

JULIANA BETTONI GOVONI

ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA UTILIZAÇÃO DO
BIOGÁS PROVENIENTE DE RESÍDUOS DE GRANDES GRANJAS

Guaratinguetá
2011

UNESP
Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá

JULIANA BETTONI GOVONI

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA ECONÔMICA DA UTILIZAÇÃO DO
BIOGÁS PROVENIENTE DE RESÍDUOS DE GRANDES GRANJAS**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica na área de Transmissão e Conversão de Energia

Orientador: Prof. Dr. Pedro Magalhães Sobrinho
Co-Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira

Guaratinguetá
2011

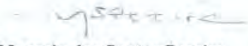
G721a	<p data-bbox="347 1256 1321 1400">Govoni, Juliana Bettoni Análise da viabilidade técnica e econômica da utilização do biogás proveniente de resíduos de grandes granjas / Juliana Bettoni Govoni – Guaratinguetá : [s.n], 2011. 77 f : il. Bibliografia: f. 71-77</p> <p data-bbox="347 1514 1321 1657">Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2011. Orientador: Prof. Dr. Pedro Magalhães Sobrinho Coorientador: Prof. Dr. José Luz Silveira</p> <p data-bbox="411 1733 1276 1765">1. Biogás 2. Biodigestor 3. Motores de combustão interna I. Título</p> <p data-bbox="1069 1809 1321 1836">CDU 662.767(043)</p>
-------	--

JULIANA BETTONI GOVONI


ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
“MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA”

PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA: TRANSMISSÃO E CONVERSÃO DE ENERGIA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO


Prof. Dr. Marcelo dos Santos Pereira
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. PEDRO MAGALHÃES SOBRINHO
Orientador / Unesp-Feg


Prof. Dr. MÁRCIO ABUD MARCELINO
Unesp - Feg


Prof. Dr. CHRISTIAN JEREMI CORONADO RODRÍGUEZ
UNIFEI/Itajubá

Outubro de 2011

DADOS CURRICULARES

JULIANA BETTONI GOVONI

NASCIMENTO	16.05.1984 – LORENA/SP
FILIAÇÃO	Michele Govoni Márcia Maria Velho Bettoni Govoni
2002/2006	Curso de Graduação Engenharia Ambiental e Sanitária – Universidade de Taubaté
2009/2011	Curso de Pós- Graduação em Engenharia, nível Mestrado Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá – Universidade Estadual Paulista

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Prof. Dr. Pedro Magalhães Sobrinho e ao meu Co- Orientador Prof. Dr. José Luz Silveira, pelo auxílio e dedicação que contribuíram muito para a realização desta dissertação;

Aos meus pais, Márcia e Michele, que sempre me apoiaram nos momentos mais difíceis, me alertando sobre determinadas situações e me dando conselhos;

A todos os funcionários do Campus de Guaratinguetá, pelos serviços prestados e pelo comprometimento;

Aos meus professores das disciplinas, pelos conhecimentos que me foram transmitidos, ajudando a ampliar meus horizontes;

Aos meus avós, José Odair e Benedicta, pela dedicação que sempre tiveram comigo todos esses anos;

Aos meus amigos Lúcia, Rooney, Márcio, Alexandre, Caetano, Justus, Christian, Waldisley e Lucas, pela imensa amizade e a minha amiga Sandra pela compreensão e carinho.

“Tudo é relativo; mas tudo depende do
ponto de vista do observador”

Albert Einstein

GOVONI, J. B. *Análise da Viabilidade Técnica e Econômica da Utilização do uso do biogás Proveniente de resíduos de Grandes Granjas.* 77p. Guaratinguetá, 2011. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica – Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia, Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, UNESP.

RESUMO

Nos dias de hoje é essencial a busca por novas fontes energéticas, não somente pelos aspectos ambientais e seus respectivos gases poluentes, que contribuem para o aumento do efeito estufa em nosso planeta, mas também como uma forma de desenvolver novas tecnologias, reduzindo cada vez mais nossa dependência global em uma matriz energética.

Cada vez mais a tendência de um sistema mais produtivo com o confinamento de animais, em unidades restritas, acaba gerando grandes problemas ambientais devido a alta geração de resíduos com sua indevida disposição no solo.

Devido a esta realidade, os biodigestores se apresentam como uma boa alternativa, não só na redução da contaminação ambiental, como na produção de energia.

Neste estudo foi realizada uma análise técnica e econômica entre uma microturbina e um motor de combustão interna, a fim de analisar a aplicabilidade de ambas as tecnologias, através da quantidade e forma de energia necessárias ao local, os custos de investimento e o tempo de retorno do capital.

Por fim, foram estudados os aspectos ambientais, calculados através da eficiência ecológica, realizando uma comparação entre o gás natural e o biogás, ambos os combustíveis sendo queimados em microturbinas e motores de combustão interna.

PALAVRAS – CHAVE: Biogás, Biodigestores, Análise Econômica, Motores de Combustão Interna, Microturbinas.

Govoni, J.B. *Technical and Economical Analysis of use of biogás of the waste Chicken Farm*. 77p. Guaratinguetá, 2011. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica- Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia, Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, UNESP.

