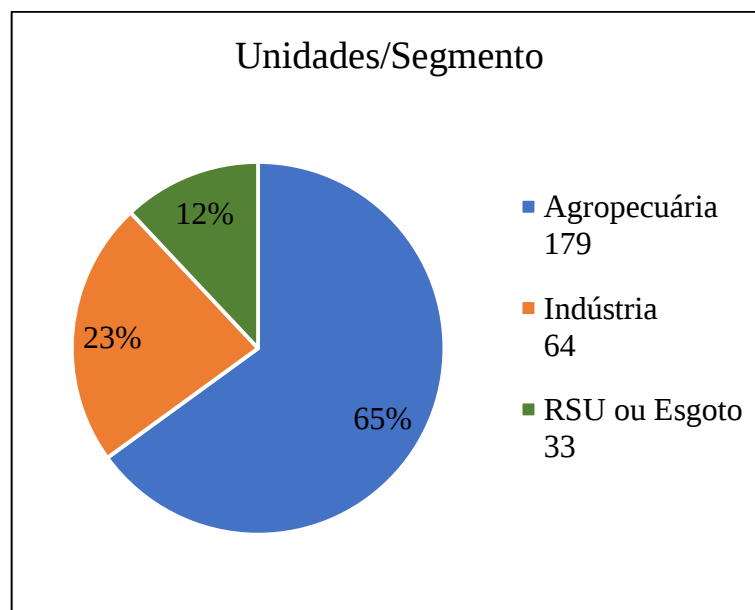
Figura 14. Produção média de biogás por porte da planta. Brasil, 2018.



Fonte: elaboração própria.

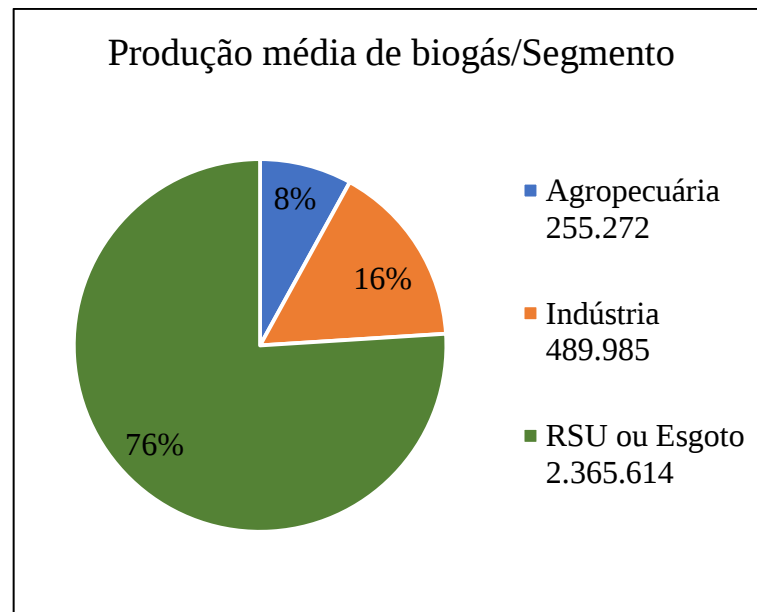
Quanto a origem, as 276 plantas em operação foram classificadas em três segmentos: agropecuária, indústria, e resíduos sólidos e esgoto. Destas 276 plantas, 179 ou 65% tinham seus substratos originados da agropecuária – Figura 15 . Entretanto, essas produziam apenas 8% do biogás total, em ($Nm^3 \cdot dia^{-1}$) – Figura 16. Já as plantas que utilizavam substratos oriundos de RSU (resíduos sólidos urbanos) e esgoto eram 33 ou 12%, mas geravam 76% de todo o biogás (CIBIOGÁS, 2019).

Figura 15. Plantas de biogás em operação por origem do substrato. Brasil, 2018.



Fonte: elaboração própria.

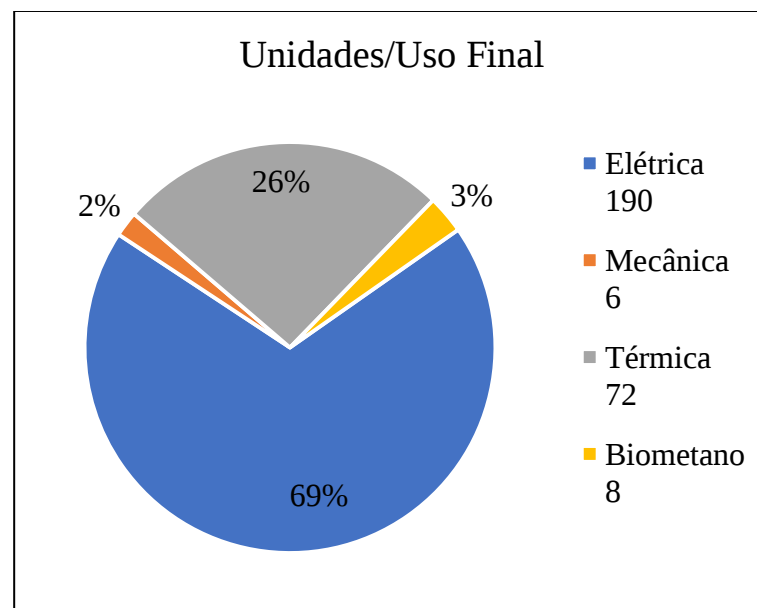
Figura 16. Produção de biogás por origem do substrato. Brasil, 2018.



Fonte: elaboração própria.

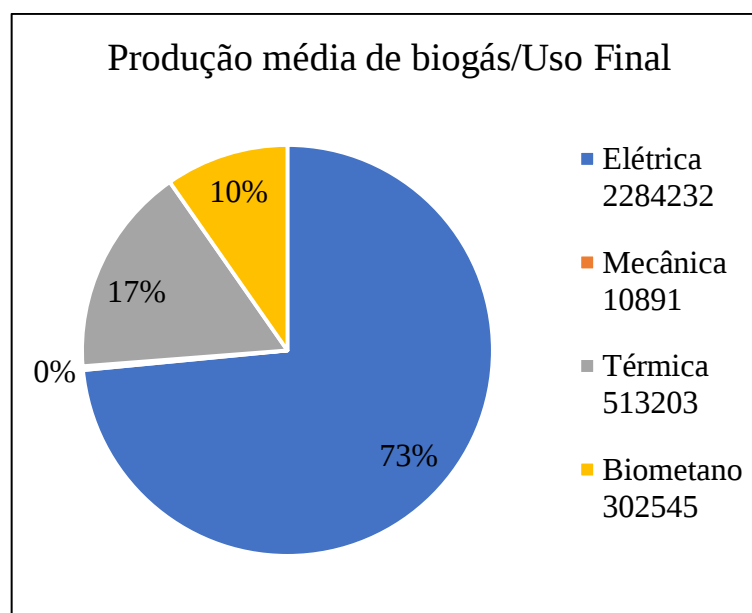
Quanto a destinação, pode ser visualizado na Figura 17 que 190 das 276 plantas geradoras de biogás em operação, ou 69%, destinavam o biogás para a produção de energia elétrica. Outras 72 plantas, ou 26%, utilizavam o gás para gerar energia térmica. Por fim, 2% e 3% das plantas destinavam o biogás para gerar energia mecânica e biometano, respectivamente. Consequentemente, o consumo final de biogás ($Nm^3 \cdot dia^{-1}$) – Figura 18 – acompanha o observado na Figura 17, ocorrendo o maior consumo de gás nas plantas de geração de energia elétrica (CIBIOGÁS, 2019).

Figura 17. Plantas em operação por aplicação do biogás. Brasil, 2018.



Fonte: elaboração própria.

Figura 18. Produção de biogás em 2018 por aplicação do biogás. Brasil, 2018.



Fonte: elaboração própria.

Segundo levantamento da EPE (2014b), o potencial de geração de biogás do Brasil seria o suficiente para atender duas vezes o consumo diário de gás natural. Estudos da EPE (2014) indica um potencial teórico disponível de biometano de 4,3 milhões de m³ diários a partir de RSU, 47,8 milhões de m³ diários a partir de resíduos agrícolas, 35,4 milhões de m³ diários a partir de resíduos agropecuários e 13,8 milhões de m³ diários a partir de vinhaça. Já estudos da ABIOGÁS (2017) estimam que o potencial teórico de geração de biogás no Brasil é de aproximadamente 80 milhões de m³ diários. Esse potencial seria suficiente para ofertar 24% de toda a demanda de energia elétrica ou o equivalente a 44% da demanda de óleo diesel.

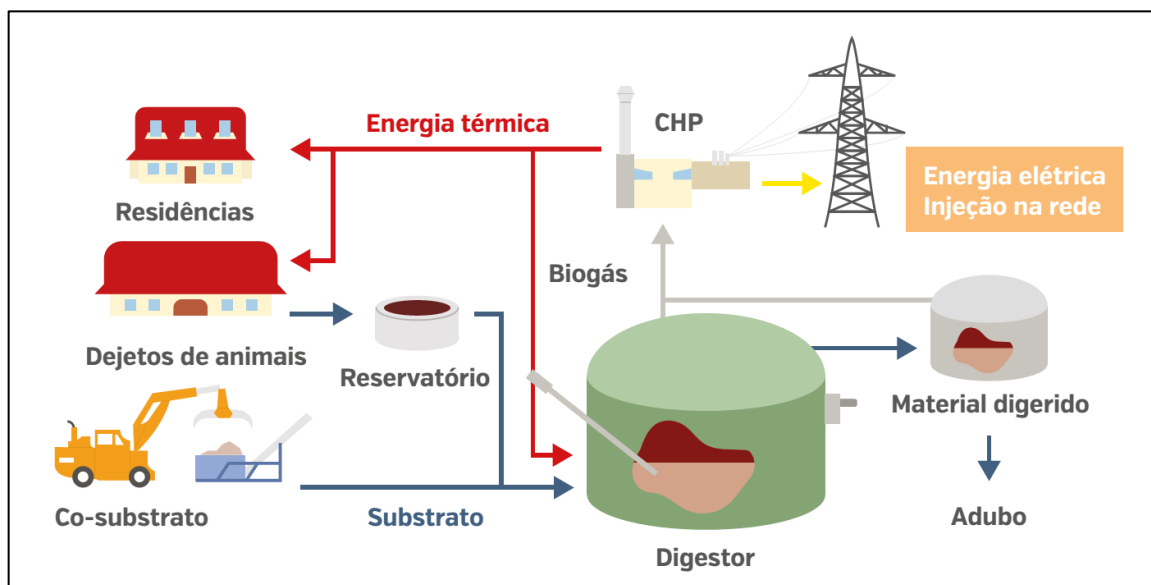
CAPÍTULO 3. O PROCESSO DE GERAÇÃO DO BIOGÁS NA PECUÁRIA E A CONVERSÃO EM ENERGIA ELÉTRICA

3.1. BIOGÁS

O biogás é obtido da biomassa através do processo de digestão anaeróbia, definida como a conversão de material orgânico, através de bactérias, em metano, dióxido de carbono, alguns gases inertes e compostos sulfurosos (EPE, 2018c). Em escala produtiva, o biogás é um produto gasoso da degradação biológica de substratos orgânicos sob condições anaeróbias em um equipamento denominado digestor (MCID, 2015a).

Na Figura 19 pode ser verificado o esquemático do ciclo do biogás produzido na agropecuária. Nesse processo, diferentes substratos, desde que com teor adequado de matéria orgânica, podem ser utilizados na produção do biogás, como resíduos suínos, bovinos e de aves (CIBIOGÁS, 2019).

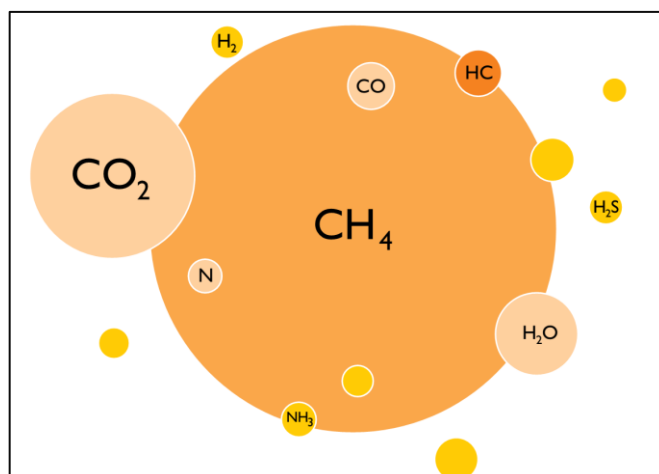
Figura 19. Ciclo do biogás produzido na agropecuária.



Fonte: MCID, 2015a.

Na Figura 20 pode se observar a representação química do biogás. Este é composto em sua maior parte por metano (CH_4), seguido do dióxido de carbono (CO_2) e, em menores quantidades, aparecem o gás sulfídrico (H_2S), a umidade (H_2O) e outros gases como, por exemplo, o nitrogênio (N_2) (MCID, 2015a).

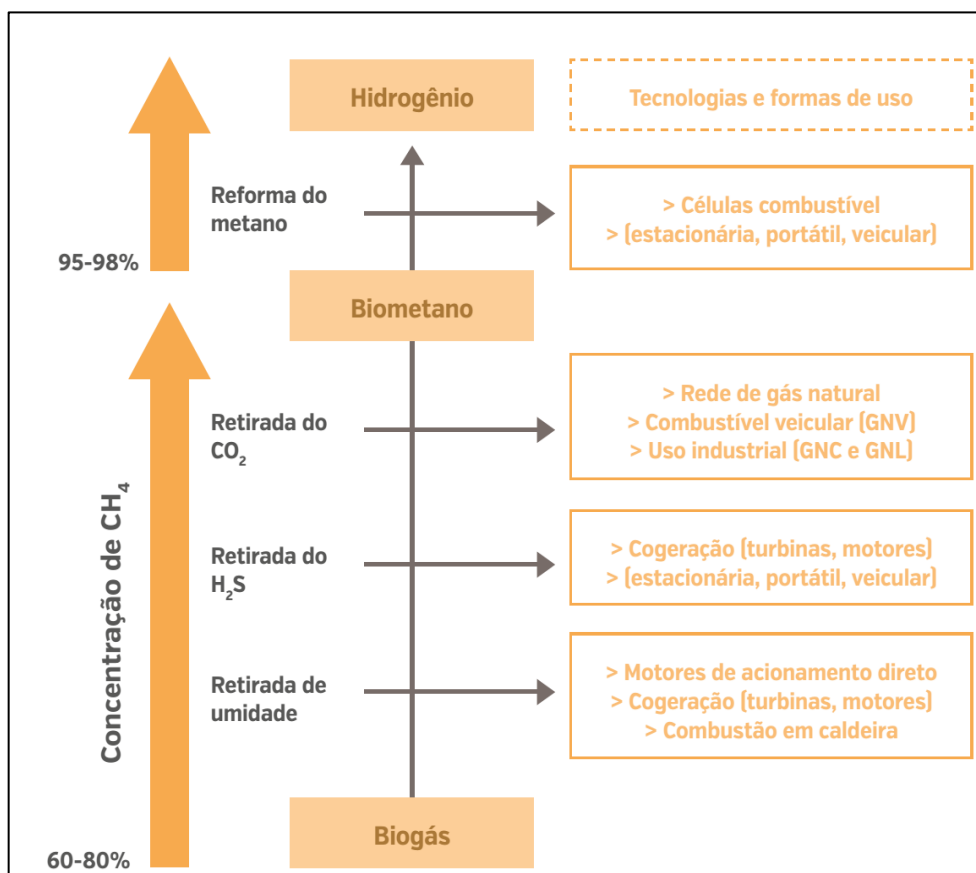
Figura 20. Representação química do biogás.



Fonte: SULGÁS, 2008.

Na Figura 21 há opções de aproveitamento energético do biogás. Dentre outras, as principais são: motores a gás estacionários para gerar energia elétrica e térmica; caldeiras a gás para gerar energia térmica; e injeção do biometano na rede de gás natural através da purificação do biogás, possibilitando também o posterior aproveitamento o convertendo em energia elétrica, térmica e energia veicular (MCID, 2015a).

Figura 21. Principais opções de aproveitamento energético do biogás.



Fonte: MCID, 2015a.

3.1.1. DIGESTÃO ANAERÓBIA

A ANEEL (2008) define a digestão anaeróbia como a decomposição do material orgânico pela ação de bactérias que ocorre na ausência do ar. Deste processo resulta o biogás composto basicamente de metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2). No mesmo sentido, o MCID (2015) define a digestão anaeróbia como o processo de degradação biológica da matéria orgânica em condições de ausência de oxigênio. De uma forma geral, a digestão anaeróbia é um processo simples que ocorre naturalmente com quase todos os compostos orgânicos (ANEEL, 2005).

A digestão anaeróbia ocorre em etapas sequenciais, sendo cada uma delas caracterizadas pela atividade de grupos específicos de microrganismos que requerem diferentes condições ambientais. A Figura 22 demonstra que as etapas da digestão anaeróbia são quatro, sendo: hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese (MCID, 2015).

Na primeira etapa, denominada hidrólise, há a degradação de compostos de alta massa molecular em substâncias orgânicas mais simples e solúveis. Esse processo ocorre pela ação de enzimas extracelulares excretadas pelas bactérias hidrolíticas (EMBRAPA, 2019). É nessa etapa que há a conversão de carboidratos complexos em monômeros e açúcares, as proteínas em aminoácidos, e os lipídeos – gorduras – em ácidos graxos (MCID, 2016).

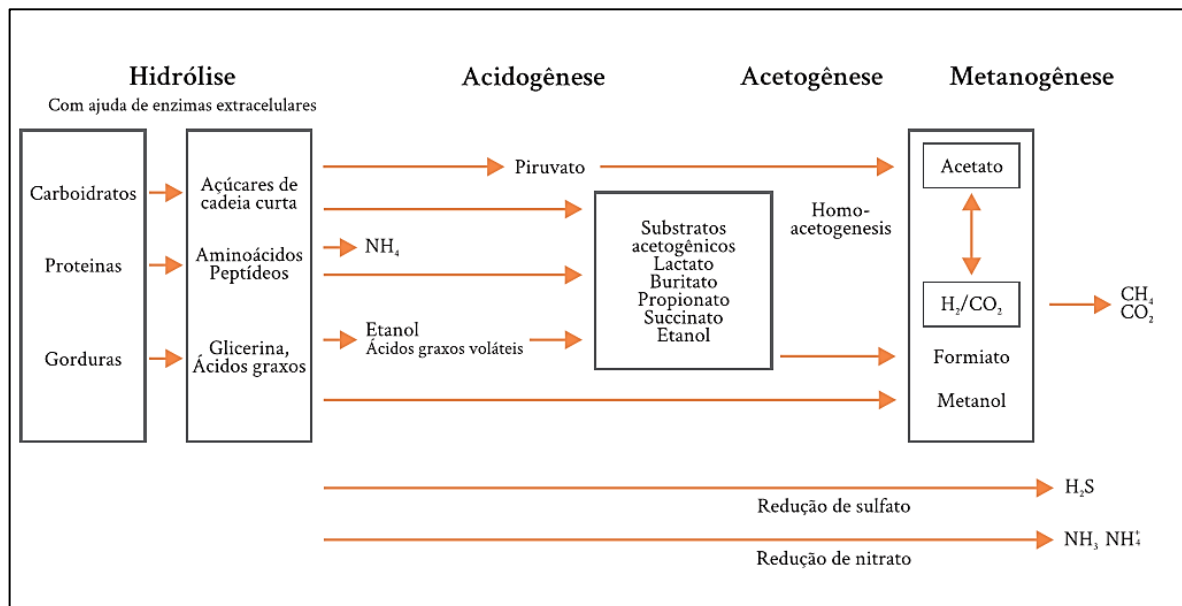
A segunda etapa da digestão anaeróbia é denominada acidogênese. Nessa etapa, os monômeros formados na fase hidrolítica são utilizados como substratos por diferentes bactérias anaeróbias e facultativas, sendo degradados a ácidos orgânicos de cadeia curta, moléculas com 1 a 5 carbonos, como os ácidos butírico, propionico e acético, álcoois, óxidos de nitrogênio, sulfeto de hidrogênio, hidrogênio e dióxido de carbono (EMBRAPA, 2019).

A terceira etapa da digestão anaeróbia é considerada crítica ao processo, sendo conduzida por um grupo de bactérias denominadas acetogênicas (EMBRAPA, 2019). Essas bactérias se dividem em dois subgrupos: as produtoras de hidrogênio, que convertem os compostos orgânicos gerados na etapa anterior em acetato, liberando H_2 (hidrogênio) e CO_2 (dióxido de carbono), e as consumidoras de hidrogênio que produzem o acetato a partir de H_2 e CO_2 (MCID, 2015).

A etapa final, denominada metanogênese, ocorre em condições estritamente anaeróbias. Dessa forma, o carbono contido na biomassa é convertido a dióxido de carbono e metano através da ação das arqueas metanogênicas. Essas, são divididas de acordo com suas vias metabólicas em dois subgrupos: as acetoclásticas e as hidrogenotróficas. As arqueas

metanogênicas acetoclásticas convertem acetato a metano, e as arqueas metanogênicas hidrogenotróficas convertem hidrogênio e dióxido de carbono a metano (EMBRAPA, 2019).

Figura 22. Etapas da digestão anaeróbia.



Fonte: EMBRAPA, 2019.