ABSTRACT

Today it is essential to search for new energy sources, not only for their environmental and greenhouse gases, which contribute to the enhanced greenhouse effect on our planet, but also as a way to develop new technologies, reducing more our dependence on a global energy matrix.

Increasingly, the trend of a more productive with the confinement of animals in restricted units, it generates large environmental problems due to high waste generation with their improper disposal in the ground.

Due to this fact, the digesters are presented as a good alternative, not only in reducing environmental contamination, such as in energy production.

This study was carried out a technical and economic analysis of a microturbine and an internal combustion engine in order to analyze the applicability of both technologies, and by the amount of energy required to form local investment costs and time to return the capital.

Finally, we studied the environmental, ecological efficiency calculated by, making a comparison between natural gas and biogas, both fuels being burned in microturbines and internal combustion engines.

KEYWORDS: Biogas, biodigester, economic analysis, combustion engine, microturbines.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Oferta mundial de energia primária em 2008.....	17
Figura 2 – Processos de conversão energética de biomassa	21
Figura 3 – Sequência metabólica da digestão anaeróbia.....	25
Figura 4 – Potencial de biogás para União Européia, projeção para 2020.....	27
Figura 5 – Vista geral da granja.....	30
Figura 6 – Vista lateral do galinheiro.....	31
Figura 7 – Retirada dos dejetos da granja.....	31
Figura 8 – Esquema do sistema de geração elétrica para granja utilizando microturbina a gás.....	34
Figura 9 – Variação da eletricidade produzida em função da temperatura de chama para a microturbina	36
Figura 10 – Detalhamento do sistema de produção de eletricidade	37
Figura 11 – Variação da eletricidade em função da temperatura de chama	39
Figura 12 – Análise comparativa entre motor de combustão interna e microturbina a gás operando com biogás.....	40
Figura 13 – Vista tridimensional do biodigestor modelo indiano.....	42
Figura 14 – Biodigestor modelo batelada	43
Figura 15 – Biodigestor modelo chinês.....	44
Figura 16 – Variação dos custos de geração do biogás produzido pelo biodigestor para uma taxa anual de 12% de juros e horas de operação variando de 6000 a 8000h/ano para microturbinas.....	48
Figura 17 – Variação dos custos de geração do biogás produzido pelo biodigestor para uma taxa anual de 12% de juros e horas de operação variando de 6000 a 8000h/ano para motor de combustão interna.....	48
Figura 18 – Variação dos custos de geração de eletricidade para taxa de 12% de juro e tempo de operação de 6000, 7000e 8000h/ano, para microturbina.....	50
Figura 19 – Variação dos custos de geração de eletricidade para taxa de 12% de juro e tempo de operação de 6000, 7000e 8000h/ano, para motor de combustão interna.....	50
Figura 20 – Economia anual esperada para usina utilizando a microturbina.....	52

Figura 21 – Economia anual esperada para usina utilizando o motor de combustão interna.....	53
Figura 22 – Variação da emissão de CO ₂ em função da temperatura de chama para a microturbina.....	61
Figura 23 – Variação da emissão de CO ₂ em função da temperatura de chama para motor de combustão interna.....	62
Figura 24 – Variação da emissão de NO _x em função da temperatura de chama para microturbina a gás.....	62
Figura 25 – Variação da emissão de NO _x em função da temperatura de chama para motor de combustão interna.....	63
Figura 26 – Variação do MP em função da temperatura de chama para a microturbina.....	65
Figura 27 – Variação do MP em função da temperatura de chama para o motor de combustão interna.....	65
Figura 28 – Eficiência ecológica da conversão de biogás em energia elétrica pela MGT.....	67
Figura 29 – Eficiência ecológica da conversão de biogás em energia elétrica pela MCI.....	67
Figura 30 – Análise da eficiência ecológica para microturbina e motor de combustão interna para uso de biogás.....	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação dos biocombustíveis.....	18
Tabela 2 – Sistemas de armazenamento de biogás.....	29
Tabela 3 – Dados técnicos da MGT.....	33
Tabela 4 – Variação dos Calores específicos de acordo com a temperatura de chama teórica da MGT.....	35
Tabela 5 – Balanço energético para o sistema ER-BR com um poder calorífico inferior de 2600 kJ/Nm ³ para biogás e 31847 kJ/m ³ para gás natural.....	37
Tabela 6 – Variação das eficiências em função da temperatura de chama teórica do MCI....	38
Tabela 7 – Principais características dos modelos chinês e indiano.....	45
Tabela 8 – Redução das emissões obtidas através dos projetos de MDL.....	54
Tabela 9 – Parâmetros para cálculo da quantidade de metano emitido por tipo de animal....	54
Tabela 10 – Relação IQA com a qualidade do ar.....	58
Tabela 11 – Padrões para a classificação de critérios de poluição do ar.....	59
Tabela 12 – Composição dos gases de exaustão da microturbina.....	60
Tabela 13 – Composição dos gases de exaustão do motor de combustão interna.....	61
Tabela 14 – Emissões do processo combustão do biogás e gás natural.(MGT).....	64
Tabela 14.1 – Emissões do processo combustão do biogás e gás natural (MCI).....	64
Tabela 15 – Valores dos parâmetros associados a eficiência ecológica da MGT.....	66
Tabela 15.1 – Valores dos parâmetros associados a eficiência ecológica do MCI.....	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

IEA – Agência Internacional de Energia
CH₄ - Metano
CO – Monóxido de carbono
CO₂ – Dióxido de carbono
C_{comb} – Combustível
NaCl – Cloreto de sódio
Cu – Cobre
NH₃ – Amônia
K - Potássio
Ca - Cálcio
Mg – Magnésio
Ni – Níquel
C/N – Relação carbono/ nitrogênio
SO₂ – Dióxido de enxofre
MCI – Motor de combustão interna
MGT – Microturbina a gás
MP – Material Particulado
MDL – Mecanismo de desenvolvimento limpo
NO_x – Óxido de nitrogênio
PPM - Parte por milhão
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
RCEs – Reduções Certificadas sobre Mudanças Climáticas
EPA – Environmental Protection Agency
IQA – Índice de Qualidade do Ar
TPM – Total Productive Maintenance
HFCs – Hidrafluorcarbono
PFCs – Hexafluoreto carbono de enxofre
CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
H₂S – Ácido sulfídrico
POP – População de animais
EMBRAPA – Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária

LISTA DE SÍMBOLOS

E_p	Eletricidade produzida	kW
η_{el}	Eficiência de geração elétrica	%
n_k	Número de moles	
E_{comb}	Energia suprida pelo combustível	kW
T_4	Temperatura de saída da turbina	K
T_3	Temperatura de entrada da turbina	K
W_{eixo}	Trabalho de eixo da turbina	kW
C_p	Calor específico dos gases a pressão constante	kJ/kgK
$\eta_{gerador}$	Eficiência do gerador	%
PCI	Poder calorífico inferior	kJ/Nm ³
I_{MCI}	Investimento do motor de combustão interna	US\$/kW
I_{MGT}	Investimento da microturbina	US\$/kW
F	Fator anual	1/ano
I_{BIODIG}	Investimento biodigestor	US\$/m ³
H	Período de operação	h/ano
C_{comb}	Custo do combustível	US\$/kWh
$C_{op\ MCI}$	Custo de operação e manutenção do motor de combustão interna	US\$/kWh
$C_{op\ MGT}$	Custo de operação e manutenção da microturbina	US\$/kWh
CM_{BIODIG}	Custo manutenção e operação do biodigestor	US\$/kWh
$E_{p\ MCI}$	Eletricidade produzida pelo Motor de combustão interna	kW
$E_{p\ MGT}$	Eletricidade produzida pela microturbina a gás	kW
$C_{el\ MGT}$	Custo da eletricidade produzida pela microturbina	US\$/kWh
$C_{el\ MCI}$	Custo da eletricidade produzida pelo motor de combustão interna	US\$/kWh
R	Receita anual esperada	US\$/ano
P_{el}	Preço de compra da eletricidade de rede	US\$/kWh
SV	Sólidos voláteis	m ³ /CH ₄ VS
Y_{CH_4}	Produção de biogás por massa de dejetos animal	m ³ /dia
(CO ₂) _e	Dióxido de carbono equivalente	kg/kg _{comb}
Q_i	Poder calorífico do combustível	MJ/kg

Π_g	Indicador de poluição	kg/MJ
E	Eficiência ecológica	%
K	Taxa anual de juros	%
H	Altura do nível do substrato	m
H1	Altura ociosa do gasômetro	m
H2	Altura útil do gasômetro	m
H3	Altura livre para o deslocamento do gasômetro	m
Hg	Altura do gasômetro	m
C	Altura do gasômetro acima da parede do biodigestor	m
B	Altura da parede do biodigestor acima do nível do substrato	m
Di	Diâmetro interno do biodigestor	m
Dg	Diâmetro do gasômetro	m
Db	Diâmetro da base	m
De	Diâmetro externo da parede inferior	m
Ds	Diâmetro interno da parede superior	m
D	Diâmetro do corpo cilíndrico	m
H	Altura do corpo cilíndrico	m
Hg	Altura da calota do gasômetro	m
Hf	Altura da calota do fundo	m
Of	Centro da calota esférica do fundo	m
Og	Centro da calota esférica do gasômetro	m
He	Altura caixa de entrada	m
De	Diâmetro da caixa de entrada	m
Hs	Altura da caixa de saída	m
Ds	Diâmetro da caixa de saída	m

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	Biomassa.....	16
1.1.1	Disponibilidade de recursos e consumo de biomassa.....	17
1.1.2	Tipos de biomassa.....	19
1.1.3	Tecnologias de aproveitamento de biomassa.....	20
2	FUNDAMENTOS DA DIGESTÃO ANAERÓBIA.....	24
2.1	Introdução.....	24
2.2	Condições indispensáveis a fermentação.....	26
2.3	Cenário da utilização do biogás.....	27
2.4	Limpeza do biogás.....	28
2.5	Medidas de segurança para utilização do biogás.....	29
3	ANÁLISE ENERGÉTICA.....	30
3.1	Estudo de caso.....	30
3.2	Equacionamento para análise energética utilizando microturbinas a gás.....	32
3.3	Equacionamento para análise energética utilizando motores de combustão interna.....	36
3.4	Resultados obtidos.....	39
4	BIODIGESTORES.....	41
4.1	Introdução.....	41
4.2	Tipos de Biodigestores.....	41
4.2.1	Modelo Indiano.....	41
4.2.2	Modelo Batelada.....	43
4.2.3	Modelo Chinês.....	44
5	ANÁLISE ECONÔMICA.....	46
6	EFICIÊNCIA ECOLÓGICA.....	56
6.1	Padrões de qualidade do ar.....	57
6.2	Cálculos das emissões dos processos de combustão do gás natural e do biogás.....	59
6.3	Resultados obtidos para a eficiência ecológica.....	66
7	CONCLUSÃO.....	69
	REFERÊNCIAS.....	71