A digestão anaeróbia é favorecida pela umidade e aquecimento. Assim, regiões com temperatura de, pelo menos, 35°C têm maior eficiência no processo (ANEEL, 2005). Em termos energéticos, o produto final da digestão anaeróbia é o biogás – com poder calorífico em torno de 5.500 kcal.m^3 – composto principalmente por metano (50% a 75%) e dióxido de carbono (ANEEL, 2005).

3.1.2. DIGESTORES

O digestor influencia diretamente no processo de digestão anaeróbia e, consequentemente, na produção de biogás. Portanto, diversos parâmetros devem ser considerados na escolha do melhor tipo de digestor designado para a planta de geração de biogás. Diante disso, deve-se buscar projetos adaptados ao tipo de substrato utilizado, ao nível de investimento e às condições ambientais (EMBRAPA, 2019).

A EMBRAPA (2019) subdivide os digestores da seguinte forma: pelo regime de alimentação, se batelada ou contínuo; pela forma de alimentação, se ascendente ou laminar; pelo sistema de agitação, se com mistura completa, parcial ou sem mistura; e pela concentração de sólidos no reator, como digestão sólida, se a concentração de sólidos voláteis (SV) $> 20\%$; semissólida, se $10\% < \text{SV} < 15\%$; e úmida, onde $\text{SV} < 10\%$. Ainda segundo a EMBRAPA, os

principais digestores para aproveitamento dos substratos da produção agropecuária são o CSTR (reator de mistura contínua) e as lagoas cobertas com e sem misturador

Na escolha do digestor, é necessário avaliar suas limitações tecnológicas. Quanto às condições operacionais ideais de um digestor, o teor de SV é fundamental. No modelo de lagoa coberta, por exemplo, a concentração não deve ser superior a 3%. Assim, o substrato precisa ser submetido a um processo de diluição para alcançar esta concentração de sólidos (CIBIOGÁS, 2019a).

O manejo dos substratos é determinante em relação ao volume de biogás produzido. Por isso, deve haver atenção para que a diluição seja semelhante durante as alimentações do digestor, ou seja, o uso de água deve ser somente o necessário para garantir as condições operacionais do sistema. Para isso, uma das soluções é o uso da água na higienização do barracão de alojamento dos animais. Do contrário, ao deixar de adotar a prática de padronização e aumentar excessivamente a diluição, diversos fatores no sistema de digestão poderão ser comprometidos, como o TRH (tempo de retenção hidráulica) e o volume útil do digestor (CIBIOGÁS, 2019a).

Para a estima de produção de biogás, utiliza-se metodologias com parâmetros ideais. Entretanto, em escala real essa referência varia de acordo com o arranjo tecnológico definido. Para uma estima mais precisa, sugere-se a aplicação de fator tecnológico diretamente relacionado à eficiência do digestor. Em reatores de alto desempenho, adota-se um fator tecnológico de 80%. Isso significa que reatores de alta eficiência produzem, em média, 80% do potencial de produção de biogás obtida em testes laboratoriais. Entretanto, para digestores mais simples recomenda-se adotar o fator tecnológico igual a 60% (CIBIOGÁS, 2019a). A seguir, são apresentados os principais digestores utilizados no setor agropecuário.

3.1.2.1. DIGESTOR CSTR

O CSTR (*Continuous Stirred Tank Reactor*, reator de mistura contínua, em português) é a tecnologia mais moderna e mais utilizada na digestão de resíduos da agropecuária. O biodigestor CSTR possui misturadores mecânicos laterais, submersíveis e/ou tangenciais (MCID, 2015a), como pode ser visto na Figura 23.

A preparação do substrato para injeção no CSTR depende da sua composição. Vegetais, por exemplo, se liquidificam durante o processo, sendo suficiente uma trituração simples. Entretanto, outros substratos que não estão preparados para bombeamento ou mistura devem

ser triturados e submetidos à diluição com água, resíduo líquido ou efluente líquido do próprio digestor (MCID, 2015a).

No digestor CSTR, o armazenamento de biogás está conectado diretamente com a cobertura existente no topo da estrutura. Para reatores menores e com menor atrito com o vento, uma membrana simples é suficiente para proteção da cobertura. Entretanto, para reatores maiores ou mais afetados por ventos, a cobertura do topo deve ser feita de membrana dupla. Nessa última configuração, a membrana interna flexível armazena o biogás e a externa faz a proteção, ficando inflada com ar injetado entre as duas membranas (MCID, 2015a).

Figura 23. a) CSTR com misturadores tangenciais, b) CSTR. Vista externa.



Fonte: MCID, 2015a.

Nos digestores CSTR com utilização de substratos da agropecuária, o usual são cargas volumétricas de 2 a 4 $kg_{SV} \cdot m^{-3}$, tempo de retenção hidráulica acima de 20 dias e produtividade entre 0,7 e 3 $m^3 \cdot dia^{-1}$ de biogás por m^3 do digestor, dependendo da origem e manejo do substrato (MCID, 2015a).

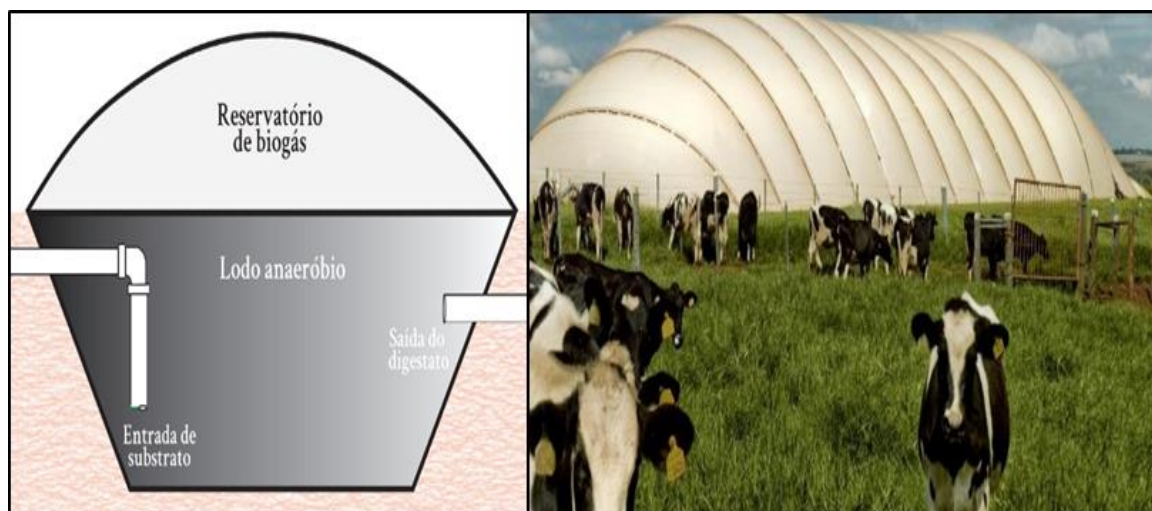
3.1.2.2. BIODIGESTOR DE LAGOA COBERTA-BLC

O BLC (biodigestor de lagoa coberta) é demonstrado na Figura 24. Esse modelo – também citado como “canadense”, “biodigestor de lona” ou ainda “tubular” – é o mais utilizado no tratamento de resíduos agropecuários devido a sua fácil construção, operação e manutenção (EMBRAPA, 2019).

O BLC consiste basicamente num tanque escavado no solo, impermeabilizado e coberto com material geossintético (PVC, PEAD, etc.), sem misturador ou aquecedor, com baixa permeabilidade a fluídos e gases, e suficientemente flexível para acumular biogás. Sua

geometria é de base retangular de seção trapezoidal com inclinação do talude variável de acordo com as características do solo e de extensão elevada, na maioria das vezes, devido a necessidade de um alto tempo de retenção hidráulica (EMBRAPA, 2010).

Figura 24. a) Esquemático do digestor de lagoa coberta, b) BLC. Visão externa.



Fonte: a) EMBRAPA, 2019; b) CIBIOGÁS, 2019a.

O BLC pode receber somente efluentes praticamente livres de sólidos ($SV < 5\%$), o que significa, para dejetos, a necessidade de uma separação de fase, em que somente os líquidos são direcionados à lagoa, enquanto os sólidos podem ser encaminhados para compostagem. No caso de esterco, os efluentes tratados das lagoas são utilizados na agricultura como fertilizante, sem necessidade de higienização (MCID, 2015a).

3.1.2.3. BIODIGESTOR DE LAGOA COBERTA COM MISTURADOR

O biodigestor de lagoa coberta com misturador é demonstrado na Figura 25. Esse digestor consiste na adaptação do digestor CSTR e BLC, resultando em uma maior eficiência na produção de biogás, quando comparado ao BLC sem misturador. As lagoas anaeróbias cobertas com misturador são muito comuns e representam o estado da arte em países com clima tropical, como o Brasil (MCID, 2015a).

O BLC com misturador contém geometria similar ao BLC sem misturador, onde naquele é adicionado um sistema de mistura mecanizado. A adição do misturador permite que os substratos orgânicos sejam diretamente injetados, ou preparados previamente, com uma maior concentração de SV, indo de 10 a 15% (MCID, 2015a).

Figura 25. a) Lagoa com misturador, b) Lagoa para dejetos e resíduos de matadouro.



Fonte: MCID, 2015a.

Se o BLC com misturador tiver uma condição de circulação quase total com mistura aplicada e temperatura ambiente ideal, e dependendo do potencial do substrato, é possível obter uma eficiência comparável a de um digestor CSTR, com produção variando entre 0,7 e 3 $m^3 \cdot dia^{-1}$ de biogás por m^3 de digestor (MCID, 2015a).

3.2. TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE BIOGÁS EM ENERGIA ELÉTRICA

Um sistema elétrico de potência é suprido com energia obtida de diversas fontes naturais classificadas como fontes primárias. No processo de geração de energia elétrica, a energia proveniente de fontes primárias é convertida em energia mecânica em um eixo de rotação por dispositivos de conversão de energia denominados máquinas primárias. Em seguida, a energia mecânica disponível é convertida em energia elétrica, por máquinas elétricas girantes, que são em sua maioria, máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico de potência e operando em paralelo com ele (SILVA, 2016).

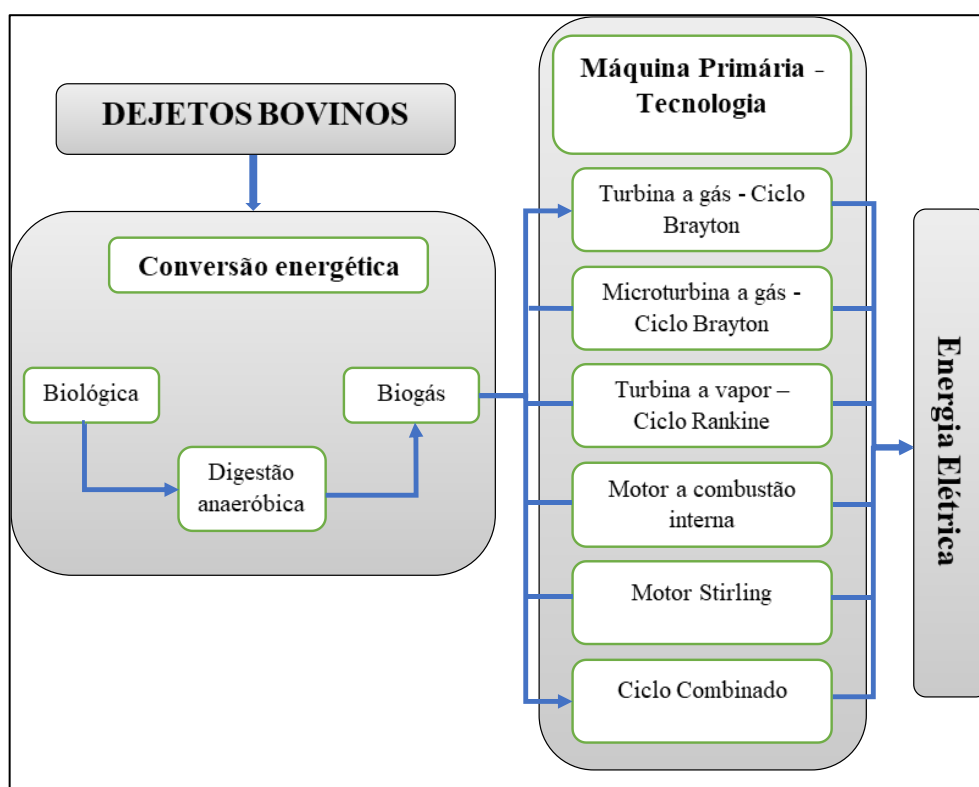
Geralmente, as máquinas primárias acopladas aos eixos dos geradores elétricos são turbinas ou motores. Aquelas podem ser turbinas hidráulicas, a vapor, a gás e eólicas, quando se referem a turbinas propriamente ditas. Já os motores podem ser de combustão externa ou interna. Esses últimos têm como exemplos os motores a diesel, os adaptados para biogás, biodiesel e outros combustíveis (SILVA, 2016).

De qualquer forma, cada um desses dispositivos fornece potência mecânica ao eixo do gerador. O motor de combustão obtém tal potência da queima de combustível em suas câmaras

de combustão, enquanto as turbinas se movimentam devido à energia cinética proveniente da força de um fluido em movimento (SILVA, 2016).

Essa subseção apresenta as principais tecnologias disponíveis de conversão energética de biogás para geração de energia elétrica. São essas: turbina a gás, microturbina a gás, turbina a vapor, motor de combustão interna e ciclo combinado (COSTA, 2017). Essas tecnologias são reunidas em síntese na Figura 26.

Figura 26. Esquemático para geração de energia elétrica a partir de dejetos bovinos.



Fonte: Costa, 2017. Adaptado.

3.2.1. TURBINA A GÁS

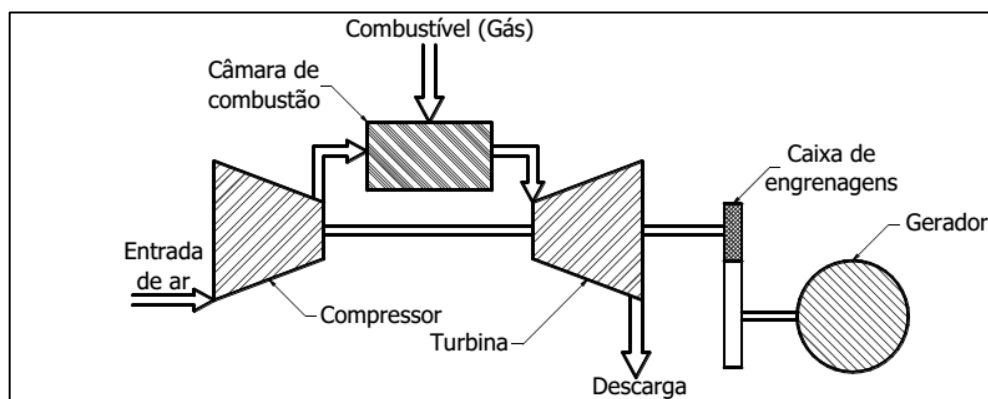
A turbina a gás é uma máquina de combustão interna que opera no ciclo termodinâmico de Brayton e, geralmente, tem construção compacta, contendo compressor, câmara de combustão e a turbina de expansão, (BARJA, 2006 apud COSTA, 2017). A representação esquemática de uma turbina a gás pode ser visualizada na Figura 27. Apesar do nome, esse tipo de turbina pode utilizar uma diversidade de combustíveis líquidos e também gasosos – como é o caso do gás natural ou biogás gerado por biomassa (COSTA, 2017).

As turbinas a gás são classificadas em dois grandes grupos: as *heavy duty* e as aeroderivadas. A primeira possui rendimento inferior, sendo utilizada propositalmente para

aproveitamento dos gases e para cogeração, tendo maior vida útil, robustez, e maior flexibilidade quanto aos tipos de combustíveis de alimentação, assim como também maior peso e volume. A segunda é oriunda da adaptação de turbinas aeronáuticas para uso industrial e, em geral, tem aplicação na geração de energia elétrica, possuindo eficiência energética superior (NETO, 2001 apud COSTA, 2017). A faixa de potência de turbinas a gás encontra-se desde poucas centenas de kW até cerca de 300 MW (COSTA, 2006).

O processo de funcionamento da turbina a gás é dado pela admissão e compressão do fluido de trabalho – o ar atmosférico – que adentra na câmara de combustão. Compartimento onde também é injetado o combustível – gás ou líquido –, para então formar uma chama contínua, elevando a temperatura e a pressão da mistura entre os agentes. Esse processo resulta em gases que se expandem na turbina, convertendo a energia cinética do escoamento em trabalho mecânico para posterior conversão em energia elétrica (COSTA, 2017).

Figura 27. Representação esquemática de uma turbina a gás.



Fonte: SILVA, 2016.

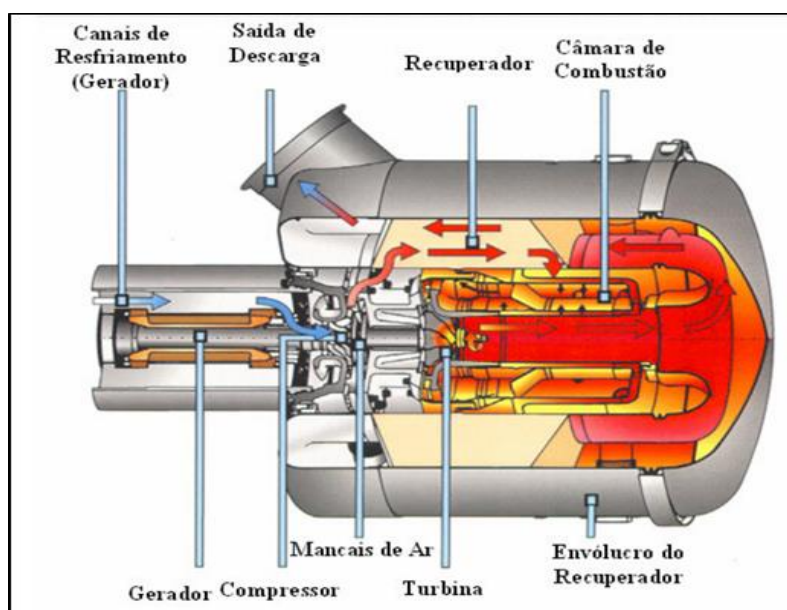
O FUE (Fator de Utilização de Energia) da turbina a gás, através do ciclo Brayton convencional, considerando apenas a geração de eletricidade, situa-se na faixa de 34%, segundo Henriques (2009), e 35%, segundo Prieto (2003) (apud COSTA, 2017). Entretanto, deve-se considerar que quanto mais elevada for a temperatura e a pressão dos gases na entrada do primeiro estágio da turbina, e quanto mais reduzida for a temperatura dos gases de exaustão, maior será a eficiência da turbina a gás. Contudo, a evolução tecnológica dos fatores que afetam esses parâmetros tem promovido, nos últimos anos, o contínuo aperfeiçoamento dessas máquinas (COSTA, 2006).

3.2.2. MICROTURBINA A GÁS

As microturbinas para geração de energia elétrica são derivadas da tecnologia utilizada nas APU's (*Airborne Power Unit*, Unidade Auxiliar de Energia, em português). Essas unidades são utilizadas para fornecer energia elétrica para os sistemas centrais de aviões, quando esses estão no solo e com as turbinas principais desativadas (COSTA, 2006). Uma microturbina a gás em corte transversal pode ser visualizada na Figura 28.

As microturbinas são máquinas primárias com faixa de potência de 25 a 300 kW que operam no ciclo Brayton (CARVALHO, 2006). Seu princípio de funcionamento parte da entrada do atmosférico no compressor, onde sua pressão é elevada, seguindo para a câmara de combustão, onde ocorre a injeção de combustível, resultando numa mistura combustível-ar. Em seguida, essa mistura é inflamada por meio de queimadores. Esses gases aquecidos e em alta pressão são expandidos através das pás da turbina gerando rotação no seu eixo. Consequentemente, o gerador – acoplado ao eixo da turbina – transforma a energia mecânica em energia elétrica (COSTA, 2006).

Figura 28. Microturbina a gás de 30kW.



Fonte: Costa, 2006.

Dentre as vantagens das microturbinas estão: a alta confiabilidade, os projetos compactos, o baixo custo, a fácil instalação e manuseio, e o ganho ambiental em relação aos motores de combustão, pois emitem gases poluentes em menor quantidade. Entretanto, seu custo de investimento e manutenção é maior (MARTINS, 2012 apud COSTA, 2017). O FUE, considerando apenas a conversão em eletricidade, varia em torno de 18% (sistemas sem

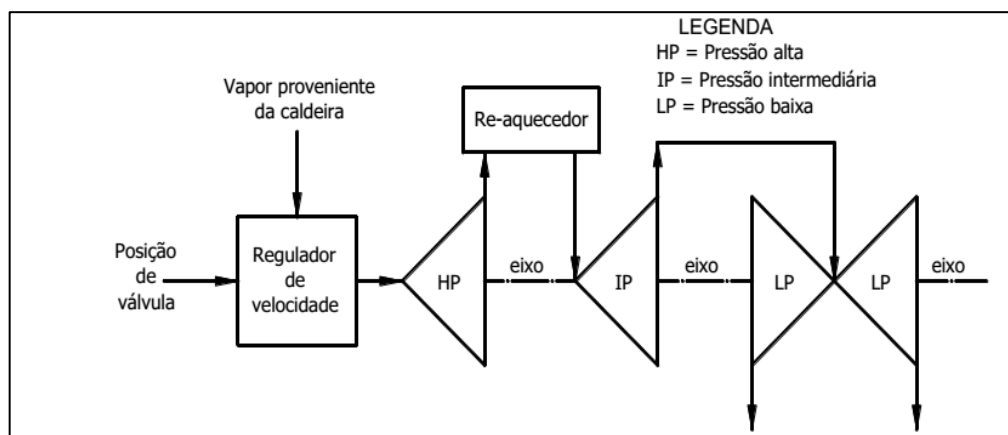
recuperação de calor) a 30% (sistemas com recuperação de calor), dependendo da tecnologia associada (BRIGNOL, 2013 apud COSTA, 2017).