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

O biogás é um combustível produzido através de um processo biológico, a digestão anaeróbia. Tal processo é normalmente realizado a baixa temperatura e sem a presença de ar. A composição do biogás consiste basicamente de 55 a 80% de CH_4 e 20 a 45% de CO_2 , apresentando características similares ao gás natural, porém com uma concentração menor de CH_4 .

É um gás versátil, que pode ser usado como combustível para processos de geração de calor ou frio, para a produção de eletricidade através de motores de combustão interna ou turbinas, associados a geradores, dentre outras funções.

O problema da utilização direta do biogás em motores ou turbinas, é a presença de H_2S , que apresenta uma taxa em torno de 50 a 10 000 ppm (PIPATMANOMAI, et al 2009), dependendo do tipo de material usado, uma vez que este composto pode causar corrosão nas partes metálicas dos maquinários, especialmente quando os mesmos não estão operando continuamente.

No Brasil, os biodigestores rurais vêm sendo utilizados principalmente para o saneamento rural, tendo como subproduto o biofertilizante. Nesse âmbito, o consumo de energia tem se tornado cada vez mais importante para bovinocultura, suinocultura e avicultura, pois o consumo de energia influencia no custo final de produção, sendo que as oscilações de preço podem reduzir a competitividade do setor.

No capítulo 1 será feita uma breve introdução sobre a biomassa e as diferentes tecnologias de aproveitamento.

No capítulo 2, será realizada uma análise mais detalhada da digestão anaeróbia e do biogás, algumas técnicas de remoção do H_2S e o potencial de produção de biogás no Brasil.

No capítulo 3 serão apresentadas as tecnologias de conversão do biogás em energia elétrica mais usadas no meio rural. A partir das condições estipuladas será calculada a quantidade de energia oriunda do processo de aproveitamento da biomassa.

Consequentemente, no capítulo 4 será realizado um detalhamento dos tipos de reatores (biodigestores), de acordo com as especificações de cada modelo.

No capítulo 5 é realizada uma análise econômica da configuração estudada com o objetivo de encontrar os custos do combustível produzido e da energia gerada, além da receita esperada, determinando o tempo de retorno do investimento, em função da taxa anual de juro e das horas de operação da usina.

O capítulo 6 apresenta um estudo ambiental, realizando uma comparação entre o gás natural e o biogás, através da queima de ambos em microturbinas e em motores de combustão interna, aplicando os conceitos de eficiência ecológica, que permitirá analisar a viabilidade ambiental. Por último, no capítulo 7 serão apresentadas as conclusões finais.

1.1 Biomassa

Do ponto de vista de geração elétrica, o termo biomassa abrange os derivados de organismos vivos utilizados como combustíveis. Por outro lado, do ponto de vista da ecologia é a quantidade total de matéria viva existente em um ecossistema ou uma população animal ou vegetal.

O biogás, por sua vez, é um produto de conversão energética desta biomassa, que pode substituir fontes energéticas advindas do petróleo (gás natural, gasolina e diesel). De acordo com dados do CENBIO (2010), a biomassa, ao longo do tempo, acabou perdendo sua liderança com o crescimento contínuo do petróleo e do gás natural, sendo reduzida praticamente às residências em regiões rurais.

Segundo informações da Agência Internacional de Energia (IEA), dentro de aproximadamente 20 anos, cerca de 30% do consumo total de energia será a partir de fontes renováveis. Atualmente, conforme demonstrado na figura 1, as energias renováveis representam pouco mais de 12% da matriz mundial, sendo que a biomassa total participa em 9,73%.