3.2.3. TURBINA A VAPOR

A turbina a vapor converte energia térmica em energia mecânica, empregando vapor em distintos valores de pressão e temperatura, fornecido por caldeiras (SILVA, 2016). Nesse ciclo termodinâmico, denominado Rankine, o fluido de trabalho – normalmente a água – é sucessivamente vaporizado por meio da caldeira e condensado, constituindo-se, portanto, em um circuito fechado (COSTA, 2017). As turbinas a vapor são encontradas na faixa de potência desde poucos kW até pouco mais de 1.000 MW (COSTA, 2006).

Representada na Figura 29, a turbina a vapor é constituída de dois ou mais estágios, formados pela acoplagem em série de cilindros que operam em diversos níveis de pressão e temperatura. Esses cilindros são conectados por tubulações com dois níveis de pressão e temperatura (alta e baixa), sendo que em algumas estruturas, o vapor pode ser reaquecido na caldeira entre dois cilindros de pressão alta e intermediária (SILVA, 2016).

Figura 29. Representação esquemática de uma turbina a vapor com reaquecimento.



Fonte: Silva, 2016.

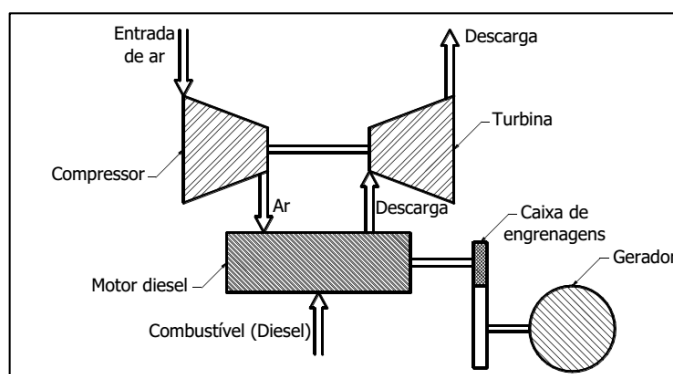
Dentre as principais vantagens da turbina a vapor estão a maior vida útil, o menor gasto com manutenção e a maior confiabilidade (COSTA, 2017). O FUE, considerando apenas a conversão da energia da biomassa para geração de eletricidade varia. Para Wu e Wang (2006) esse índice situa-se na faixa de 30 a 40%; para Paro (2011), o FUE é em torno de 40% (apud COSTA, 2017).

3.2.4. MOTOR DE COMBUSTÃO INTERNA-MCI

O MCI (motor de combustão interna) é também conhecido como MCA (motor de combustão alternativa). Essa classe de motores é subdividida em dois subgrupos, de acordo com o princípio de funcionamento: ciclo Otto ou de ignição por centelha, desenvolvido em 1867 pelo engenheiro alemão Nikolaus August Otto; e o motor de ciclo Diesel ou de ignição por compressão, desenvolvido pelo engenheiro alemão Rudolph Diesel. Os MCI's geralmente são usados em máquinas pesadas, locomotivas, navios e em automóveis (COSTA, 2006).

O MCI em sua forma turbinada é mostrado na Figura 30. Por ser o mais eficiente sistema de queima de combustível desenvolvido, aperfeiçoado e otimizado pela engenharia ao longo do tempo, o motor de combustão interna é largamente utilizado em muitas aplicações de sistemas de geração de energia elétrica, acoplando um gerador ao seu eixo (SILVA, 2016).

Figura 30. Representação esquemática de um motor de combustão interna.

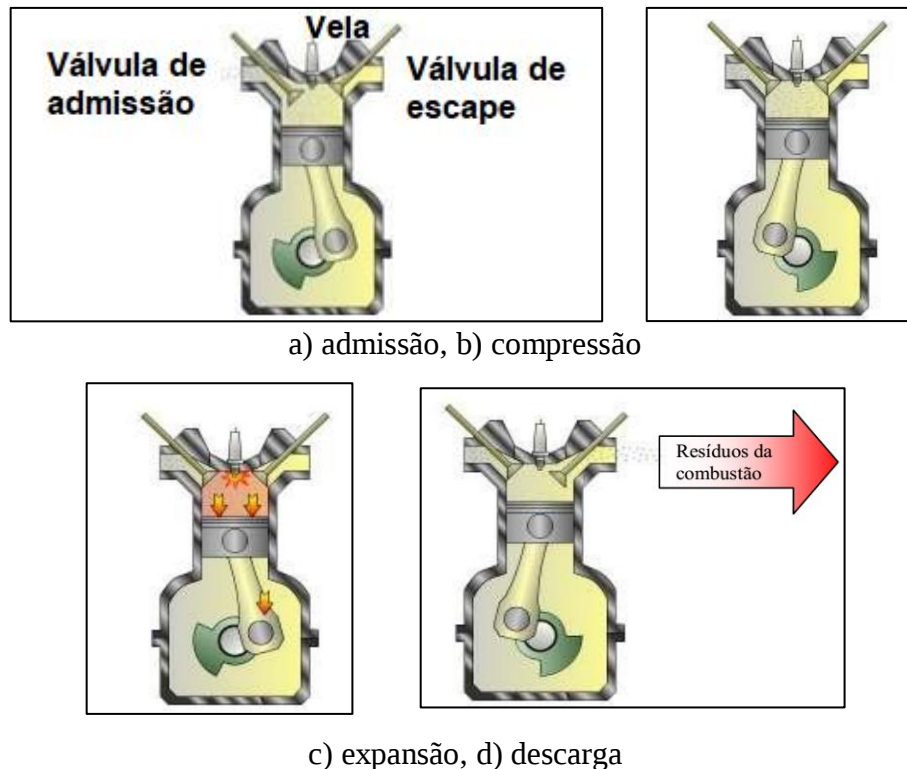


Fonte: SILVA, 2016.

O MCI de ciclo Otto em corte é demonstrado na Figura 31. Nesse tipo de motor, dentre os diversos tipos de combustíveis utilizados, está o biogás (COSTA, 2017). Nos motores de quatro tempos cada fase do ciclo é realizada em um curso: admissão, compressão, expansão e descarga (VARELLA, 2017). Essas fases são demonstradas na Figura 31a a Figura 31d.

No primeiro curso, denominado admissão, a mistura ar-combustível é injetada na válvula de admissão que está aberta, enquanto a válvula de escape está fechada. No segundo curso ocorre a compressão, isto é, a redução do volume de admissão para volume da câmara de combustão. Nesse curso, as válvulas de admissão e escape estão fechadas. No terceiro curso, as válvulas de admissão e escape estão fechadas. Assim, ocorre a combustão e a força produzida desloca o pistão realizando trabalho. No último curso há a descarga, ou seja, a eliminação dos resíduos da combustão. Durante a descarga, a válvula de escape está aberta e a válvula de admissão está fechada, encerrando um ciclo (VARELLA, 2017).

Figura 31. Ciclo em curso do motor Otto de quatro tempos.



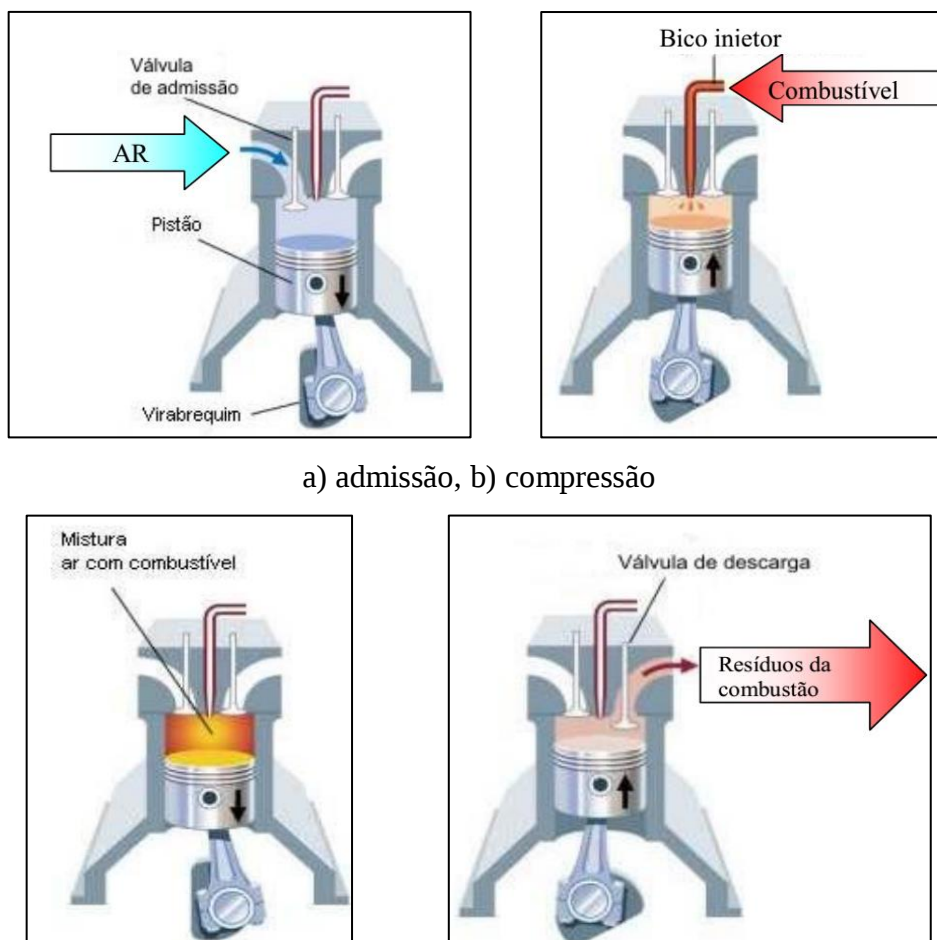
Fonte: Varella, 2017. Adaptado.

Já nos motores Diesel – que utilizam diferentes combustíveis líquidos, como óleos combustíveis e misturas de combustíveis gasosos com líquidos – a combustão ocorre por meio de difusão iniciada por autoignição, de modo que a aspiração de ar não tenha restrição e a quantidade de combustível seja ajustada conforme o requerimento de potência. (SALES, 2008 apud COSTA, 2017). Seu funcionamento se resume em quatro cursos: admissão, compressão, expansão e descarga, como demonstrado na Figura 32a a Figura 32d (VARELLA, 2017).

No primeiro curso, a válvula de admissão está aberta e há a injeção de ar, enquanto a válvula de descarga permanece fechada. No segundo curso, ambas as válvulas estão fechadas. Assim, a compressão do ar na câmara de combustão produz a elevação da temperatura. Após a compressão, o combustível é dosado e injetado, entrando em contato com o ar aquecido e provocando a combustão (VARELLA, 2017).

No terceiro curso, ambas as válvulas permanecem fechadas, e na medida em que o combustível é injetado, vai se inflamando, aumentando a temperatura dos gases que tendem a se dilatar cada vez mais. Durante a expansão, o pistão é acionado pela força de expansão dos gases, transformando a energia térmica em mecânica. No último curso, há o descarte dos resíduos da combustão pela válvula de descarga, enquanto a válvula de admissão permanece fechada. Assim, encerra-se um ciclo (VARELLA, 2017).

Figura 32. Ciclo em curso do motor Diesel de quatro tempos.



a) admissão, b) compressão

c) expansão, d) descarga

Fonte: VARELLA, 2017.

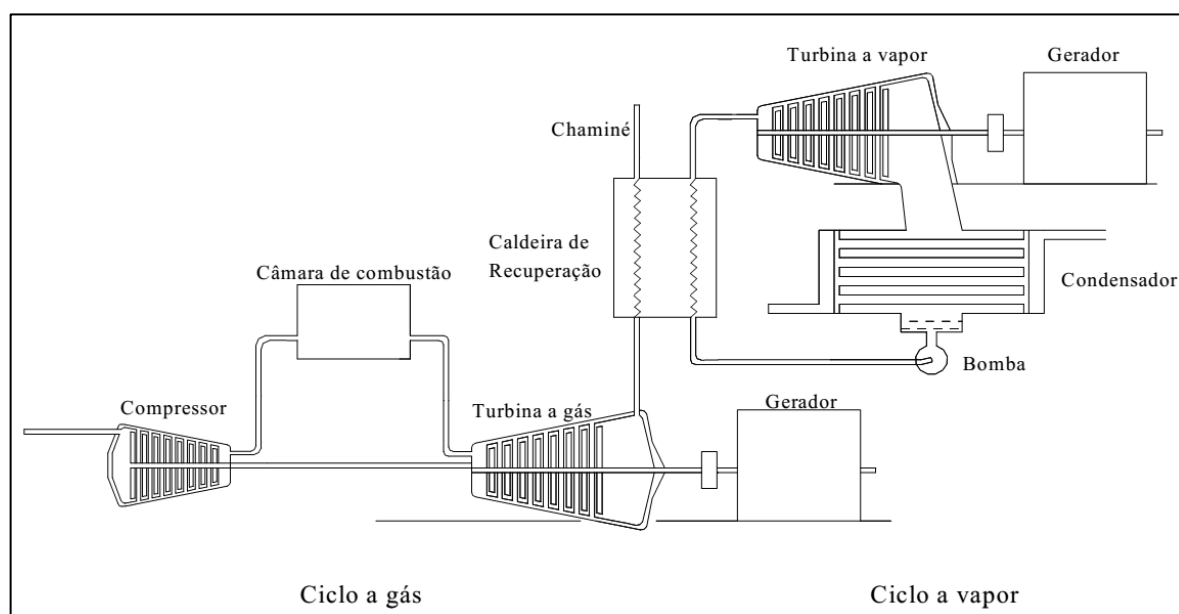
Junto com as turbinas a gás, os motores de combustão interna adaptados são as principais tecnologias para conversão do biogás em energia elétrica. A faixa de potência de geração dos MCI's vai desde 5 kW até índices superiores a 30 MW, com amplo uso na geração distribuída. Na aplicação restrita a geração de energia elétrica, os MCI's apresentam FUE de 25% a 45% (LORA E HADDAD, 2006 apud COSTA, 2017).

3.2.5. CICLO COMBINADO

O ciclo combinado é o processo de produção de energia elétrica utilizando turbinas a gás e turbinas a vapor (COSTA, 2006). A tecnologia de conversão com ciclo combinado, na sua forma mais simples, é demonstrada na Figura 33. Essa configuração consiste num compressor, um combustor, uma turbina a gás, uma caldeira de recuperação de calor, uma turbina a vapor e os geradores. Entretanto, outras configurações com números diversos de eixos e geradores são possíveis (SILVA, 2009).

Na configuração em ciclo combinado, o ar injetado no compressor é comprimido e enviado para o combustor. Em seguida, o ar em contato com o combustível é queimado e a energia contida nos gases de exaustão produz vapor em uma caldeira de recuperação. O vapor da caldeira de recuperação aciona uma turbina a vapor de condensação, gerando energia mecânica que, em seguida, é convertida em energia elétrica através do gerador (COSTA, 2006). A saída de potência da planta é a soma das saídas de potência da turbina a gás e da turbina a vapor (SILVA, 2009).

Figura 33. Esquema Simplificado do Ciclo Combinado.



Fonte: SILVA, 2009.

Segundo Silva (2009):

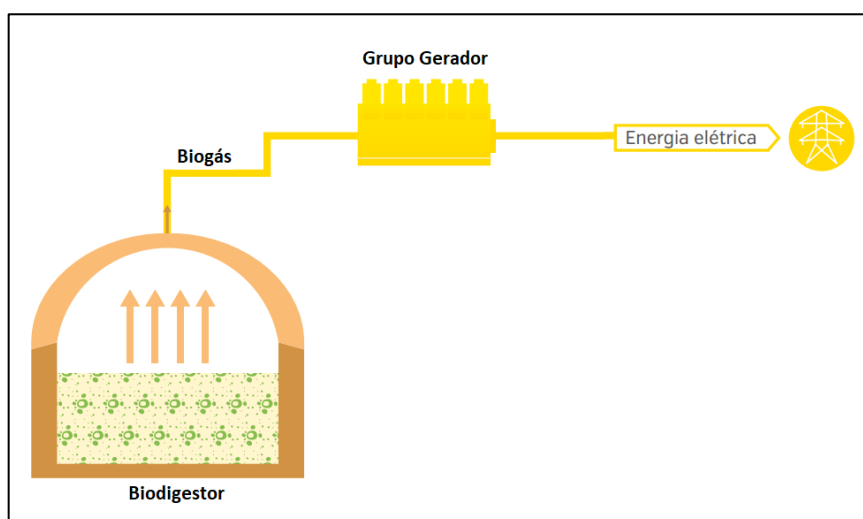
Tipicamente, uma planta operando em ciclo combinado utiliza os gases de exaustão em elevada temperatura. Estes gases provenientes da turbina a gás geralmente seriam lançados no meio ambiente sem qualquer tipo de reaproveitamento. No entanto, tais gases podem ser utilizados na produção de vapor em uma caldeira de forma a ser utilizado por uma turbina a vapor, que pode ser acoplada a um gerador elétrico. A utilização dos gases de exaustão da turbina a gás, como gerador de vapor para a turbina térmica, torna o processo mais eficiente.

O sistema de potência em ciclo combinado é um dos mais eficientes ciclos para sistemas de geração, podendo, de acordo com a configuração, atingir até 60%, enquanto que a eficiência para a operação individual das turbinas a gás e a vapor está entre 30 e 40%. Cabe observar que do total da potência geral, a turbina a gás produz cerca de 60% e a turbina a vapor produz o restante – aproximadamente 40% (SILVA, 2009).

CAPÍTULO 4. METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentadas as metodologias para análise dos dois pontos principais desse trabalho: a estima da produção de biogás a partir de resíduos orgânicos bovinos e a avaliação da viabilidade econômica de implantação de uma planta geradora de energia elétrica a partir de biogás. Na Figura 34 pode ser visualizado o esquemático básico analisado neste trabalho para o aproveitamento do biogás na geração de energia elétrica. Nesse sistema de geração há um digestor modelo lagoa coberta sem sistema misturador e aquecedor, e um grupo-gerador de energia elétrica composto de um MCI e um gerador de 30 kW. O trabalho consiste em dimensioná-los de forma economicamente viável.

Figura 34. Esquemático para geração do biogás e conversão em energia elétrica.



Fonte: MCID, 2019a. Adaptada.

4.1. ESTIMA DA PRODUÇÃO DE BIOGÁS - METODOLOGIA CIBIOGÁS-ER

Distintas metodologias podem ser utilizadas para a determinação do potencial teórico de produção de biogás. Dentre as quais, são mais usuais as descritas por Chen (1983), Kunz (2006), IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) (2006), (apud BiogásFert, 2018) e CIBIOGÁS (2019a), todas com parâmetros e constantes próprias. Nesse trabalho, para a estima da produção de biogás a partir de resíduos bovinos de corte, a metodologia utilizada será a desenvolvida pelo Centro Internacional de Energias Renováveis-Biogás – CIBIOGÁS-ER, pois é resultado de extensa pesquisa, ensaios laboratoriais e validação em campo em unidades de demonstração de biogás e biometano (CIBIOGÁS, 2019a).

A Equação 1 permite a determinação da produção diária de biogás a partir de resíduos bovinos de corte (CIBIOGÁS, 2019a).

$$PDB = N * PD * TC * Pe * FT \quad (1)$$

Onde:

PDB: Produção diária de biogás ($m^3 \cdot dia^{-1}$);

N: Quantidade de bovinos (animal);

PD: Produção de biogás por quilo de dejetos ($m^3 \cdot kg^{-1}$);

TC: Tempo de confinamento (h);

Pe: Produção específica de dejetos bovinos ($m^3 \cdot animal^{-1} \cdot dia^{-1}$); e,

FT: Fator tecnológico.

A produção de biogás por quilo de dejetos (*PD*) e a produção específica de dejetos (*Pe*) variam de acordo com a categoria do animal. Assim, nesse trabalho são utilizados os parâmetros para bovinos de corte. Digestores de baixo desempenho possuem menor eficiência na conversão da matéria orgânica em biogás. Por esse motivo, nesse trabalho é adotado um fator tecnológico de 60%. Isso significa que o digestor produz, em média, 60% do potencial de produção de biogás obtida em testes laboratoriais. Além disso, considera-se que o gás produzido contém 55% de metano (CIBIOGÁS, 2019a). A Tabela 11 reúne esses dados.

Tabela 11. Parâmetros para cálculo da produção de biogás.

Bovino de corte	
<i>PD</i> - Produção de biogás por quilo de dejetos ($m^3 \cdot kg^{-1}$)	0,0366
<i>Pe</i> - Produção específica de dejetos ($kg \cdot h^{-1}$)	1,0
Metano (%)	55,00
Fator Tecnológico (%)	60,00

Fonte: elaboração própria.

4.2. AVALIAÇÃO ECONÔMICA

O início de qualquer projeto requer a avaliação econômica para analisar o valor na tomada de decisão. Segundo Samanez (2010), o valor de um projeto é baseado em sua capacidade de gerar fluxos de caixa futuros – ou seja, de gerar renda econômica. Há várias técnicas, métodos, convenções e critérios comumente utilizados na análise e no processo decisório, dentre os quais, para esse trabalho, serão utilizadas as seguintes:

- i. VPL (valor presente líquido);
- ii. TIR (taxa interna de retorno); e,

iii. *Payback* descontado.

O método do VPL tem como finalidade calcular, em termos de valor presente, o impacto dos eventos futuros associados a uma alternativa de investimento, ou seja, o VPL mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil. Ainda segundo Samanez (2010), não existindo restrição de capital, argumenta-se que esse critério leva à escolha ótima, pois maximiza o valor da empresa.

O cálculo do VPL reflete as preferências entre consumo presente e consumo futuro, e a incerteza associada aos fluxos de caixa futuros. O processo por meio do qual os fluxos de caixa são ajustados a esses fatores chama-se desconto, e a magnitude desses fatores é refletida na taxa de desconto do projeto (K) denominada custo do capital (SAMANEZ, 2010).

O desconto converte os fluxos de caixa futuros em valores presentes, pois fluxos de épocas diferentes não podem ser comparados nem agregados enquanto não forem convertidos para valores de uma mesma época. Segundo Samanez (2010), é viável o empreendimento se o VPL for positivo.

O VPL é definido pela equação 2 (SAMANEZ, 2010):

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + K)^t} \quad (2)$$

Onde:

VPL : valor presente líquido;

FC_t : fluxo de caixa no t -ésimo período;

I : investimento inicial;

K : custo do capital;

t : período útil;

Σ : indica a soma da data 1 até n dos fluxos de caixa descontados no período inicial.

O fluxo de caixa (FC_t) nesse trabalho é denominado como a receita líquida (R_L). Essa é obtida através da subtração do custo de manutenção anual (C_m) da receita bruta anual (R_b) economizada com o fornecimento de energia elétrica do grupo-gerador ao invés do sistema de distribuição da concessionária. O investimento inicial (I) consiste na soma dos investimentos iniciais do digestor (I_d) e do conjunto gerador (I_g).

O custo de capital (K) considerado foi de 9,00% ao ano, baseado na remuneração de um título público brasileiro de 6,00% lastreado pela SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), acrescido de uma taxa de 3,00% pelos riscos relacionados ao projeto. Segundo Costa

(2006), no segmento energético, essa é a taxa requerida de retorno para a inversão de capital em projetos novos e de pequena escala.

A vida útil do projeto para análise da viabilidade econômica foi determinada em função da vida útil de 10 a 15 anos do digestor, segundo o fabricante. Assim, o período (t) adotado para a análise deste trabalho, considerando um cenário conservador, é de 10 anos. A Tabela 12 reúne os parâmetros iniciais para (2).

Tabela 12. Parâmetros para cálculo do VPL.

FC_t (R\$)	$R_b - C_m$
I (R\$)	$I_d + I_g$
K (%)	9,0 % a.a.
t (anos)	10

Fonte: elaboração própria.

O TIR é a taxa de retorno do projeto de investimento. Esse índice não tem como finalidade a avaliação da rentabilidade absoluta a determinado custo do capital como o VPL, mas, ao contrário, seu objetivo é encontrar uma taxa intrínseca de rendimento. Segundo Samanez (2010), se o TIR $i_R > K$, então o projeto é economicamente viável. Matematicamente, a TIR é uma taxa hipotética que anula o VPL – ou seja, é aquele valor de i_R que satisfaz a equação 3 (SAMANEZ, 2010):

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + i_R)^t} = 0 \quad (3)$$

Onde:

VPL : valor presente líquido;

FC_t : fluxo de caixa no t -ésimo período;

I : investimento inicial;

K : custo do capital;

t : período útil;

$\sum$: indica a soma da data 1 até n dos fluxos de caixa descontados no período inicial; e,

i_R : taxa interna de retorno.

O método do payback descontado é utilizado em conjunto com outros métodos, como o VPL e a TIR, e calcula o tempo de retorno considerando as taxas de juros. Esse método é, sem dúvida, o mais difundido no meio técnico para análise de viabilidade econômica, principalmente devido à sua facilidade de aplicação. Para o cálculo do *payback*, determina-se o valor de T_R na equação 4 (SAMANEZ, 2010).

$$I = \sum_{t=1}^{T_R} \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad (4)$$

Onde:

FC_t : fluxo de caixa no t-ésimo período;

I : investimento inicial;

K : custo do capital;

t : período útil;

Σ : indica a soma da data 1 até n dos fluxos de caixa descontados no período inicial; e,

T_R : período de retorno.

Algumas considerações devem ser observadas na análise do investimento:

- i. O projeto desconsidera o reajuste da tarifa de energia, pois entende que a mesma é reajustada pela inflação;
- ii. O projeto desconsidera impostos, contribuições e depreciação;
- iii. Toda a energia é consumida na propriedade; e,
- iv. Não há financiamento.

4.2.1. PARÂMETROS ECONÔMICOS

Para escolha do tipo de tecnologia utilizado na conversão de biogás em energia elétrica, fez-se uma comparação entre uma microturbina a gás e um motor de combustão interna. Para isso, toma-se como base o trabalho de Costa (2006). Nesse, o autor compara um MCI e uma microturbina a biogás, ambos de 30 kW, e conclui que prevalece a viabilidade do projeto que utiliza o MCI.

Basicamente, o menor investimento inicial – que permanece até os dias atuais, conforme Tabela 13 – atrelado a complexidade de cada tipo de tecnologia – componentes internos, tipo de material, princípio de funcionamento –, bem como suas especificações de operação – pressão, temperatura, composição específica do gás –, e manutenção – periódica, preventiva, corretiva e “*overhaul*” – representam a causa desse resultado, apesar da emissão de gases do efeito estufa ser menor para a microturbina. Diante dos pressupostos, esse trabalho optou pela avaliação econômica do projeto com MCI.

Tabela 13. Custo para instalação de tecnologia de conversão de biogás, por fabricante.

Fornecedor(a)	Tecnologia	Potência (kW)	Investimento
Trigás	MCI	30	R\$ 104.180,76
CHP Brasil	MCI	35	R\$ 216.000,00
Capstone	Microturbina a gás	30	R\$ 286.000,00

Fonte: elaboração própria.

Após a escolha do grupo gerador, é determinada a vazão de biogás (V_G), em ($m^3 \cdot h^{-1} \cdot kW^{-1}$), para abastecimento do mesmo. Para esse trabalho adotou-se uma posição conservadora. Assim, a vazão de biogás adotada nesse trabalho foi acima da recomendada pelo fabricante, conforme Tabela 14

Tabela 14. Parâmetros de consumo de biogás para o MCI do projeto.

Tecnologia para conversão do biogás	
Tecnologia	MCI
Potência nominal (kW)	30
Potência entregue (kW)	27
$V_G (m^3 \cdot h^{-1} \cdot kW^{-1})$ - fabricante	0,5
$V_G (m^3 \cdot h^{-1} \cdot kW^{-1})$ - adotado	0,7

Fonte: elaboração própria.

O valor do investimento para implantação do conjunto gerador, segundo orçamento feito com o fabricante, é demonstrado na Tabela 15.

Tabela 15. Custo para instalação do MCI.

Descrição	Quant.	Unid.	Custo/Unid.
Gerador (30kW)	1	Unid	R\$ 104.180,76
Tubulações	6	m	R\$ 163,41
Conexões	4	Unid	R\$ 58,20
Tubulação de exaustões	3	m	R\$ 1.300,22
Válvulas	2	Unid	R\$ 315,00
Instalação (Obra civil)	1	-	R\$ 850,00
Total			R\$ 106.867,59

Fonte: elaboração própria.

Em seguida, são determinados os seguintes parâmetros: número de animais- N (cabeça), a demanda diária de biogás- $B_d (m^3 \cdot dia^{-1})$ e o volume do digestor- $V_{dg} (m^3)$ em cinco cenários de funcionamento do conjunto gerador – 4 (quatro), 6 (seis), 8 (oito), 12 (doze) e 16 (dezesesseis) horas. Esses parâmetros são reunidos na Tabela 16.

Tabela 16. Parâmetros para distintos cenários de geração.

Geração (h. dia⁻¹)	N (cabeça)	B_d (m³. dia⁻¹)	V_{dg} (m³)
4	191	84	720
6	287	126	720
8	383	168	720
12	574	252	1440
16	765	336	1440

Fonte: elaboração própria.

Com a determinação do volume do digestor, determina-se o investimento inicial para instalação em cada cenário de geração. Esses dados, orçados junto ao fabricante, são reunidos na Tabela 17.

Tabela 17. Investimento para implantação do digestor.

Volume		720 m³	1440 m³	Unid.
Descrição	Preço/Unid.	Quant.	Quant.	
Biodigestor Tubular	R\$ 25.166,00	1	2	PC
Manta Geotêxtil	R\$ 7,00	441	882	m ²
Lagoa Aeróbia	R\$ 29,52	423,2	846,4	m ²
Dispositivo Gerador de Descarga	R\$ 8.500,00	1	1	PC
Válvula de Alívio	R\$ 250,00	1	2	Unid
Flange 6 polegadas	R\$ 44,00	4	8	Unid
Flare (queimador)	R\$ 500,00	1	2	Unid
Instalação (Obra civil)	R\$ 850,00	3	6	Diárias

Fonte: elaboração própria.

Para a determinação da receita líquida anual (R_L), é necessário obter os custos anuais de manutenção (C_m) – que equivale a soma das manutenções anuais do digestor (C_d) e do conjunto gerador (C_g) – e subtrair da economia obtida quando a propriedade é alimentada pela energia gerada internamente, aqui denominada receita bruta (R_b).

O custo anual de manutenção do digestor (C_d), segundo o fabricante, é de 5% do investimento inicial. Para o conjunto gerador, segundo o fabricante, há uma série de manutenções periódicas que são descritas na Tabela 18. Esses dados têm como base a vida útil do gerador, estimada pelo fabricante, de 15000 horas. É válido destacar que após o esgotamento da vida útil, é necessário realizar o *overhaul* do equipamento, ou seja, o seu recondicionamento completo. Esse procedimento tem custo estimado de um quinto do investimento inicial do conjunto gerador.

Tabela 18. Custo de manutenção do grupo-gerador.

Manutenção	Procedimento	Período (h)	Preço	Intervenções por período de operação (Unid.)				
				4h	6h	8h	12h	16h
Alternador	Substituição da correia	1000	R\$ 91,97	14	21	29	43	58
Alternador	Substituição das velas	1000	R\$ 20,34	14	21	29	43	58
Alternador	Substituição dos rolamentos	2000	R\$ 257,57	7	10	14	21	29
Rolamento do gerador	Lubrificação	1000	R\$ 23,00	14	21	29	43	58
Filtro de ar	Substituição	2000	R\$ 74,40	7	10	14	21	29
Sistema de combustível	Limpeza da válvula de gás	2000	R\$ 253,80	7	10	14	21	29
Óleo Lubrificante	Substituição	200	R\$ 23,00	73	109	146	219	292
Filtro do óleo Lubrificante	Substituição	400	R\$ 17,60	36	54	73	109	146
Sistema de refrigeração	Substituição do líquido refrigerante, da correia dentada e do esticador da correia	1000	R\$ 647,80	14	21	29	43	58
Sistema de refrigeração	Verificar tensão da correia	200	R\$ -	73	109	146	219	292
Filtro de ar	Limpeza	1000	R\$ -	14	21	29	43	58
Filtro do sistema de combustível	Limpeza	200	R\$ -	73	109	146	219	292
<i>Overhaul</i>	Substituição total	15000	R\$ 20.836,15	0	1	1	2	3

Fonte: elaboração própria.

A receita bruta (R_b) é obtida através da equação 4. Para isso, considera-se as tarifas vigentes a partir de 07/08/2019 em duas modalidades – convencional e branca – na área de distribuição da concessionária do Pará-CELPA. Essas tarifas, por modalidade, são reunidas na Tabela 19 (CELPA, 2019a).

$$R_b = P_G * TF * h * D * F_d \quad (4)$$

Onde:

R_b : Receita bruta anual (R\$);

P_G : Energia gerada por hora ($kW \cdot h^{-1}$);

TF : Tarifa por modalidade (R\$. $kW^{-1} \cdot h^{-1}$);

h : período diário de geração (*horas*);

D : quantidade de dias aplicável para cada modalidade de tarifas (*dias*); e,

F_d : Fator de disponibilidade (*adimensional*).

Para a modalidade de tarifa convencional, todos os dias (365) são considerados, pois não há distinção da tarifa por dia da semana. Entretanto, na modalidade de tarifa branca, segundo a concessionária do Pará, os horários de ponta e intermediário são aplicáveis somente em dias úteis. Assim, há a aplicação da tarifa branca em 261 dias, enquanto nos demais 104 dias há a aplicação da tarifa fora de ponta, pois não há a distinção de horário (CELPA, 2019).

Tabela 19. Tarifas convencional e branca para classe rural, baixa tensão.

Tarifa Convencional	Tarifa Branca-Horário		
	Ponta (18h30 às 21h29)	Intermediário (17h30 às 18h29) (21h30 às 22h29)	Fora de ponta (22h30 às 17h29)
R\$ 0,51953	R\$ 1,12012	R\$ 0,70846	R\$ 0,42112

Fonte: elaboração própria.

O fator de disponibilidade (F_d), segundo o fabricante, é ($23 * 24^{-1}$), para um cenário de 24 horas de geração contínua, devido as manutenções preventivas. Em outros cenários de geração, aplica-se $F_d = 1$.

4.3. MÉTODO DE MONTE CARLO

Pereira (2000), afirma que risco é o grau de incerteza a respeito de um evento, enquanto a certeza está relacionada à probabilidade de 100% de ocorrência desse evento. Contudo, na presença de incerteza é possível atribuir uma probabilidade de ocorrência ao evento (apud ZUCCOLOTTO; COLODETI FILHO, 2007). Para Rogers, Ribeiro e Dami (2004):

Particularmente, em situações que requerem estimativas de variáveis não controláveis o fator risco é inerente aos erros de previsão, porém conhecidas as distribuições de probabilidade destas variáveis, poderão ser obtidas objetivamente e mensuradas dentro de um intervalo de confiança.

Diante disso, a forma mais comum de tratamento da questão – do risco – é a obtenção de uma distribuição de probabilidades, sua média e desvio, onde o desvio em relação à média é entendido como o risco da variável em estudo (PEREIRA, 2010 apud ZUCCOLOTTO; COLODETI FILHO, 2007).

O MCC (método de Monte Carlo) é um conhecido método de simulação que tem por princípio a geração de números aleatórios de acordo com parâmetros definidos para as variáveis que compõem o modelo a ser utilizado (ROGERS; SANTOS; LEMES, 2010). Os autores, ao citar o método de Monte Carlo, afirmam que:

Essencialmente, em tal método, definem-se variáveis de entrada que respeitem certo padrão de distribuição, e, a partir disso, gera-se números aleatórios para cada uma das variáveis, seguidos dos diversos parâmetros de distribuição. A cada iteração o resultado é armazenado e, ao final de todas as iterações, a sequência de resultados gerados é transformada em uma distribuição de probabilidades, permitindo calcular estatísticas descritivas, como a média e o desvio-padrão.

Basicamente, em uma projeção identificam-se as variáveis que serão geradas aleatoriamente. Essas variáveis normalmente apresentam seus possíveis valores dentro de uma faixa identificada por um valor mínimo e um máximo. Além dessas variáveis, há variáveis independentes que ou são constantes – ou seja, têm desvio padrão igual a zero – ou variam de uma outra forma, independentemente das variáveis inicialmente identificadas (NETO; MOURA; FORTE, 2013).

Outras variáveis podem ser diagnosticadas como dependentes das variáveis a serem geradas aleatoriamente. Identificadas essas variáveis, uma relação de proporcionalidade deve ser determinada entre elas e as variáveis independentes. Assim, a cada iteração, ou seja, a cada geração de novos valores aleatórios, aquelas terão automaticamente seus valores recalculados (NETO; MOURA; FORTE, 2013).

Cada geração dessa série de números significa um cenário possível de ocorrer. Esse evento tem então uma probabilidade diferente de zero de acontecer e gera uma saída que deve ser guardada em uma lista para posterior análise. Em seguida, a geração de um novo cenário é feita, seguindo o mesmo processo de aleatoriedade (NETO; MOURA; FORTE, 2013).

Zuccolotto e Colodeti Filho (2007) ressaltam que quando para cada valor das variáveis de entrada de um modelo existir uma distribuição de probabilidades dos valores a serem assumidos pela variável dependente, o modelo é denominado probabilístico ou estocástico.

Dessa forma, Monte Carlo é um método de simulação baseado na utilização de números aleatórios que são sorteados para gerar resultados e as distribuições de probabilidades correspondentes.

Segundo Neto, Moura e Forte (2013):

Essa geração “randômica” isenta os números de uma inclinação mais otimista ou pessimista do autor da projeção. Cada geração de novos valores corresponde a um evento ou cenário provável de ocorrer, que é guardado em uma distribuição de probabilidade. A disposição desses eventos em uma distribuição possibilita a avaliação da probabilidade de ocorrência de cada evento, através de medidas de estatística descritiva, como a média e o desvio padrão.

Pode-se verificar a utilização de tal método em diversas áreas, como: economia, física, química, medicina, entre outras (JUNQUEIRA; PAMPLONA, 2002). Para que uma Simulação de Monte Carlo esteja presente em um estudo, basta que se faça uso de números aleatórios na verificação de algum problema (MACHLINE, 1970; WOLLER, 1996 apud JUNQUEIRA; PAMPLONA, 2002).

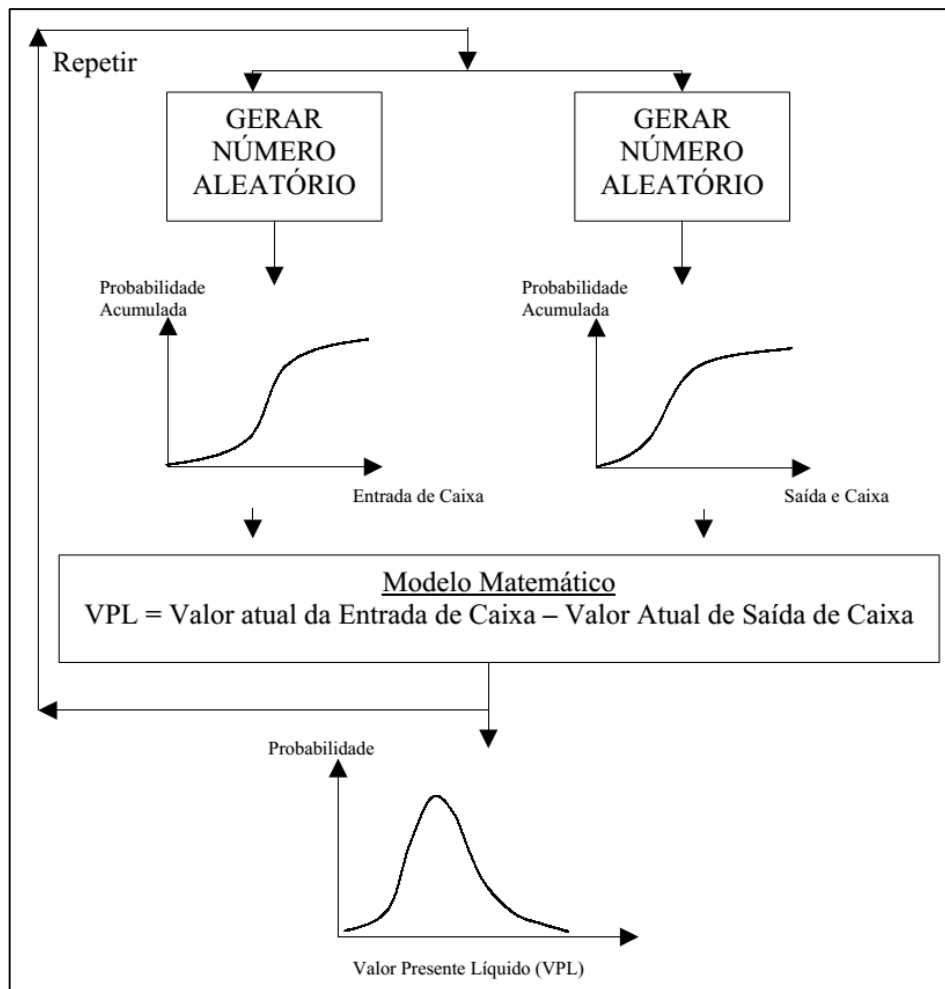
Segundo Costa e Azevedo (1996), o MMC quando incorporado aos modelos de finanças, fornece como resultado aproximações para as distribuições de probabilidade dos parâmetros que estão sendo estudados (apud BRUNI; FAMÁ; SIQUEIRA, 1998). Tomando por base as variáveis de entrada que influenciam o cálculo dos fluxos de caixa futuros – vendas, custos variáveis, custos fixos, depreciação e amortização – e, consequentemente, as variáveis de saída – TIR e VPL –, o uso do Método de Monte Carlo tem como objetivo estimar probabilisticamente a TIR ou o VPL, assumindo que as variáveis de entrada que afetam o seu cálculo comportam-se aleatoriamente (ROGERS; RIBEIRO; DAMI, 2004).

Para a construção de um modelo do fluxo de caixa fazendo uso da simulação de Monte Carlo, segue-se uma sequência lógica, conforme a Figura 35 e as instruções abaixo (JUNQUEIRA; PAMPLONA, 2002):

- Construir um modelo básico das variações dos fluxos de caixa futuros, provocados pelo investimento em questão;
- Para toda a variável que puder assumir diversos valores, elaborar sua distribuição de probabilidade acumulativa correspondente;
- Especificar a relação entre as variáveis de entrada a fim de se calcular o VPL do investimento;
- Selecionar, ao acaso, os valores das variáveis, conforme sua probabilidade de ocorrência, para assim, calcular o valor presente líquido; e,
- Repetir essa operação múltiplas vezes até que se obtenha uma distribuição de

probabilidade do VPL.