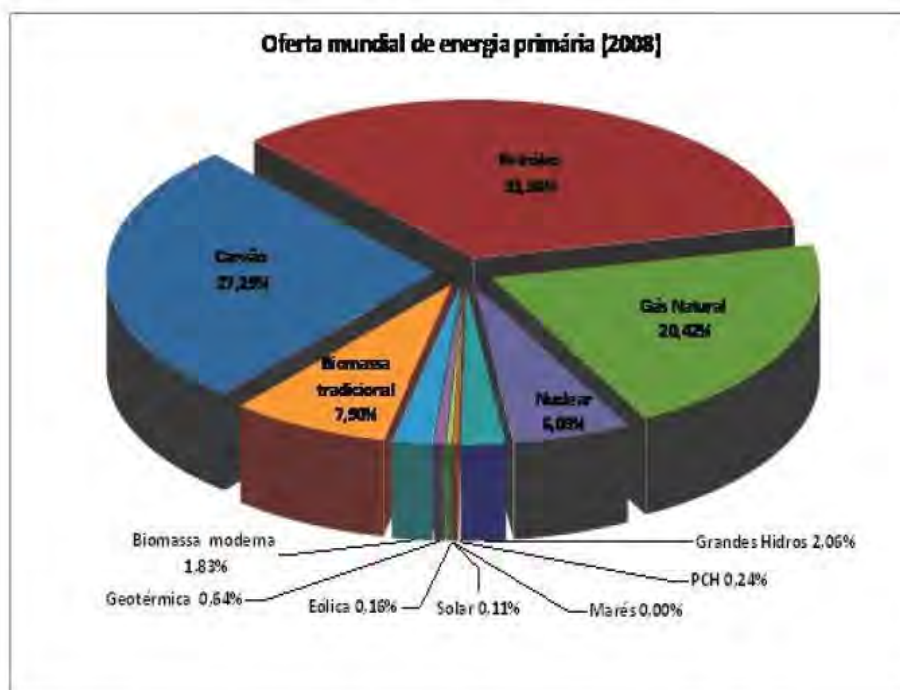


Figura 1 – Oferta mundial de energia primária em 2008 (CENBIO, 2010)

1.1.1 Disponibilidade de recursos e consumo da biomassa

O termo biomassa advém da matéria vegetal gerada através da fotossíntese e seus derivados. Obviamente, só uma parte dessa quantidade pode ser utilizada para atender as necessidades humanas. Para que isso ocorra deve-se conhecer os fluxos de energia da biomassa que são associados aos biocombustíveis, que podem ser classificados em três grupos: os biocombustíveis da madeira (dendrocombustíveis), os combustíveis de plantação não-vegetal (agrocombustíveis), e os resíduos urbanos. A tabela 1 mostra esta classificação, que será descrita com mais detalhes (NOGUEIRA & LORA, 2003).

Tabela 1 – Classificação dos biocombustíveis (NOGUEIRA & LORA, 2003)

1º	2º	Definição
Biocombustíveis da madeira (dendrocombustíveis)	Combustíveis diretos da madeira	Madeira produzida para fins energéticos, usada direta ou indiretamente como combustível.
	Combustíveis indiretos da madeira	Inclui biocombustíveis sólidos, líquidos ou gasosos, subprodutos da exploração florestal e resultantes do processamento industrial da madeira para fins não energéticos.
	Combustíveis de madeira recuperada	Madeira usada direta ou indiretamente como combustível, derivada de atividades socio-econômicas que empregam produtos de origem florestal.
Agrocombustível	Combustíveis de plantações energéticas	Tipicamente combustíveis sólidos e líquidos produzidos a partir de plantações anuais, como é o caso do álcool da cana-de-açúcar.
	Subprodutos agrícolas	Principalmente resíduos de colheitas e outros tipos de subprodutos de culturas, como palhas e folhas.
	Subprodutos animais	Basicamente esterco de aves, bovinos, caprinos e suínos.
	Subprodutos agroindustriais	Subprodutos de agroindústrias, como bagaço de cana e casca de arroz.
Resíduos urbanos		Resíduos sólidos e líquidos gerados em cidades e vilas.

Biocombustível da madeira (dendrocombustível): É definido por basicamente a lenha, normalmente obtidas de maneira sustentável ou por desmatamento de florestas nativas. O conteúdo energético relacionado a esta classe está diretamente associado ao conteúdo de celulose e lignina presentes em sua composição. Normalmente apresentam baixa umidade, devendo ser transformadas para seu uso, por exemplo, para a carbonização (NOGUEIRA & LORA, 2003);

Agrocombustíveis: Produzidos a partir de cultivos anuais, apresentam maior umidade que os resíduos de origem florestais. Como exemplo, vamos citar a cana-de-açúcar cujo valor

energético está associado ao conteúdo de celulose, amido e lipídeos que determinam o tipo de produto energético que se pode ter. Erroneamente muitos subprodutos relacionados com a produção e o processamento de produtos agrícolas são chamados de resíduos, classificando de forma pejorativa matérias-primas que também podem ser usadas como fonte energética, como os esterco animais, bagaço de cana, a casca de arroz ou de café (NOGUEIRA & LORA, 2003);

Resíduos urbanos: A utilização, do ponto de vista energético, desses resíduos significa além de enorme benefício ambiental, uma excelente fonte de energia, embora inclua materiais de outras origens tais como plásticos e metais. A maior parte do lixo urbano e de praticamente todas as águas oriundas de esgotos são constituídas por biomassa. O processo de transformação em outros produtos energéticos é definido pelo seu conteúdo de umidade, podendo ser empregado desde a biodigestão anaeróbia até sistemas de combustão direta (NOGUEIRA & LORA, 2003).

1.1.2 Tipos de biomassa

Este tipo de energia orgânica inicia seu ciclo através da fotossíntese, processo pelo qual as plantas capturam a energia do sol e a transformam em energia química. As fontes orgânicas que são usadas para produzir energia através de processos de conversão são chamadas biomassa e podem ser classificadas de acordo com Coronado (2007):

- Biomassas Açucaradas

Aquelas com um alto conteúdo de açúcares solúveis, geralmente “sacarose”. A cana de açúcar e a beterraba quando são utilizadas com fins energéticos.