Figura 35. Sequência lógica para simulação do método de Monte Carlo.



Fonte: Junqueira; Pamplona, 2002.

Em geral, a simulação de Monte Carlo é desenvolvida por meios computacionais e o processo de geração de dados de entrada e registro dos resultados é simulado tantas vezes quanto o usuário definir como suficiente. A maioria dos softwares disponíveis, como Cristal Ball 7.2 e @Risk 4.5, realizam mais de 50.000 simulações, dando assim uma confiança maior quanto ao processo, já que quanto maior o número de simulações, mais prováveis se tornam os valores (ZUCCOLOTTO; COLODETI FILHO, 2007).

Depois de gerados aleatoriamente os valores para as variáveis de entrada, calcula-se, automaticamente, os valores das variáveis de saída, por meio das independências firmadas anteriormente entre estas. Assim, a distribuição de probabilidades gerada mostra uma característica de mensuração dos resultados por meio de um intervalo de confiança, determinando, assim, os riscos de que uma faixa de resultados ocorra (ZUCCOLOTTO; COLODETI FILHO, 2007).

4.3.1. LEIS DE PROBABILIDADE

Empregamos o termo variável aleatória para descrever o valor que corresponde ao resultado de determinado experimento (CORREA, 2003). Uma função contínua assume um número infinito não numerável de valores, isto é, todos os valores de um intervalo de números reais são aceitáveis (MARTINS, 2014). Uma vez definida a variável aleatória, existe interesse no cálculo dos valores das probabilidades correspondentes. Esse conjunto das variáveis e das probabilidades correspondentes é denominado distribuição de probabilidades (CORREA, 2003). Dentre as principais distribuições de probabilidade estão a uniforme, a triangular e a normal.

Segundo Martins (2014), a distribuição uniforme se aplica para os casos em que, numa fase inicial, ainda não se possui os valores da média e do desvio-padrão do risco, assim podemos ver qual o caminho a seguir antecipadamente, pois admite-se que todos os valores dentro do intervalo $[A, B]$ têm a mesma probabilidade de ocorrer. Em um intervalo $n [A, B]$, a variável aleatória tem distribuição uniforme se a sua função de densidade de probabilidade for dada pela equação 5 (MARTINS, 2014):

$$p(x) = \begin{cases} \frac{1}{B-A}, & x \in [A, B] \\ 0, & \text{outros } x \in \mathbb{R} \end{cases} \quad (5)$$

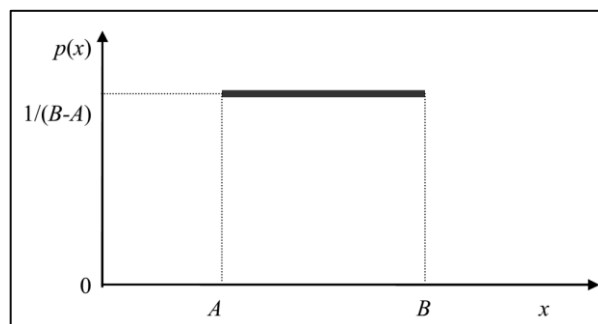
Onde:

A : valor mínimo; e,

B : valor máximo.

Sabendo que $X \sim U[A, B]$, chega-se ao gráfico da função de densidade de probabilidade da Figura 36.

Figura 36. Distribuição uniforme.



Fonte: Assis, 2010. Adaptado.

O valor esperado – média – será dado pela equação 6 (MARTINS, 2014):

$$E(X) = \frac{A + B}{2} \quad (6)$$

E a variância relativamente a esta distribuição será dada pela equação 7 (MARTINS, 2014):

$$V(X) = \frac{(B - A)^2}{12} \quad (7)$$

A distribuição de probabilidade triangular é utilizada nos casos em que é possível determinar o valor mais provável da variável aleatória, os valores mínimos e máximos, e quando uma função linear parece apropriada para a descrição da distribuição dos valores dos erros das variáveis. Nesses casos, pode-se utilizar a distribuição triangular, que é um modelo adequado entre as distribuições normal e uniforme (MARTIN; NETO, 2007). A função densidade de probabilidade triangular é definida pela equação 8 (MARTIN; NETO, 2007) e aproximada pela curva da Figura 37.

$$p(x) = \begin{cases} \frac{2(x - a)}{(m - a)(b - a)}, & a \leq X \leq m \\ \frac{2(b - x)}{(b - m)(b - a)}, & m \leq X \leq b \\ 0, & X < a \text{ ou } X > b \end{cases} \quad (8)$$

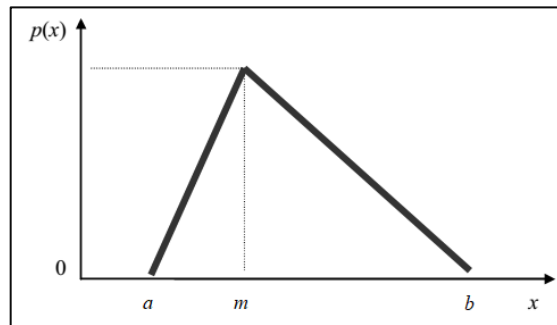
Onde:

m : valor mais provável;

a : valor mínimo; e,

b : valor máximo.

Figura 37. Distribuição triangular.



Fonte: Assis, 2014. Adaptado.

A média será dada pela equação 9 (KUGIZAKI, 1982):

$$E(X) = \frac{m + a + b}{3} \quad (9)$$

E a variância relativa a essa distribuição será dada pela equação 10 (KUGIZAKI, 1982):

$$V(X) = \frac{(a^2 + m^2 + b^2 - am - 2mb - ab)}{18} \quad (10)$$

Ao falarmos da distribuição normal, estamos na realidade a referir-nos a uma família de distribuições, indexadas pelos parâmetros μ (média) e σ (desvio padrão) (MARTINS, 2005). A distribuição normal tem sua função de densidade de probabilidade dada pela equação 11 e é descrita pelo gráfico da Figura 38 (CORREA, 2003):

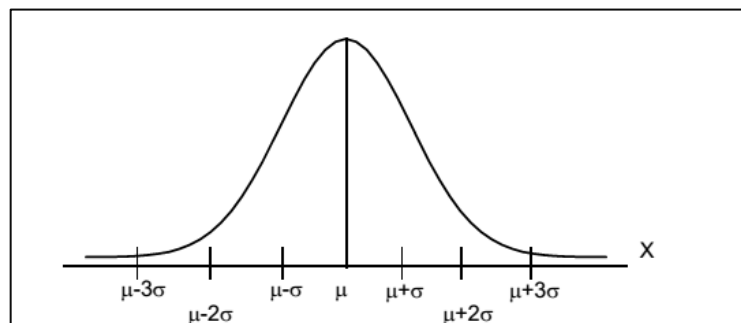
$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x - \mu)^2}{2\sigma^2}\right), -\infty < x < \infty \quad (11)$$

Onde:

μ : média; e,

σ : desvio padrão.

Figura 38. Distribuição normal.



Fonte: Correa, 2003.

A distribuição normal é simétrica ao seu valor médio μ , de modo que duas curvas correspondentes a duas distribuições com o mesmo desvio padrão têm a mesma forma, diferindo unicamente na localização. É mais achatada quanto maior for o valor de σ , de modo que duas curvas correspondentes a duas distribuições com o mesmo valor médio, são simétricas, relativamente ao mesmo ponto, diferindo no grau de achatamento (MARTINS, 2005).

Segundo Correa (2013):

A distribuição normal é a mais importante das distribuições de probabilidades. Conhecida como a “curva em forma de sino”, a distribuição normal tem sua origem associada aos erros de mensuração. É sabido que quando se efetuam repetidas mensurações de determinada grandeza com um aparelho

equilibrado, não se chega ao mesmo resultado todas as vezes; obtém-se, ao contrário, um conjunto de valores que oscilam, de modo aproximadamente simétrico, em torno do verdadeiro valor.

Construindo-se o histograma desses valores, obtém-se uma figura com forma aproximadamente simétrica. Gauss deduziu matematicamente a distribuição normal como distribuição de probabilidade dos erros de observação, denominando-a “lei normal dos erros” (CORREA, 2003).

4.3.2. MONTE CARLO APLICADO AO VPL

A simulação é um método utilizado na tentativa de recriar um sistema real. Dessa forma, a simulação de Monte Carlo insere os riscos nas projeções e tem saídas distintas das metodologias determinísticas tradicionais de cálculo do VPL. O MMC permite, então, visualizar, através do gráfico de sensibilidade, como as variáveis de saída são afetadas pelas variáveis de entrada.

Inicialmente, define-se as variáveis do problema. Em seguida, define-se suas distribuições de probabilidades e o número de iterações. Nesse trabalho, para obtenção do fluxo de caixa anual, as variáveis consideradas críticas para o problema foram tratadas de forma aleatória dentro de uma margem de variação com o auxílio do software Crystal Ball®. As variáveis consideradas, as margens e as distribuições de probabilidades são reunidas na Tabela 20. Além disso, definiu-se o número de iterações em 100000.

Nesse trabalho optou-se por definir as variáveis aleatórias – ou pressupostos, como é denominado pelo programa Crystal Ball® – como distribuições triangulares, pois segundo Martin (2007), essa distribuição é utilizada nos casos em que é possível determinar o valor mais provável da variável aleatória, os valores mínimos e máximos, assim, sendo uma distribuição adequada entre as distribuições normal e uniforme.

Tabela 20. Variáveis, margens e distribuições do problema.

Variável	Distribuição	Margem de distribuição	
Investimento (R\$)	Triangular	± 5%	-
Custo de Manutenção (R\$)	Triangular	± 10%	-
Horas de Operação (h)	Triangular	± 0,5	-
Potência (kW)	Triangular	Mais provável = máximo = 27	Mínimo = - 10%
Fator de Disponibilidade	Triangular	Mais provável = 23.24 ⁻¹	Mínimo = -5%; Máximo = 1,0.
Vida Útil (anos)	Triangular	± 10%	-
Custo K (%)	Triangular	± 10%	-

Fonte: elaboração própria.

CAPÍTULO 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. PARÂMETROS ECONÔMICOS INICIAIS

5.1.1. INVESTIMENTO INICIAL

Na Tabela 21 são demonstrados os parâmetros iniciais para os cinco cenários de geração do conjunto gerador analisado neste trabalho: número de animais, o biogás demandado e o volume do digestor.

Tabela 21. Parâmetros iniciais para distintos cenários de geração.

Tecnologia Geração	Geração (h. dia⁻¹)	Bovinos (cabeça)	Demanda Biogás (m³. dia⁻¹)	Volume digestor (m³)
MCI (30 kW)	4	191	84	720
	6	287	126	720
	8	383	168	720
	12	574	252	1440
	16	765	336	1440

Fonte: elaboração própria.

Na Tabela 22 são demonstrados os investimentos iniciais para implantação do digestor e do grupo-gerador para cada cenário de geração, assim como o investimento inicial total que consiste na soma de ambos os investimentos anteriormente citados. Para o grupo-gerador foram desconsiderados os custos de automação e monitoramento, por entender que a operação dos equipamentos é absorvida pelos funcionários já existentes na propriedade.

Tabela 22. Investimentos iniciais para digestor e MCI, e investimento total

Geração (h. dia⁻¹)	Investimento digestor	Investimento Geração	Investimento Total
4	R\$ 52.721,86	R\$110.774,68	R\$ 163.496,54
6	R\$ 52.721,86	R\$110.774,68	R\$ 163.496,54
8	R\$ 52.721,86	R\$110.774,68	R\$ 163.496,54
12	R\$ 96.943,19	R\$110.774,68	R\$ 207.717,87
16	R\$ 96.943,19	R\$110.774,68	R\$ 207.717,87

Fonte: elaboração própria.

5.1.2. PROJEÇÃO DOS CUSTOS DE MANUTENÇÃO

Na Tabela 23 são demonstrados os custos de manutenção anual para o digestor e para o grupo-gerador em cada um dos cenários de geração.

Tabela 23. Custos de manutenção anual do MCI e digestor.

Geração (h. dia ⁻¹)	Manutenção		
	MCI	Digestor	MCI e Digestor
4	R\$ 3.197,65	R\$ 2.636,09	R\$ 5.833,75
6	R\$ 6.849,66	R\$ 2.636,09	R\$ 9.485,75
8	R\$ 8.558,99	R\$ 2.636,09	R\$ 11.195,09
12	R\$ 13.840,26	R\$ 4.847,16	R\$ 18.687,42
16	R\$ 19.260,18	R\$ 4.847,16	R\$ 24.107,34

Fonte: elaboração própria.

5.1.3. PROJEÇÃO DE RECEITAS BRUTA E LÍQUIDA

As receitas brutas para cada cenário de geração aplicadas às modalidades diferentes de tarifas são demonstradas na Tabela 24. É importante ressaltar que, para esse trabalho, quando analisado na modalidade de tarifa branca, as primeiras três horas são sempre consideradas em horário de ponta, assim como as 5 horas seguintes são consideradas em horário intermediário e as demais horas na modalidade de tarifa fora de ponta. Obtidos os custos de manutenção e receitas brutas, determina-se as receitas líquidas, também disponíveis na Tabela 24. É a receita líquida a variável utilizada nos cálculos do valor presente líquido-VPL, da taxa interna de retorno-TIR e do *payback*.

Tabela 24. Receitas brutas e líquidas por modalidade de tarifa.

Geração (h. dia ⁻¹)	Receita Bruta		Receita Líquida	
	Convencional	Branca	Convencional	Branca
4	R\$ 20.479,87	R\$ 33.402,99	R\$ 14.646,13	R\$ 27.569,25
6	R\$ 30.719,81	R\$ 45.753,04	R\$ 21.234,06	R\$ 36.267,29
8	R\$ 40.959,75	R\$ 58.103,08	R\$ 29.764,66	R\$ 46.908,00
12	R\$ 61.439,62	R\$ 74.703,64	R\$ 42.752,20	R\$ 56.016,22
16	R\$ 81.919,49	R\$ 91.304,19	R\$ 57.812,15	R\$ 67.196,85

Fonte: elaboração própria.

5.2. ANÁLISE ECONÔMICA DETERMINÍSTICA

5.2.1. VALOR PRESENTE LÍQUIDO-VPL

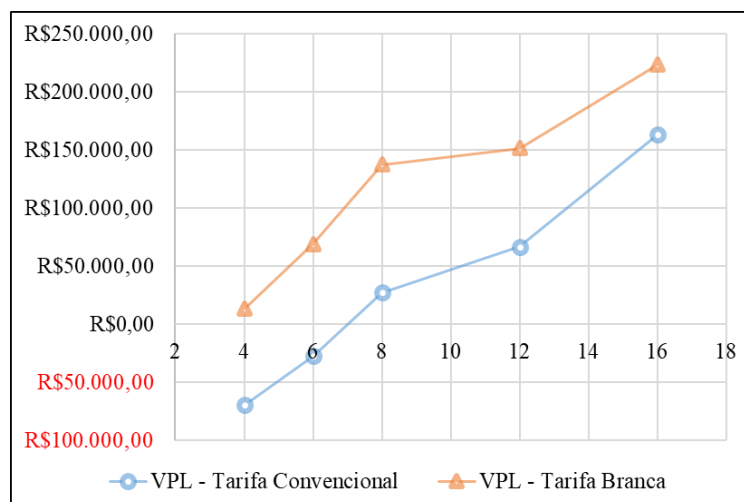
Os resultados para o valor presente líquido-VPL nos cinco cenários de geração, por modalidade de tarifa, são demonstrados na Tabela 25. Esses valores foram relacionados ao período de geração, resultando no gráfico da Figura 39. Por meio do método do VPL é demonstrada a viabilidade do projeto de geração de energia nos cenários de 8 (oito), 12 (doze) e 16 (dezesesseis) horas, na modalidade de tarifa convencional. Para a tarifa branca, todos os períodos analisados – 4 (quatro), 6 (seis), 8 (oito), 12 (doze) e 16 (dezesesseis) horas – têm VPL positivo, portanto são viáveis economicamente. Na modalidade de tarifa branca, é importante que o consumo no horário de ponta seja feito da energia gerada internamente, pois a tarifa da concessionária é maior neste período do dia.

Tabela 25. VPL para os distintos cenários de geração e tarifa.

Modalidade da Tarifa	Período de Geração (h)	VPL
Convencional	4	-R\$ 69.502,71
	6	-R\$ 27.223,61
	8	R\$ 27.522,86
	12	R\$ 66.651,10
	16	R\$ 163.300,75
Branca	4	R\$ 13.433,46
	6	R\$ 69.254,52
	8	R\$ 137.542,94
	12	R\$ 151.775,02
	16	R\$ 223.528,51

Fonte: elaboração própria.

Figura 39. VPL para os distintos cenários de geração e tarifa.



Fonte: elaboração própria.

5.2.2. TAXA INTERNA DE RETORNO-TIR

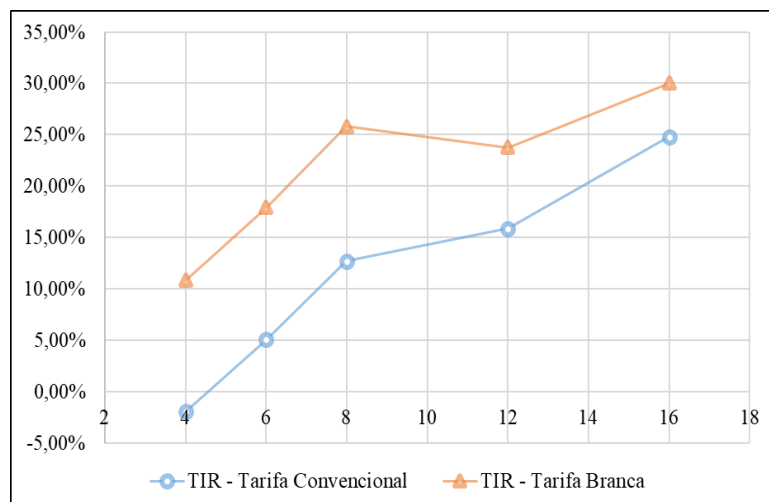
Para os cinco cenários de geração foi calculada a TIR e essas são demonstradas na Tabela 26. Além disso, o gráfico da Figura 40 relaciona horas de geração e TIR. Avaliando cada cenário e considerando a taxa de custo de capital desse trabalho $K = 9,00\%$, a TIR acompanha os resultados do VPL, pois todos com VPL positivo têm a TIR acima do custo de capital. Assim, pelos resultados da TIR, com exceção dos cenários de 4 (quatro) e 6 (seis) horas na modalidade de tarifa convencional, todos os cenários são viáveis economicamente.

Tabela 26. TIR para os distintos cenários de geração e tarifa.

Modalidade da Tarifa	Período de Geração (h)	TIR (%)
Convencional	4	-1,95%
	6	5,06%
	8	12,70%
	12	15,86%
	16	24,79%
Branca	4	10,83%
	6	17,91%
	8	25,80%
	12	23,77%
	16	30,00%

Fonte: elaboração própria.

Figura 40. TIR para distintos cenários de geração e tarifa.



Fonte: elaboração própria.

5.2.3. PAYBACK-TEMPO DE RETORNO

A Tabela 27 reúne os *payback* calculados, em anos, para cada cenário de geração e a Figura 41 e a Figura 42 relacionam *payback* e horas de geração de energia nas modalidades de tarifa convencional e branca, respectivamente. A partir dessa relação, novamente, apenas os cenários de 4 (quatro) e 6 (seis) horas, na modalidade de tarifa convencional são inviáveis economicamente, acompanhando o índice principal de análise de viabilidade, o VPL.

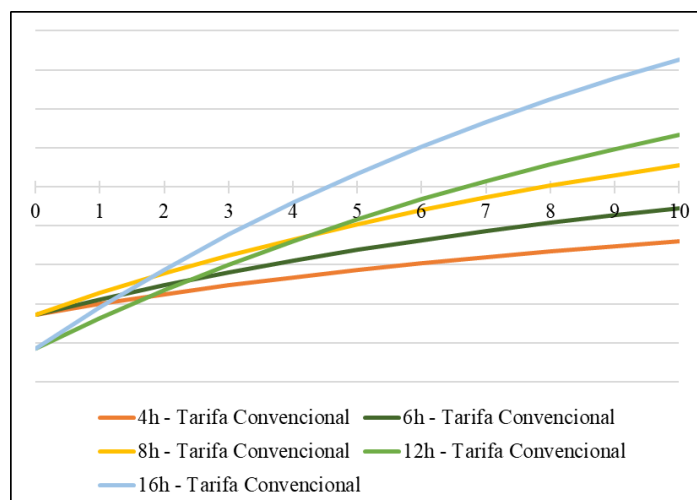
Tabela 27. Payback para os distintos cenários de geração e tarifa.

Modalidade da Tarifa	Período de Geração (h)	Payback
Convencional	4	Maior que a vida útil
	6	Maior que a vida útil
	8	7 anos e 11 meses
	12	6 anos e 8 meses
	16	4 anos e 7 meses
Branca	4	8 anos e 10 meses
	6	6 anos
	8	4 anos e 5 meses
	12	4 anos e 9 meses
	16	3 anos e 9 meses

Fonte: Elaboração própria.

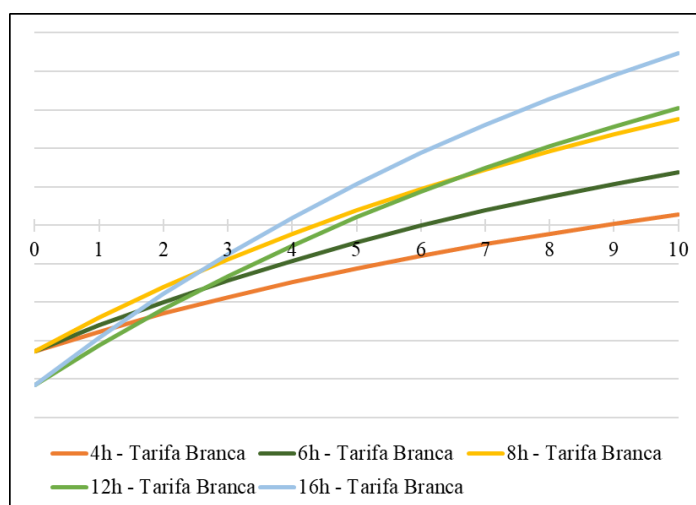
É importante ressaltar que a relação de horas de geração e *payback* não é linear, como nos cenários de 8 (oito) e 12 (doze) horas de geração da Figura 42. Onde, apesar do cenário de 12 (doze) horas gerar mais receita líquida, esse tem um maior custo de manutenção, pois, no período de vida útil, o grupo-gerador passa por um recondicionamento a mais que o cenário de 8 (oito) horas.

Figura 41. Payback-tarifa convencional.



Fonte: elaboração própria.

Figura 42. Payback-tarifa branca.



Fonte: elaboração própria.

Cabe observar também que no cenário de 8 (oito) horas, considera-se que a energia é consumida inteiramente nos horários de ponta e intermediário, enquanto que no cenário de 12 (doze) horas apenas as 8 (oito) primeiras horas são consideradas consumidas nos horários de ponta e intermediário, enquanto as demais 4 (quatro) horas são consumidas no horário fora de ponta, que possui tarifa menor.

5.3. ANÁLISE ECONÔMICA PROBABILÍSTICA – VPL PELO MÉTODO DE MONTE CARLO

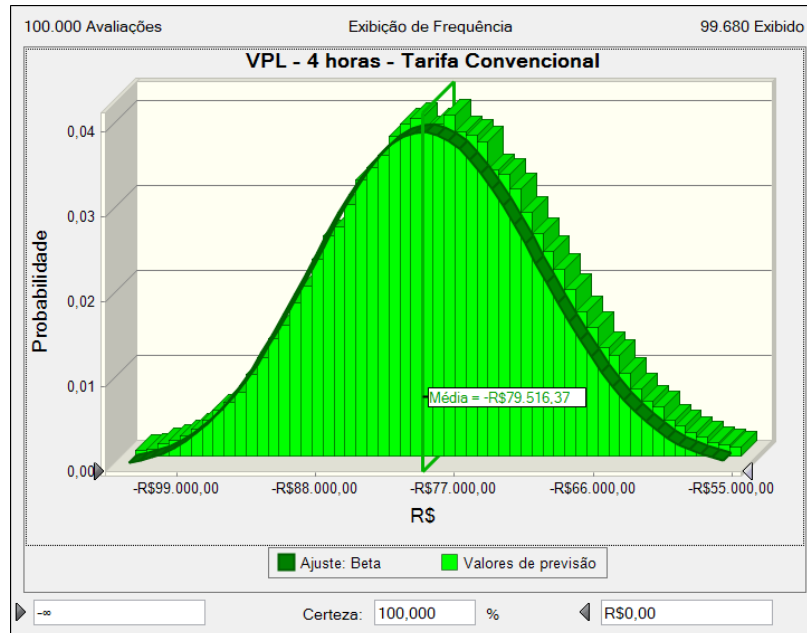
5.3.1. TARIFA CONVENCIONAL

A partir dos valores de investimento total (Tabela 22), dos custos de manutenção anual (Tabela 23), e das variáveis da Tabela 20 – horas de operação do conjunto gerador, potência entregue, fator de disponibilidade, vida útil e taxa de custo –, foram simulados, através do software Crystal Ball®, os VPL dos cenários de 4 (quatro), 6 (seis), 8 (oito), 12 (doze) e 16 (dezesesseis) horas para as tarifas convencional e branca. Os resultados do VPL para cada cenário têm 95% de confiança, de acordo com o software utilizado.

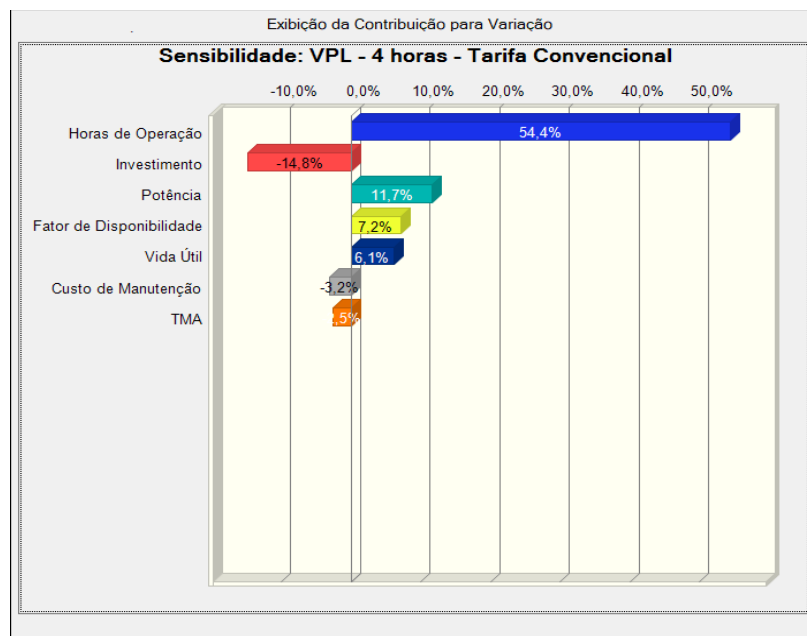
No cenário de 4 (quatro) horas de geração na modalidade de tarifa convencional (Figura 43a), o intervalo do VPL situou-se de -R\$ 110.522,29 a -R\$ 47.203,34, com média de -R\$ 79.516,37, erro padrão da média de R\$ 27,02 e desvio padrão de R\$ 8.544,81. A partir da análise do intervalo do VPL, a probabilidade do projeto ser viável é de 0%. A influência de cada variável para o intervalo do VPL pode ser vista no gráfico de sensibilidade (Figura 43b).

Através desse, a variável “horas de operação” contribui positivamente para o VPL, assim como a “potência”. Do contrário, a variável “investimento” contribui de forma negativa.

Figura 43. a) VPL por MMC- 4 (h) - tarifa convencional, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.



(a)



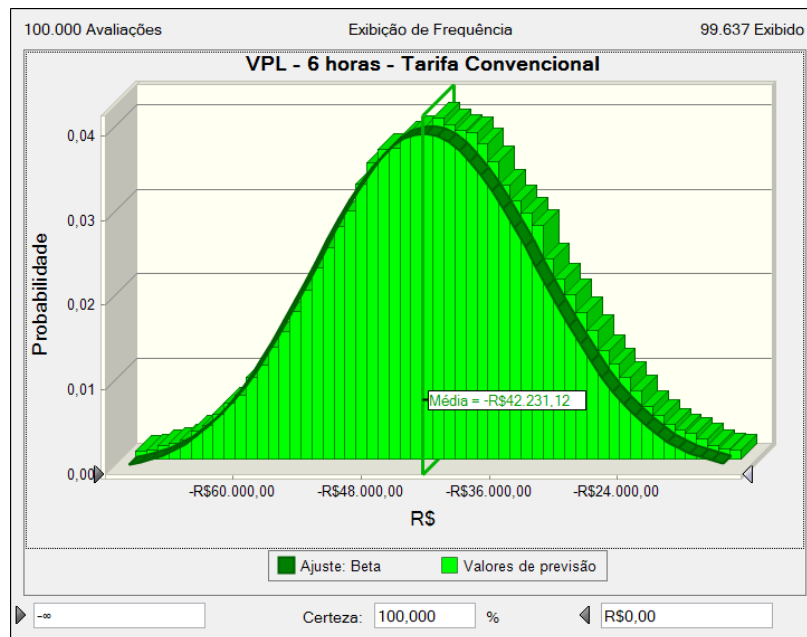
(b)

Fonte: elaboração própria.

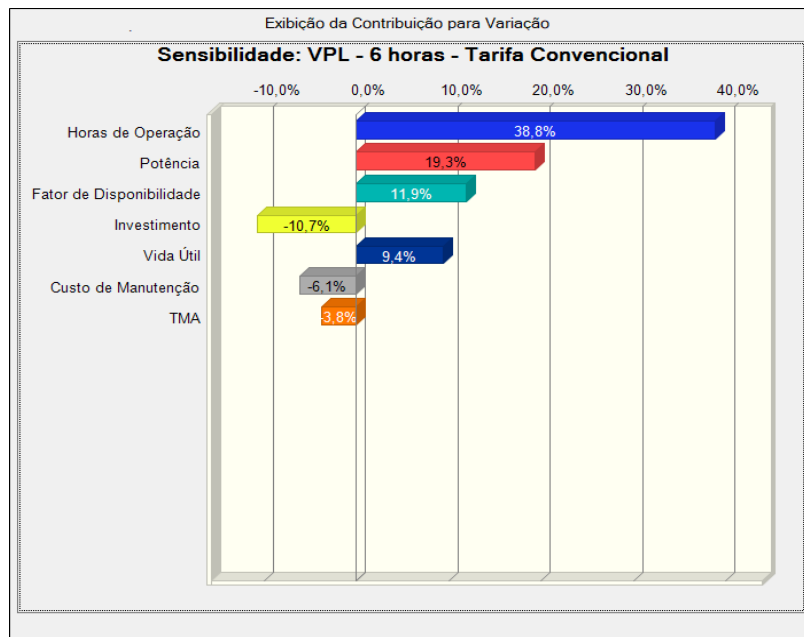
No cenário de 6 (seis) horas de geração na modalidade de tarifa convencional (Figura 44a), o intervalo do VPL situou-se de -R\$ 79.788,23 a -R\$ 2.274,60, com média de -R\$ 42.231,12, erro padrão da média de R\$ 31,93 e desvio padrão de R\$ 10.097,32. Como nesse

cenário o VPL tem um intervalo inteiramente negativo, a probabilidade do projeto ser viável é de 0%. A partir do gráfico de sensibilidade da Figura 44b, as variáveis “horas de operação” e “potência” contribuem positivamente para o VPL, entretanto, as variáveis “investimento” e “custo de manutenção” têm significativa participação negativa.

Figura 44. a) VPL por MMC- 6 (h) - tarifa convencional, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.



(a)

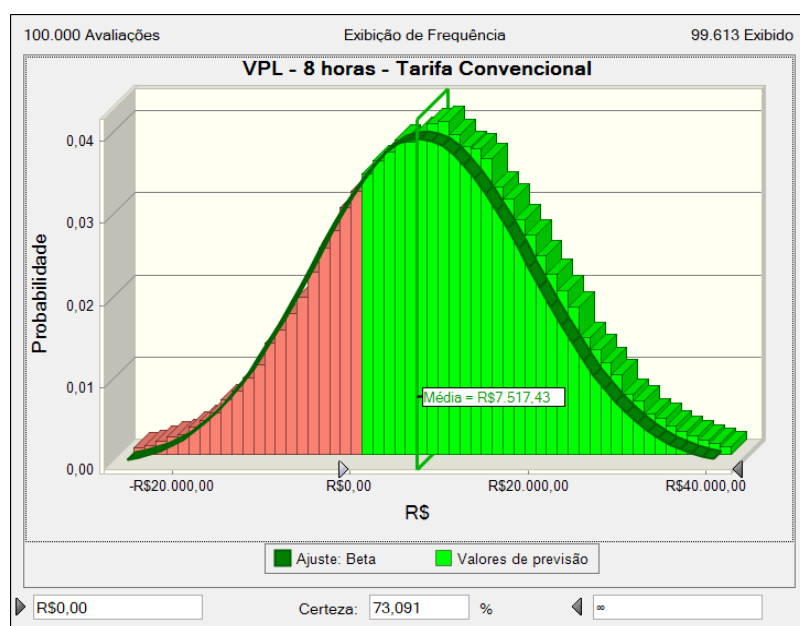


(b)

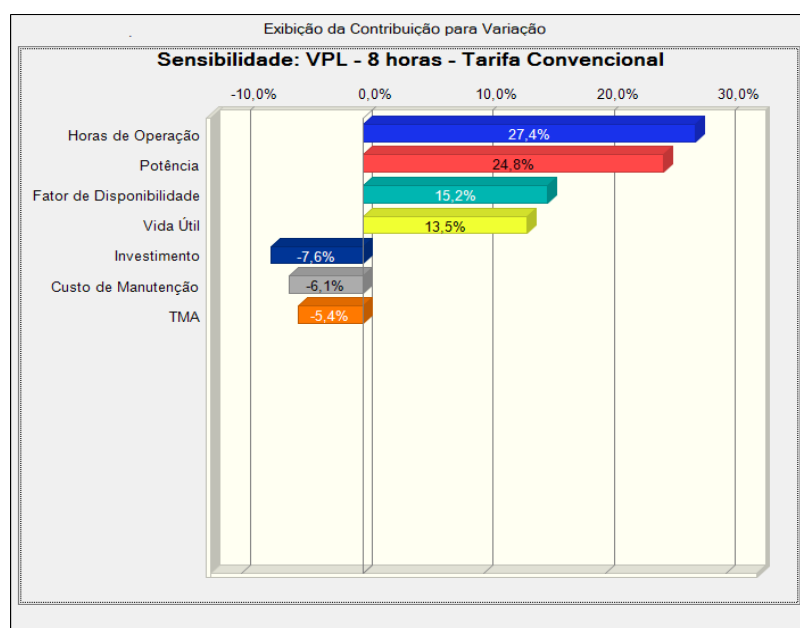
Fonte: elaboração própria.

No cenário de 8 (oito) horas de geração na modalidade de tarifa convencional (Figura 45a), o intervalo do VPL situou-se de -R\$ 37.774,52 a R\$ 55.864,73, com média de R\$ 7.517,43, erro padrão da média de R\$ 37,82 e desvio padrão de R\$ 11.961,04. Nesse cenário, o intervalo do VPL indica uma probabilidade de 73,09% do projeto ser viável. Pelo gráfico de sensibilidade (Figura 45b), as quatro principais variáveis influenciam positivamente. Além disso, as variáveis que impactam negativamente têm menor influência neste cenário.

Figura 45. a) VPL por MMC- 8 (h) - tarifa convencional, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.



(a)

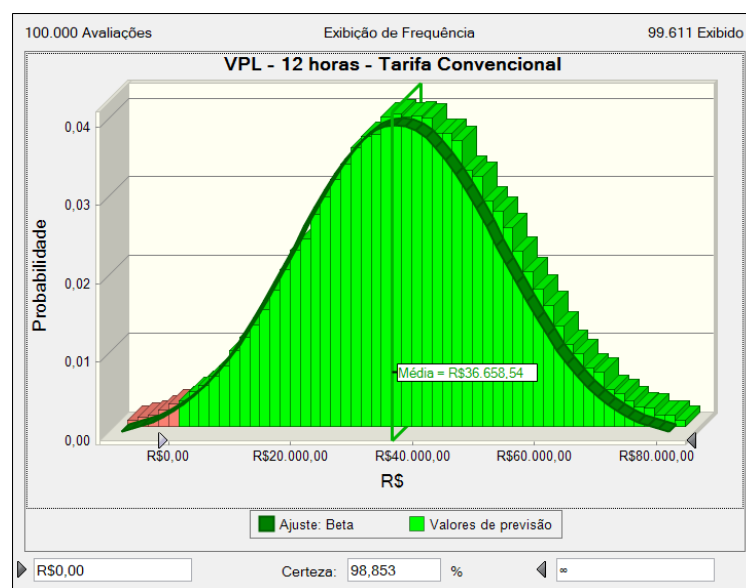


(b)

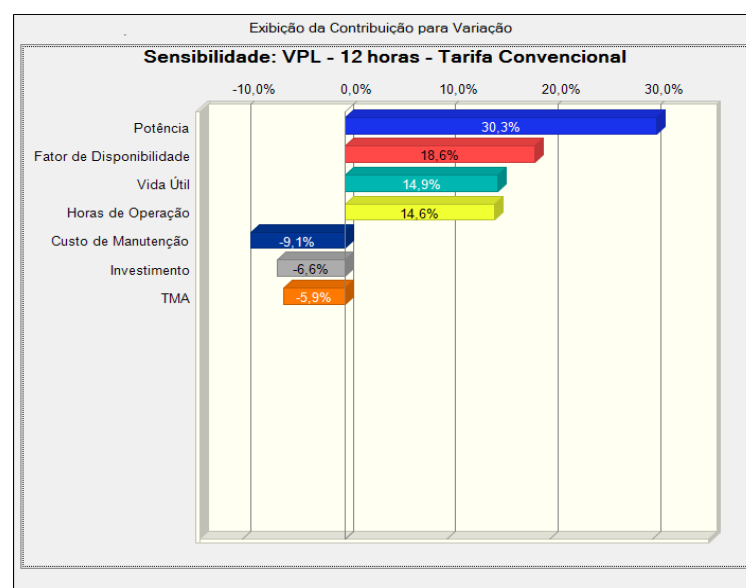
Fonte: elaboração própria.

Para o cenário de 12 (doze) horas de geração na modalidade de tarifa convencional (Figura 46a), o intervalo do VPL situou-se entre -R\$ 25.814,04 e R\$ 101.788,91, com média de R\$ 36.658,54, erro padrão da média de R\$ 51,51 e desvio padrão de R\$ 16.288,98. Nesse cenário a probabilidade do projeto ser viável é de 98,85%. A partir do gráfico de sensibilidade (Figura 46b), é possível visualizar a influência positiva das quatro primeiras variáveis: “potência”, “fator de disponibilidade”, “vida útil” e “horas de operação”. Negativamente, o custo de manutenção influencia com cerca de 9%.

Figura 46. a) VPL por MMC- 12 (h) - tarifa convencional, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.



(a)

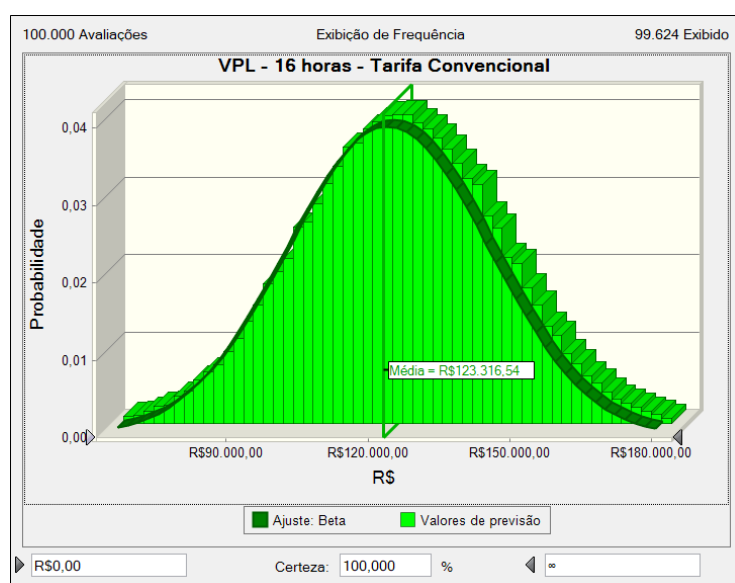


(b)

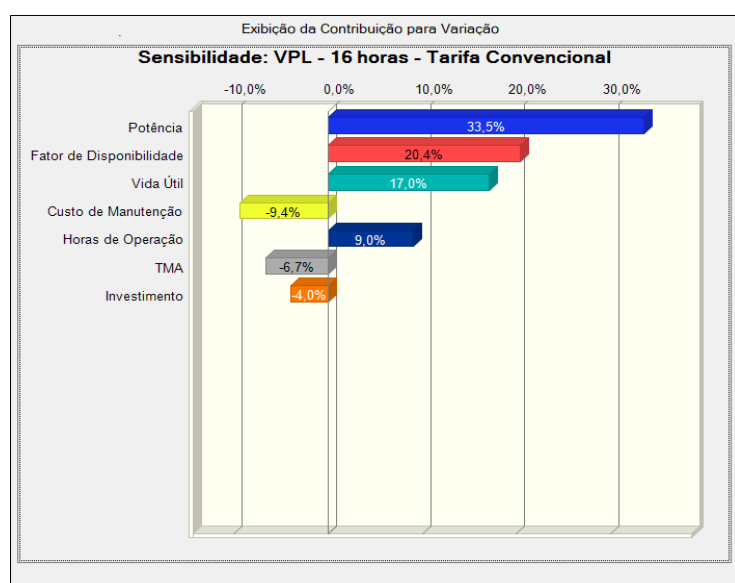
Fonte: elaboração própria.

No cenário de 16 (dezesesseis) horas de geração na modalidade de tarifa convencional (Figura 47a), o intervalo do VPL situou-se entre R\$ 43.838,89 e R\$ 205.053,46, com média de R\$ 123.316,54, erro padrão da média de R\$ 65,43 e desvio padrão de R\$ 20.690,47. O VPL neste cenário é inteiramente positivo, assim, a probabilidade do projeto ser viável é de 100%. Pelo gráfico de sensibilidade (Figura 47b), a alta porcentagem das variáveis positivas – “potência” com 33,5% – e a baixa influência das variáveis negativas – “investimento” com 4,0% – explicam a viabilidade do cenário simulado.