- Biomassas Amiláceas

Aquelas que possuem na sua composição grandes quantidades importantes de amido (poliglicose) ou sacarose (frutose e glicose). Dentro deste grupo situa-se os grãos de cereais e os tubérculos como a batata.

- Biomassas Oleaginosas

Contém óleos vegetais que podem ser utilizados como combustíveis de motores. São exemplos deste tipo os girassóis, canola, soja (biodiesel).

- Biomassas Lignocelulósica

Os componentes principais são a celulose, hemicelulose (poli-açúcares) e a lignina. Além destes compostos, também se encontram líquidos e hidrocarbonetos. A madeira e os resíduos florestais são exemplos típicos deste grupo.

1.1.3 Tecnologias de aproveitamento de biomassa

A energia acumulada na biomassa se apresenta na forma de energia química, sendo necessárias reações químicas para sua liberação, para então ser utilizada na forma de trabalho útil.

Segundo Nogueira e Lora (2003), os combustíveis mais adequados para a produção de eletricidade possuem características, tais como facilidade de utilização e baixo impacto ambiental, tornando-os em muitas ocasiões competitivos com os combustíveis de origem fóssil, especialmente em sistemas isolados e em sistemas de cogeração.

Em 1995, no Brasil, a geração de eletricidade a partir de recursos bioenergéticos chegou a 6,5 TWh, representando 30% da geração de origem térmica e 2,5% da geração total de eletricidade (NOGUEIRA e LORA, 2003).

A figura 2 mostra o esquema dos processos de conversão energética da biomassa, classificados em três grupos: processos físicos, termoquímicos e biológicos, indicando os principais reagentes e produtos.

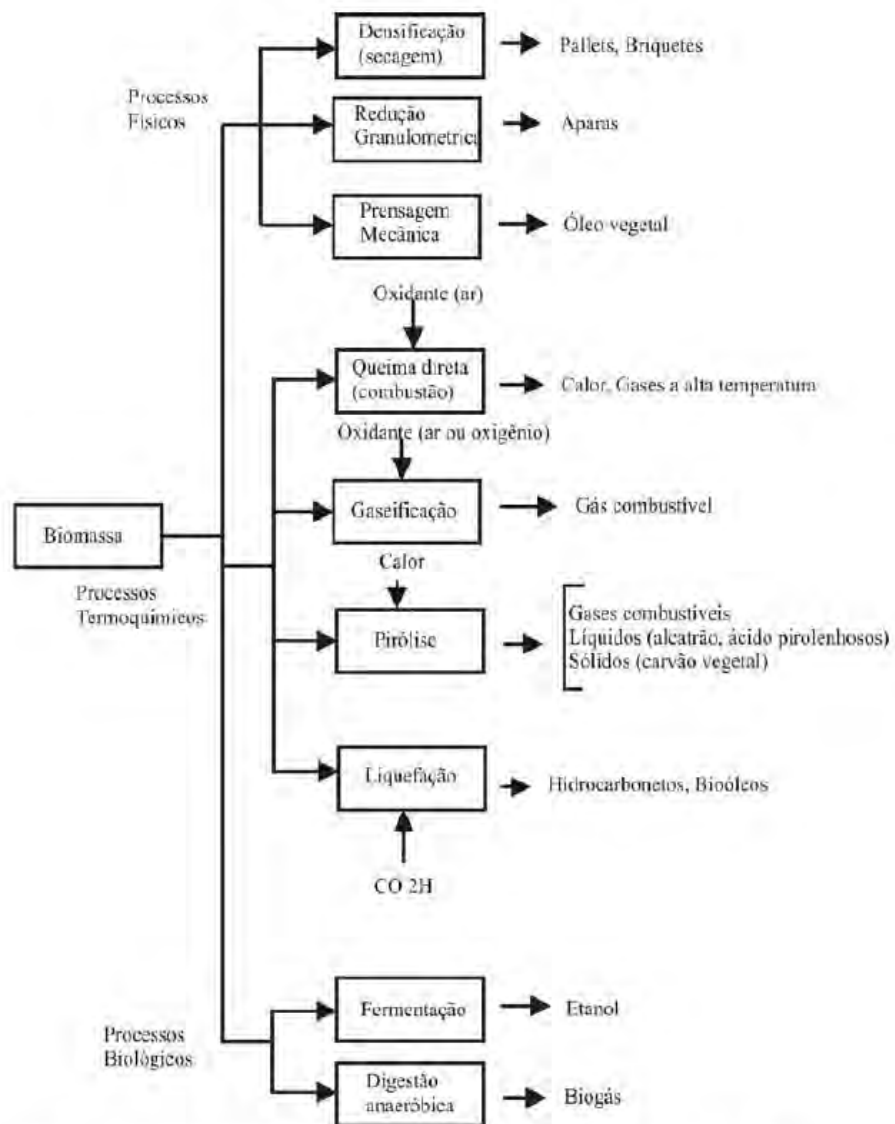


Figura 2 – Processos de conversão energética de biomassa (NOGUEIRA & LORA,2003)

a) Combustão direta: combustão é a transformação da energia química dos combustíveis em calor, por meio das reações dos elementos constituintes com o oxigênio fornecido. A combustão direta é usada essencialmente em fogões (cozimento de alimentos), fornos (metalurgia, por exemplo) e caldeiras (geração de vapor, entre outros).