Figura 47. a) VPL por MMC- 16 (h) - tarifa convencional, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.



(a)



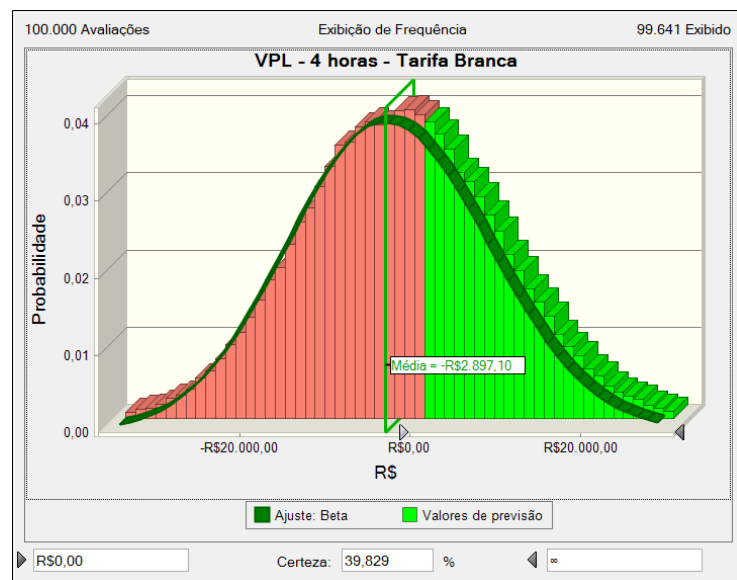
(b)

Fonte: elaboração própria.

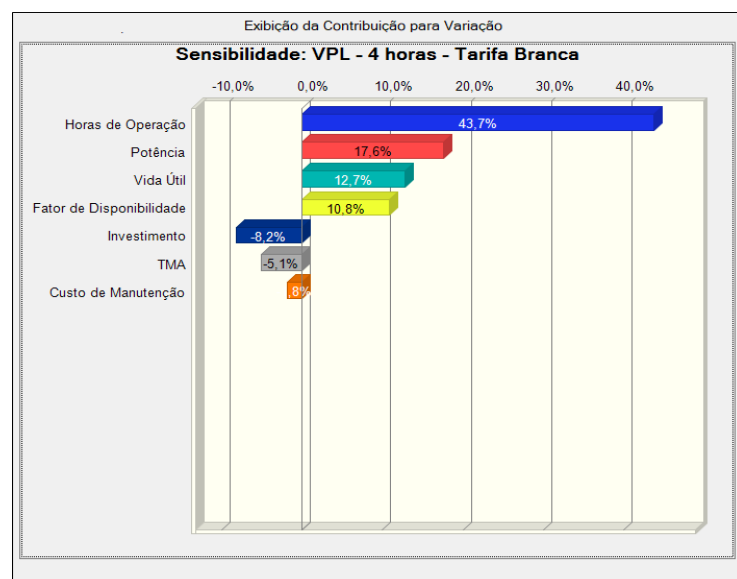
5.3.2. TARIFA BRANCA

Para o cenário de 4 (quatro) horas de geração na modalidade de tarifa branca (Figura 48a), o intervalo do VPL situou-se entre -R\$ 44.533,13 e R\$ 42.469,10, com média de -R\$ 2.897,10, erro padrão da média de R\$ 36,32 e desvio padrão de R\$ 11.485,87. Nesse cenário, a probabilidade do projeto ser viável é de 39,82%. Pelo gráfico de sensibilidade (Figura 48b), o cenário sofre grande influência positiva de quatro variáveis. Além disso, a influência negativa das variáveis não ultrapassa os 8%, a exemplo da variável “investimento”.

Figura 48. a) VPL por MMC- 4 (h) - tarifa branca, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.



(a)

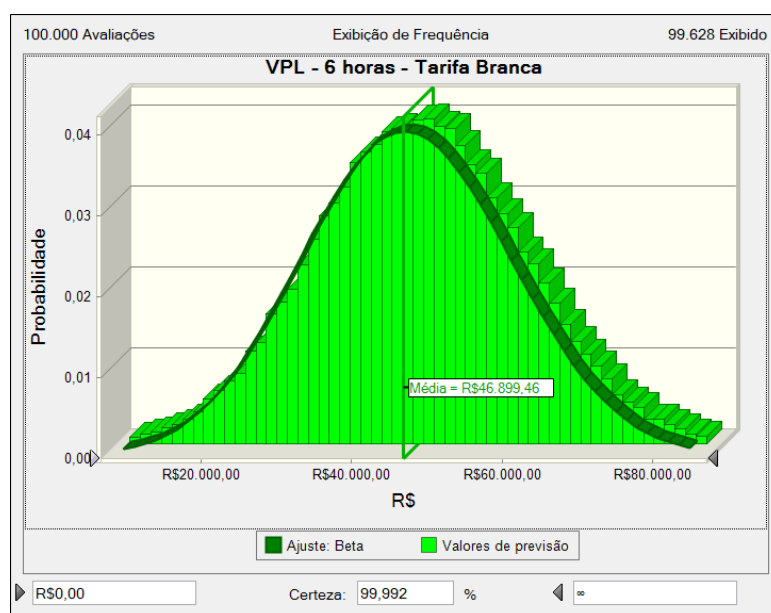


(b)

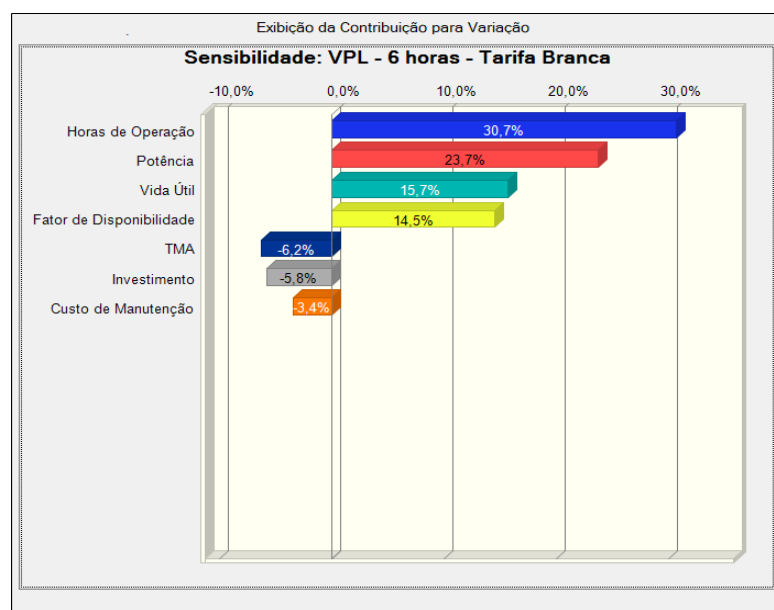
Fonte: elaboração própria.

Para o cenário de 6 (seis) horas de geração na modalidade de tarifa branca (Figura 49a), o intervalo do VPL situou-se entre -R\$ 4.803,92 a R\$ 102.246,42, com média de R\$ 46.899,46, erro padrão da média de R\$ 43,18 e desvio padrão de R\$ 13.655,42. Desse modo, a probabilidade do projeto ser viável é de 99,99%. De acordo com o gráfico de sensibilidade (Figura 49b), contribui para esse cenário a influência positiva das quatro primeiras variáveis “horas de operação”, “potência”, “vida útil” e “fator de disponibilidade”, além da baixa influência negativa de variáveis como o “custo de manutenção”, com apenas 3,4%.

Figura 49. a) VPL por MMC- 6 (h) - tarifa branca, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.



(a)



(b)

Fonte: elaboração própria.

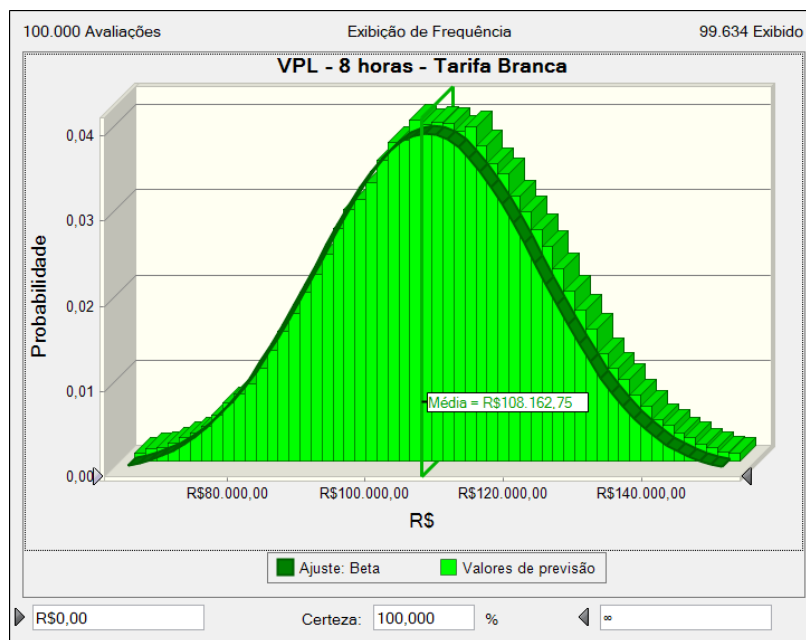
Para os demais cenários de geração em tarifa branca – 8 (oito), 12 (doze) e 16 (dezesesseis) horas –, os dados foram reunidos na Tabela 28. Assim, de acordo com os dados da Tabela 28 e a distribuição de probabilidades da Figura 50a, Figura 51a e Figura 52a para os respectivos cenários de 8 (oito), 12 (doze) e 16 (dezesesseis) horas, os intervalos do VPL se situam sempre entre valores positivos, portanto, os projetos tem probabilidade de ser viável de 100%. Esses cenários se explicam pela baixa influência negativa de variáveis como “TMA” (Custo K), “investimento” e “custo de manutenção” (Figura 50b, Figura 51b e Figura 52b), além da maior influência positiva de variáveis como “potência” e “fator de disponibilidade”, indicando que são variáveis a serem trabalhadas a fim de maximizar suas participações e, consequentemente, o VPL.

Tabela 28. Resultados para oito, doze e dezesseis horas de geração em tarifa branca por MMC.

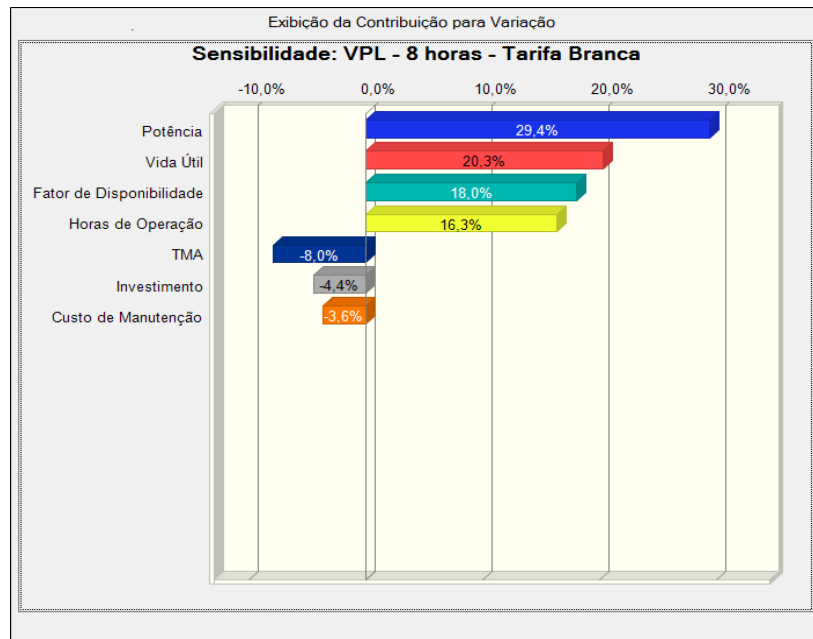
Período de Geração (h)	VPL	Média	Erro Padrão da Média	Desvio Padrão
8	R\$ 46.946,76 a R\$ 169.191,65	R\$ 108.162,75	R\$ 49,31	R\$ 15.592,36
12	R\$ 43.037,14 a R\$ 188.879,03	R\$ 115.308,33	R\$ 59,60	R\$ 18.847,43
16	R\$ 93.077,45 a R\$ 265.906,79	R\$ 178.964,96	R\$ 71,23	R\$ 22.525,79

Fonte: Elaboração própria.

Figura 50. a) VPL por MMC- 8 (h) - tarifa branca, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.



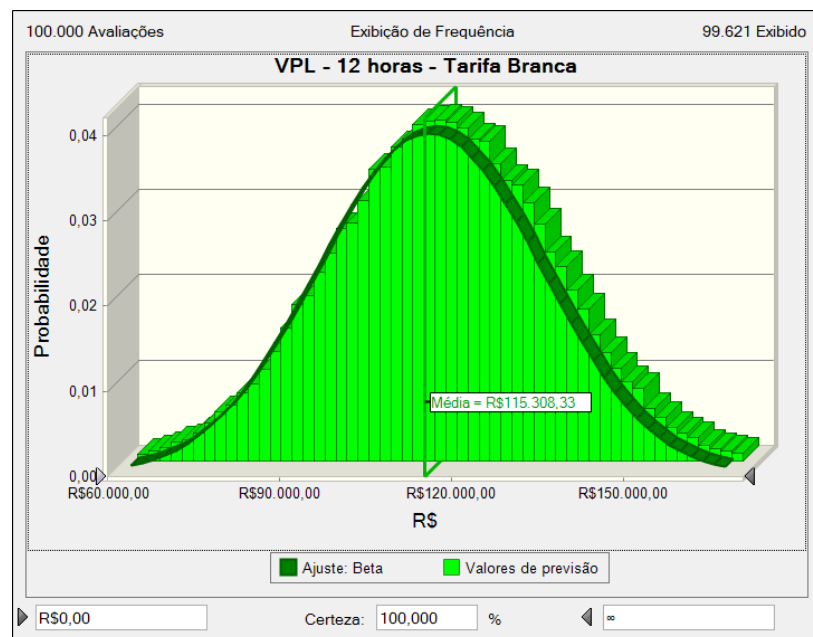
(a)



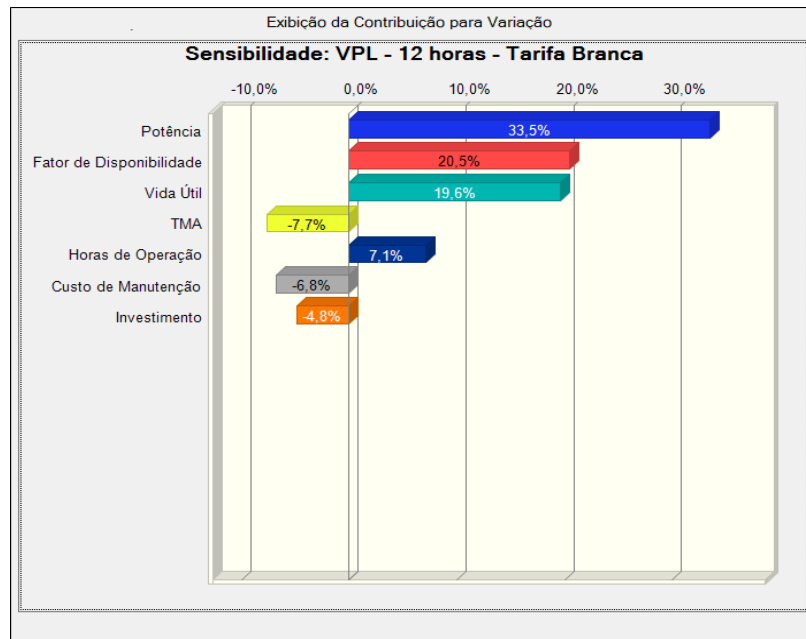
(b)

Fonte: elaboração própria.

Figura 51. a) VPL por MMC- 12 (h) - tarifa branca, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.



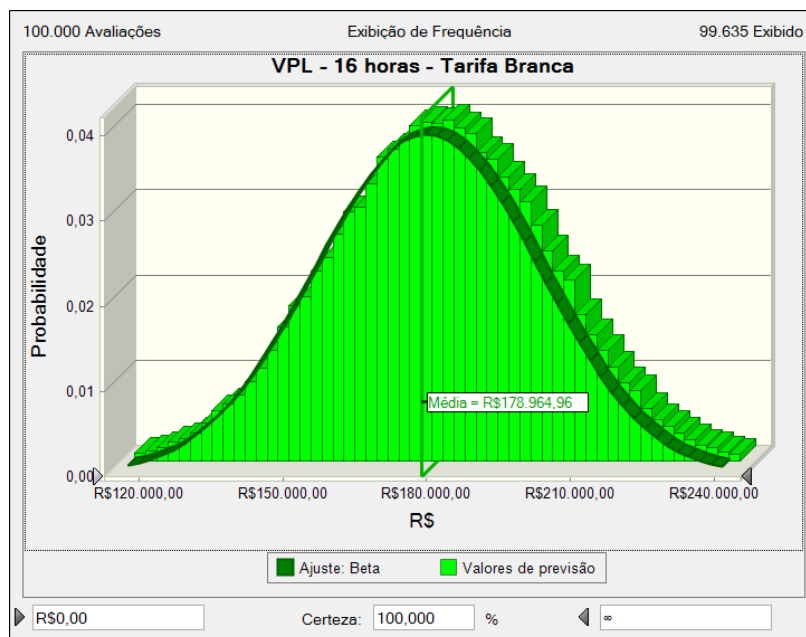
(a)



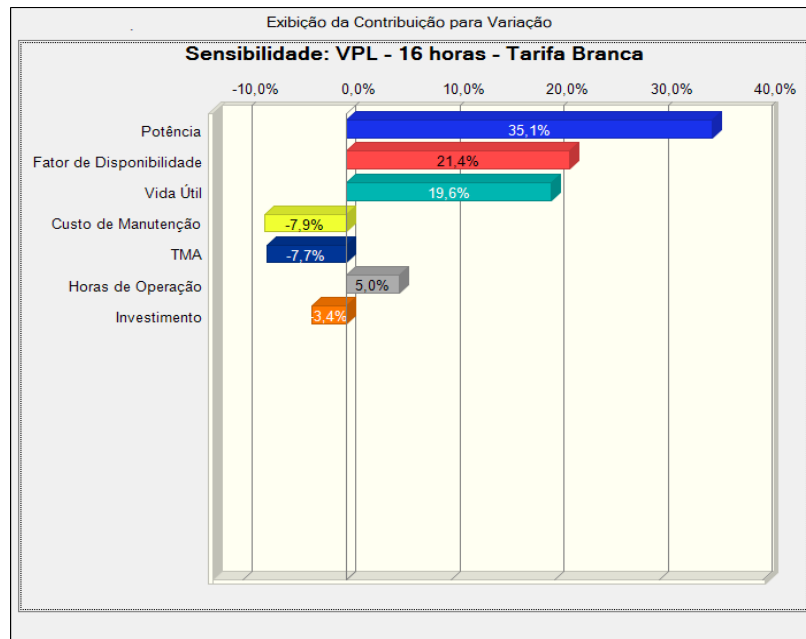
(b)

Fonte: elaboração própria.

Figura 52. a) VPL por MMC- 16 (h) - tarifa branca, b) Gráfico de sensibilidade das variáveis de entrada.



(a)



(b)

Fonte: elaboração própria.

CAPÍTULO 6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

6.1. CONCLUSÃO

A partir dos dados apresentados sobre a matriz energética brasileira, foi demonstrada a tendência de manutenção do perfil sustentável e a diversificação das fontes de energias. Isso, devido, em grande parte, a participação da geração hidráulica, mas também pela inserção de fontes como a solar, eólica e a biomassa. Essa última com participação indo de 7,40% no ano de 2014 para 8,20% em 2017. Contribui também para esse cenário o crescimento das gerações distribuídas, com 56 GWh de energia gerada em 2015, e estimativa de 90 GWh de energia gerada em 2024.

Na análise de viabilidade econômica da implantação de uma planta geradora de biogás através de resíduos bovinos e posterior conversão em energia elétrica, foi utilizado um MCI e um alternador de 30 kW, simulando cinco cenários – 4 (quatro), 6 (seis), 8 (oito), 12 (doze) e 16 (dezesesseis) horas – de funcionamento do conjunto gerador para cada uma das modalidades de tarifa convencional e branca vigentes no estado do Pará. Assim, estimou-se necessários de 191 a 795 bovinos de corte em confinamento por 12 horas, produzindo de 84 a 336 m³. dia⁻¹ de biogás. Para isso, o investimento estimado foi de 163,4 a 207,7 mil reais para implantação do digestor e do MCI, e custos de 5,8 a 24,1 mil anuais para manutenção, resultando em receitas líquidas anuais de 14,6 a 57,8 mil e de 27,5 a 67,1 mil nas modalidades de tarifa convencional e branca, respectivamente. Com essas variáveis iniciais, fez-se as análises determinística e probabilística.

Na análise determinística, o valor presente líquido-VPL demonstrou que há a viabilidade econômica a partir de 8 (oito) horas de geração de energia no cenário de tarifa convencional, enquanto que nos cenários de tarifa branca todos os períodos de geração analisados – de 4 (quatro) a 16 (seis) horas de geração – são viáveis. Da mesma forma, a taxa interna de retorno-TIR e o *payback* demonstraram a viabilidade econômica da implantação do projeto a partir de 8 (oito) horas no cenário de tarifa convencional e em todos os cenários quando na modalidade de tarifa branca.

Na análise probabilística, o método de Monte Carlo demonstrou como o VPL se comporta quando uma das variáveis iniciais – horas de geração, por exemplo – sofre uma variação, – redução ou aumento –, contornando o método determinístico utilizados nos cálculos

determinísticos tradicionais de VPL que considera os mesmos dados de entrada, ou seja, com variação nula, durante todo o período analisado.

Assim, através do Método de Monte Carlo, é possível afirmar, com 95% de confiabilidade, que os cenários de 4 (quatro) e 6 (seis) horas diárias de geração na modalidade de tarifa convencional são inviáveis, com grande influência negativa dos custos de investimento e manutenção nesses cenários. A partir de 8 (oitos) horas de geração na modalidade de tarifa convencional, a probabilidade de viabilidade aumenta, chegando a 73% e 98%, nos cenários de 8 (oito) e 12 (horas), respectivamente, devido, em parte, a redução da influência negativa das variáveis “investimento” e “custo de manutenção”.

Na modalidade de tarifa branca, o método de Monte Carlo demonstrou que o cenário de 4 (quatro) horas de geração tem 39,8% de ser viável. Uma probabilidade pouco afetada negativamente pelos custos de manutenção e investimento, mas que teria maior probabilidade de ser viável se fosse aumentada a variável “horas de operação”. Isso é demonstrado nos demais cenários – 6 (seis), 8 (oito), 12 (doze) e 16 (dezesesseis) horas – que têm probabilidade acima de 99% de serem viáveis, com baixa influência de variáveis como “investimento” e “custo de manutenção”. Dessa forma, o método de Monte Carlo demonstrou a relevância das variáveis para cada cenário de geração, definindo sua porcentagem de influência positiva e negativa.

Assim, este trabalho demonstrou – por meio de métodos determinísticos e probabilístico – que é viável economicamente o uso de resíduos bovinos para geração de biogás e posterior conversão em energia elétrica, desde que os projetos reais observem as peculiaridades caso a caso, como o potencial de geração de biogás dos resíduos animais, os valores para investimento inicial, os custos de manutenção, a tarifa e sua modalidade na área da propriedade, além das horas de geração de energia elétrica e se esta é totalmente consumida ou há excedentes.

6.2. TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalho futuros, destaca-se os seguintes pontos:

- A atualização do potencial de biogás a partir de resíduos pecuários demonstrado na Figura 9, mapeando e destacando, principalmente, as cidades paraenses;
- A realização de estudo de viabilidade econômica de geração de energia elétrica a biogás a partir de outras fontes de biomassa, como resíduos suínos, bubalinos, caprinos, vegetais e resíduos sólidos urbanos e da indústria, por exemplo;
- Um estudo de caso com geração de energia elétrica a partir de biogás;

- O estudo da possibilidade da aplicação de outros processos de conversão de biomassa, como a fermentação e a esterificação;
- O estudo de viabilidade econômica e técnica com outras máquinas primárias para conversão do biogás, como microturbinas a gás, turbina a vapor e o layout de ciclo combinado;
- O estudo sobre o processo de purificação do biogás, possibilitando novas possibilidades de uso, como a inserção na rede de gás natural e uso veicular, por exemplo.

REFERÊNCIAS

ABCS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS CRIADORES DE SUÍNOS. **Mapeamento da suinocultura brasileira**. 1ª Ed. Brasília: SEBRAE, 2016.

ABCS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS CRIADORES DE SUÍNOS. **Revista da Suinocultura**. 27 Ed. Brasília: ABCS, 2018.

ABIEC – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS EXPORTADORAS DE CARNES BOVINAS. **BeefREPORT: Perfil da Pecuária no Brasil**. ABIEC, 2019.

ABIOGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE BIOGÁS E BIOMETANO. **Biogás e biometano no Brasil. Programa**. Brasília, DF: Abiogás, 2016.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2002.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2 ed. Brasília: ANEEL, 2005.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3 ed. Brasília: ANEEL, 2008.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 43/2010**. Brasília: ANEEL, 2010.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Portaria – Port. nº 1447, de 12 de janeiro de 2010a**. Disponível em: < https://www.normasbrasil.com.br/norma/portaria-1447-2010_227646.html >. Acesso em: 03 Ago. 2019.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Aviso de Consulta Pública nº 15/2010. Diário Oficial da União nº 174, de 10 de setembro de 2010**. Brasília: ANEEL, 2010b.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 25/2011**. Brasília: ANEEL, 2011.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Aviso de Audiência Pública nº 42/2011. Diário Oficial da União nº 154, de 11 de agosto de 2011**. Brasília: ANEEL, 2011a.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.** Brasília: 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 04 Ago. 2019.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.** Brasília: 2015.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Aviso de Audiência Pública nº 26/2015(a).** Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2015&attId eFasAud=971&id_area=13&attAnoFasAud=2015>. Acesso em: 04 Ago. 2019.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica.** 2 ed. Brasília: ANEEL, 2016.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.** v. 7. Brasília: ANEEL, 2017.

ASSIS, R. **Apoio à decisão em manutenção na gestão de activos físicos.** 2 ed. Lidel, 2010.

AZEVEDO, R. M. de. **Impactos Operacionais da Complementariedade de Fontes de Geração Solar Fotovoltaica e a Biogás em Sistema de Distribuição.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2016.

BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Biogás de resíduos agroindustriais: panorama e perspectivas.** BNDES Setorial 47. Rio de Janeiro: BNDES, 2018.

Brasil. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004(a).** Brasília, DF: 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>. Acesso em: 25 Jul. 2019.

Brasil. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004(b).** Brasília, DF: 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: 25 Jul. 2019.

Brasil. **Resolução Autorizativa – REA nº 1482, de 29 de julho de 2008.** Brasília, DF: 2008. Disponível em: <http://biblioteca.aneel.gov.br/asp/textos_main.asp?codigo=96067&desc=ti&servidor=1&iBanner=&iIdioma=0>. Acesso em: 25 Jul. 2019.

CARVALHO, H. M. de. **Desenvolvimento de um modelo matemático para avaliação de desempenho de turbinas a gás de um eixo**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2006.

CASTRO, N. J. de; NETO, P. B.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. de A. **Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro e o Potencial Hidroelétrico da Região Amazônica**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico-GESEL, nº 50. Rio de Janeiro, 2012.

CELPA – CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ. **Entenda a tarifa branca**. PA: 2019. Disponível em: <<http://www.celpa.com.br/imobiliario/simuladores/consumo-de-energia-na-tarifa-branca>>. Acesso em: 30 Jul. 2019.

CELPA – CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ. **Cobrança de tarifa**. PA: 2019a. Disponível em: <<http://www.celpa.com.br/residencial/informacoes/cobranca-de-tarifas>>. Acesso em: 24 Ago. 2019.

CENBIO – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA. **Atlas de Bioenergia do Brasil**. São Paulo: MME, 2012.

CIBIOGÁS – CENTRO INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS - BIOGÁS. **Nota Técnica nº 02/2019. Panorama do Biogás no Brasil em 2018**. Foz do Iguaçu, PR: CIBIOGÁS, 2019.

CIBIOGÁS – CENTRO INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS - BIOGÁS.

Nota Técnica nº 03/2019. Produção de Biogás a partir de dejetos da bovinocultura de leite e corte. Foz do Iguaçu, PR: CIBIOGÁS, 2019a.

CIBIOGÁS – CENTRO INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS - BIOGÁS. **Biogasmap**. Disponível em: <<http://cibiogas.org/biogasmap>>. Acesso em: 11 Jul. 2019b.

COLDEBELLA, A.; SOUZA, S. N. M.; FERRI, P.; KOLLING, E. M. **Viabilidade da geração de energia elétrica através de um motor gerador utilizando biogás da suinocultura**. Informe Gepec, v. 12, n. 2, 2008.

CORREA, S. M. B. B. **Probabilidade e Estatística**. 2 ed. Belo Horizonte, PUC Minas Virtual, 2003.

COSTA, A. K. da. **Seleção Multicriterial do Tipo de Minigeração Distribuída Usando Casca de Arroz**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.

COSTA, D. F. da. **Geração de energia elétrica a partir do biogás do tratamento de esgoto**. Dissertação (Mestrado em Energia), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

EMBRAPA – EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA. **Metodologia para estimar o potencial de biogás e biometano a partir de plantéis suínos e bovinos no Brasil**. Concórdia, SC: EMBRAPA, 2018.

EMBRAPA – EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA. **Fundamentos da Digestão Anaeróbia, purificação do biogás, uso e tratamento do digestato**. Concórdia, SC: EMBRAPA, 2019.

EMBRAPA AMAZÔNIA ORIENTAL – EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA. **Atividade agropecuária no Estado do Pará**. Belém, PA: EMBRAPA AMAZÔNIA ORIENTAL, 2017.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030. Geração Termelétrica - Biomassa**. Brasília: EPE, 2007a.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030. Outras Fontes**. Brasília: EPE, 2007b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional – BEN 2012. Síntese do Relatório Final. Ano Base 2011**. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional – BEN 2013. Síntese do Relatório Final. Ano Base 2012**. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 15/14: Inventário Energético de Resíduos rurais**. Rio de Janeiro: EPE, 2014.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 13/14: Inventário Energético de Resíduos rurais**. Rio de Janeiro: EPE, 2014b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: EPE, 2015a.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional – BEN 2015. Síntese do Relatório Final. Ano Base 2014**. Rio de Janeiro: EPE, 2015b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional – BEN 2016. Síntese do Relatório Final. Ano Base 2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 12/16: Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída para os Próximos 10 anos (2015-2024)**. Rio de Janeiro: EPE, 2016a.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017. Ano base 2016**. Rio de Janeiro: EPE, 2017.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional – BEN 2017. Ano Base 2016**. Brasília: EPE, 2017b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018. Ano base 2017**. Brasília: EPE, 2018a.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis. Ano 2017**. Rio de Janeiro: EPE, 2018b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030. Projeções**. Brasília: EPE, 2018c.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional – BEN 2018. Ano Base 2017**. Brasília: EPE, 2018d.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional – BEN 2018. Síntese do Relatório Final. Ano Base 2017**. Rio de Janeiro: EPE, 2018e.

JUNIOR, C. B.; LIBÂNIO, J. C.; GALINKIN, M.; OLIVEIRA, M. M. **Agroenergia da biomassa residual: perspectiva energéticas, socioeconômicas e ambientais**. 2 ed. Brasília: TechnoPolitik Editora, 2009a.

JUNIOR, C. B.; LIBÂNIO, J. C.; GALINKIN, M.; OLIVEIRA, M. M. **Agroenergia da biomassa residual**. 2 ed. Revisada. Brasília: TechnoPolitik Editora, 2009b.

JUNQUEIRA, K. DE C.; PAMPLONA, E. DE O. **Utilização da simulação de monte carlo em estudo de viabilidade econômica para a instalação de um conjunto de rebeneficiamento de café na cocarive**. Encontro Nacional de Engenharia de Produção (ENEGEP), 22. Abepro. Curitiba, 2002.

KUGIZAKI, Y. **Proposta metodológica para simplificação do pacta (programa de avaliação comparativa de tecnologias alternativas)**. Vitória: EMBRAPA – EMCAPA, 1982.

MARTIN, T. N.; NETO, D. D. **Simulação estocástica da radiação fotossinteticamente ativa e da temperatura do ar por diferentes métodos**. Pesquisa agropecuária brasileira, v.42, n.9, p.1211-1219. Brasília, 2007.

MARTINS, F. A. **Análise de riscos na construção – Método de Monte Carlo**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil). Universidade de Porto. Porto, 2014.

MARTINS, M. E. G. **Introdução à probabilidade e à estatística com complementos de Excel**. Departamento de Estatística e Investigação Operacional da FCUL. Sociedade Portuguesa de Estatística, 2005.

MCID – MINISTÉRIO DAS CIDADES. **Guia técnico de aproveitamento energético de biogás em estações de tratamento de esgoto**. 1 Ed. Brasília: MCID, 2015.

MCID – MINISTÉRIO DAS CIDADES. **Tecnologias de Digestão Anaeróbia com Relevância para o Brasil: Substratos, Digestores e uso do Biogás**. 1 Ed. Brasília: MCID, 2015a.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF**. Brasília: MME, 2009.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **RenovaBio**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/renovabio/principal>>. Acesso em: 03 Ago. 2019a.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - Proinfa**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/proinfa>>. Acesso em: 03 Ago. 2019b.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Relatório – Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD**. Brasília: MME, 2019c.

NETO, J. F. C.; MOURA, H. J. DE; FORTE, S. H. A. C. **Modelo prático de previsão de fluxo de caixa operacional para empresas comerciais considerando os efeitos do risco, através do método de Monte Carlo**. Escola de Administração-READ, v. 8, n. 3. UFRGS, 2013.

ROGERS, P.; RIBEIRO, K. C. DE S.; DAMI, A. B. T. **Avaliando o risco nas decisões de condições de crédito**. Universidade de Uberlândia. Uberlândia, 2004.

- ROGERS, P.; SANTOS, E. J. DO; LEMES, S. **Precificação em empresas comerciais: um estudo de caso aplicando o custeio variável através do Método de Monte Carlo**. Revista FAE, v.11, n.1, p.55-67. Curitiba, 2008.
- SAMANEZ, C. P. **Matemática financeira**. 5 ed. Pearson, 2010.
- SEVERINO, M. M.; CAMARGO, I. M. de T.; OLIVEIRA, M. A. G. de. **Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição**. Revista Brasileira de Energia, v.14, n.1, p.47-69, 2008.
- SILVA, A. M. B da. **Análise do desempenho de geradores síncronos distribuídos com controladores dotados de modos de operação comutáveis**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016.
- SILVA, J. R. P. da. **Desenvolvimento de modelos matemáticos para a configuração de geração em ciclo combinado gás-vapor do tipo *single-shaft***. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2009.
- STILPEN, M. R.; STILPEN, D.; MARIANI, L. **Análise do Programa RenovaBio no âmbito do setor de biogás e biometano do Brasil**. XI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2018.
- SULGÁS – COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. **Atlas das Biomassas do Rio Grande do Sul**. Lajeado, RS: SULGÁS, 2008.
- VARELLA, C. A. A. **Princípios de funcionamento dos motores de combustão interna**. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Seropédica, 2017. Disponível em: <<https://docplayer.com.br/6855540-Principios-de-funcionamento-dos-motores-de-combustao-interna.html>>. Acesso em 25 Ago. 2019.
- ZUCCOLOTTO, R., COLODETI FILHO, É. **Gerenciamento de preços em empresas de pequeno porte por meio do custeio variável e do método de Monte Carlo**. Enfoque: Reflexão Contábil, vol. 26, núm. 3, pp. 39-52. Universidade Estadual de Maringá. Paraná, 2007.

APÊNDICE A – RELATÓRIO DO CRYSTAL BALL-CENÁRIO DE 4 (QUATRO) HORAS DE GERAÇÃO NA MODALIDADE DE TARIFA CONVENCIONAL

Relatório do Crystal Ball - Completo

Simulação iniciada em 08/09/2019 em 18:59

Simulação interrompida em 08/09/2019 em 19:01

Preferências de execução:

Número de avaliações executadas	100.000
Monte Carlo	
Semente	999
Controle de precisão em	
Nível de confiança	95,00%

Executar estatísticas:

Tempo total de execução (seg)	98,71
Avaliações/segundo (média)	1.013
Números aleatórios por seg	7.092

Dados do Crystal Ball:

Pressupostos	7
Correlações	0
Matrizes de correlação	0
Variáveis de decisão	0
Previsões	1

Previsões

Planilha: [TCC (Definitivo).xlsx]8TC

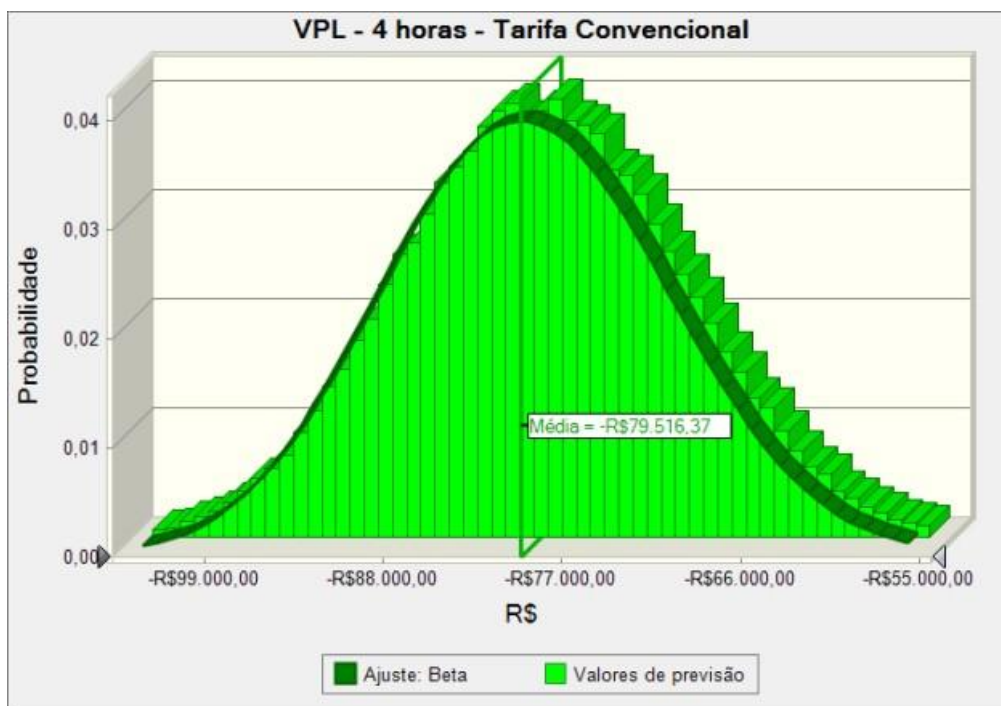
Previsão: VPL - 4 horas - Tarifa Convencional

Resumo:

O intervalo inteiro de -R\$110.522,29 a -R\$47.203,34

O caso base é R\$0,00

Após 100.000 avaliações, o erro padrão da média é R\$27,02



Previsão: VPL - 4 horas - Tarifa Convencional (continuação)

Estatística:

Valores de previsão

Avaliações	100.000
Caso Base	R\$0,00
Média	-R\$79.516,37
Mediana	-R\$79.617,15
Moda	---
Desvio Padrão	R\$8.544,81
Variância	R\$73.013.836,83
Obliquidade	0,0628
Curtose	2,81
Coefficiente de Variação	-0,1075
Mínimo	-R\$110.522,29
Máximo	-R\$47.203,34
Largura do Intervalo	R\$63.318,95
Erro Padrão Média	R\$27,02

Percentis:

Valores de previsão

0%	-R\$110.522,29
10%	-R\$90.538,20
20%	-R\$86.879,21
30%	-R\$84.165,06
40%	-R\$81.841,26
50%	-R\$79.617,18
60%	-R\$77.377,80
70%	-R\$74.990,06
80%	-R\$72.213,89
90%	-R\$68.380,82
100%	-R\$47.203,34

Planilha: [TCC (Definitivo).xlsx]8TC

Pressuposto: Custo de Manutenção

Triangular distribuição com parâmetros:

Mínimo	R\$5.250,37
Mais provável	R\$5.833,75
Máximo	R\$6.417,12



Pressuposto: Fator de Disponibilidade

Triangular distribuição com parâmetros:

Mínimo	0,91
Mais provável	0,96
Máximo	1,00

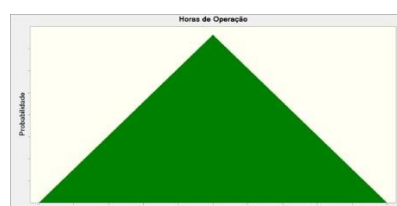


Pressuposto: Horas de Operação

Triangular distribuição com parâmetros:

Mínimo	3,50
Mais provável	4,00
Máximo	4,50

Pressuposto: Horas de Operação (continuação)



Pressuposto: Investimento

Triangular distribuição com parâmetros:

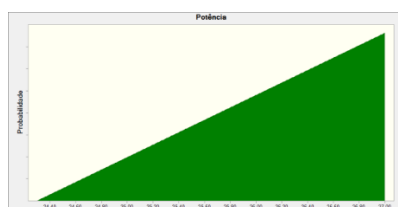
Mínimo	155.321,71
Mais provável	163.496,54
Máximo	171.671,37



Pressuposto: Potência

Triangular distribuição com parâmetros:

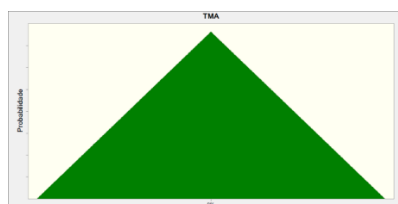
Mínimo	24,30
Mais provável	27,00
Máximo	27,00



Pressuposto: TMA

Triangular distribuição com parâmetros:

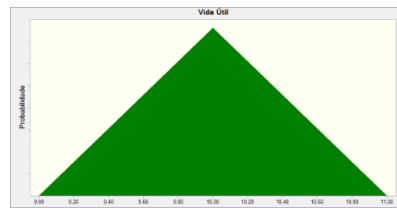
Mínimo	8%
Mais provável	9%
Máximo	10%



Pressuposto: Vida Útil

Triangular distribuição com parâmetros:

Mínimo	9,00
Mais provável	10,00
Máximo	11,00



Fim de Pressupostos