Um problema relacionado à combustão direta é a alta umidade e a baixa densidade energética do combustível, dificultando seu armazenamento.

b) Gaseificação: É o processo de conversão de combustíveis sólidos em gasosos através de reações termoquímicas, envolvendo ar ou oxigênio abaixo do mínimo teórico para a combustão, onde o gás resultante é uma mistura de monóxido de carbono, hidrogênio, metano, dióxido de carbono e nitrogênio, cujas proporções variam de acordo com as condições do processo.

Atualmente há vários tipos de gaseificadores, sendo que os mais comumente utilizados são os reatores de leito fixo e de leito fluidizado.

Há alguns anos a biomassa caiu em desuso, o que vem se revertendo nos dias atuais, devido à remoção de componentes químicos prejudiciais ao meio ambiente e à saúde humana e também a possibilidade de seu uso em motores de combustão interna e turbinas a gás para geração de eletricidade, para atender, por exemplo, a necessidade de comunidades isoladas. (BIODIESEL, 2010)

c) Pirólise (ou carbonização): Neste processo, a matéria orgânica submetida a altas temperaturas e à ausência de oxigênio se decompõe. Normalmente o combustível mais utilizado para esse processo é a lenha, onde este material é aquecido a altas temperaturas (entre 300°C e 500°C), na quase ausência de ar, resultando em um produto com uma densidade energética maior que o material de origem (pirólise rápida), tendo como produtos o alcatrão e o ácido piro-lenhoso.

Normalmente são necessários de quatro a dez toneladas de lenha para produzir uma tonelada de carvão, variando de acordo com as características do processo e o teor de umidade do material utilizado (RAMAGE; SCURLOCK, 1996).

De acordo com Oliveira et al (2009), a pirólise lenta consiste num maior tempo de residência da matéria orgânica sob temperaturas entre 800°C e 900°C, onde o produto resultante é um gás rico em hidrogênio e monóxido de carbono, com apenas 10% de carvão sólido.

Através do controle da temperatura é possível a coleta de material volátil, melhorando a qualidade do combustível e o aproveitamento de resíduos.

d) Fermentação: Processo anaeróbio no qual o açúcar das plantas, por exemplo a cana-de-açúcar, é convertido em álcool, através da quebra da glicose em piruvato pela ação de microorganismos (leveduras).

O produto final, o álcool, pode ser utilizado como combustível adicionado à gasolina (cerca de 20%) em veículos (WIKIPEDIA, 2010).

e) Digestão anaeróbia: Este processo ocorre naturalmente para compostos orgânicos, resíduos (animais, industriais, etc) através de biodigestores., sendo decompostos pela ação das bactérias na ausência de oxigênio, em estruturas mais simples de serem metabolizadas, resultando numa mistura de gases como CH_4 , CO_2 , NH_3 , H_2S , dentre outros.

O produto resultante é o biogás, composto por cerca de 50% a 70% de metano e 5500 kcal /m³, além do efluente gerado ser usado como biofertilizante (PORTES, 2005).

CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS DA DIGESTÃO ANAERÓBIA

2.1 Introdução

O biogás é um gás inflamável produzido por microorganismos, quando a matéria orgânica é fermentada dentro de determinados limites de temperatura, teor de umidade e acidez, em um ambiente praticamente impermeável ao ar.

De acordo com Sganzerla (1983), a composição do biogás varia de acordo com o tipo de biomassa, porém sua composição básica é de 50 – 60% de CH₄, 30 – 45% de CO₂, 5 – 10% de H₂, 1 – 2% de N₂ e traços de H₂S e O₂. O seu poder calorífico varia de acordo com a quantidade de metano presente em sua composição, atingindo de 5000 a 6000kcal/m³.

A digestão anaeróbia é um processo biológico, onde o organismo anaeróbio não pode sobreviver enquanto existir oxigênio, por isso no digestor não deve haver a entrada de ar.

De acordo com Portes (2005), as etapas do processo de decomposição anaeróbia podem ser classificadas de acordo com a figura 3:

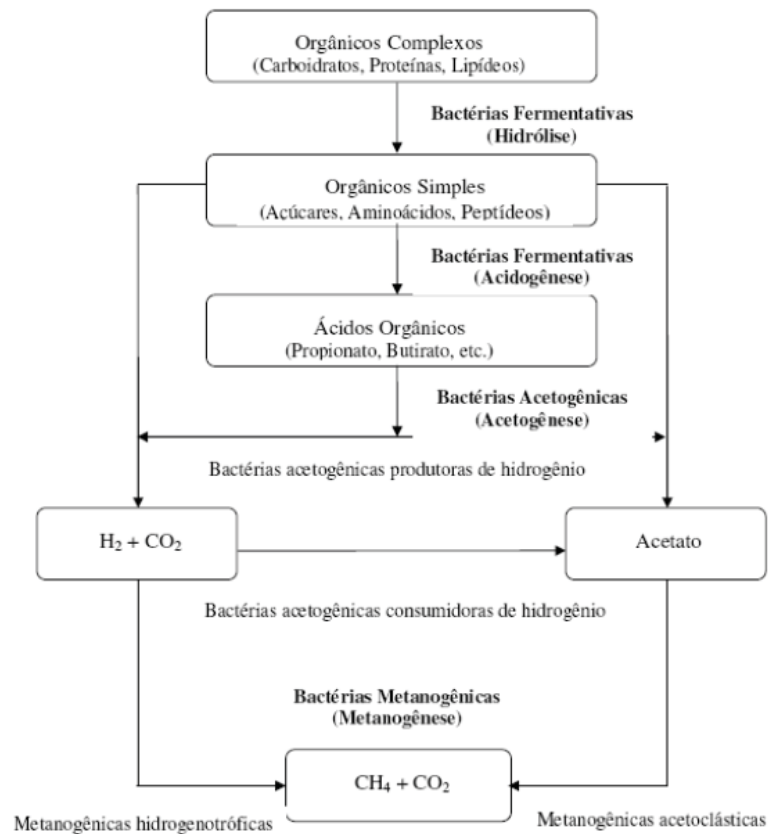


Figura 3 – Sequência metabólica da digestão anaeróbia (PORTES, 2005)

A primeira fase do processo, consiste na hidrólise, na qual os materiais complexos (polímeros) são assimilados e convertidos em materiais mais simples (monômeros). Esta conversão ocorre através da ação de exoenzimas, que são excretadas pelas bactérias fermentativas hidrolíticas (NISHIMURA, 2009).

A segunda etapa consiste na acidogênese, que é efetuada por um grande e diverso grupo de bactérias fermentativas, sendo as principais espécies as *Clostridium* e *Bacteroids*. As primeiras apresentam a forma de esporos, tornando-as ápteis a sobreviver em ambientes hostis; o segundo gênero é responsável pela degradação de açúcares e aminoácidos (SALOMON, 2007).

Na terceira etapa desse processo, estão as bactérias acetogênicas, cujos produtos formados pela ação dessas bactérias são o hidrogênio, o dióxido de carbono e o acetato, que podem ser utilizados diretamente pelas bactérias metanogênicas (PORTES, 2005).

Na última etapa, estão as bactérias metanogênicas, quando os substratos da etapa anterior são convertidos por dois diferentes tipos de bactérias: enquanto uma usa o acetato e o transforma em metano e dióxido de carbono, a outra produz metano através da redução do dióxido de carbono (SALOMON, 2007).

2.2 Condições indispensáveis à fermentação

As condições ideais de vida para os organismos anaeróbios, de acordo com Salomon (2007), são:

- a) Impermeabilidade ao ar: A decomposição de matéria orgânica na presença de oxigênio produz dióxido de carbono (CO_2), na ausência de ar produz o gás metano, por esse motivo há a necessidade de uma vedação correta do biodigestor para uma maior produção de biogás;
- b) Temperatura adequada: As bactérias metanogênicas são extremamente sensíveis com relação à influência da temperatura. Qualquer mudança brusca que exceder 30°C , afeta significativamente a produção, devendo, portanto, ser assegurada uma relativa estabilidade de temperatura;
- c) Nutrientes: Uma relação específica de carbono para nitrogênio deve ser mantida entre 20:1 e 30:1. Devido à baixa produção celular, a digestão anaeróbia não necessita de altas concentrações de nutrientes;
- d) Teor de água: O teor de água pode variar de acordo com a matéria-prima utilizada, mas normalmente deve situar-se em torno de 90% do peso do conteúdo total;
- e) Manutenção do pH: Os microorganismos exigem um ambiente neutro ou ligeiramente alcalino. O ambiente muito ácido ou alcalino é prejudicial. Um pH em torno de 7 e 8,5 satisfaz melhor a fermentação e a produção de biogás;
- f) Substâncias prejudiciais: Matérias poluentes como NaCl, Cu, NH_3 , K, Ca, Mg e Ni, são conciliáveis, se mantidas abaixo de certas concentrações devem ser diluídas em água.

2.3 Cenário da utilização do biogás

A restrição do espaço e a necessidade de atender cada vez mais as demandas de energia, água de boa qualidade e alimentos, tem colocado alguns paradigmas a serem vencidos, os quais relacionam principalmente a questão ambiental e a disponibilidade de energia, contrapondo de um lado há a pressão pelo aumento do número de animais em pequenas áreas e a produtividade, e do outro, a preservação do meio ambiente.

Esses fatos podem ser melhor evidenciados, pois, de acordo com Tijmensen (2004), a produção do biogás é economicamente viável, não exigindo instalações com operação demasiadamente complexas, gerando eletricidade e calor, sem emissão de dióxido de carbono e, conseqüentemente, reduzindo as emissões de metano.

De acordo com Canafistula (2009), em 2005 a produção de energia a partir do biogás que era de $20,5 \times 10^9$ MJ obteve um incremento de $25,2 \times 10^9$ MJ a cada ano. Neste cenário a França e a Alemanha são os países de maior representatividade, sendo suas participações de respectivamente 39% e 35%. A Figura 4 demonstra uma projeção para 2020 do potencial de produção de biogás para a União Européia.

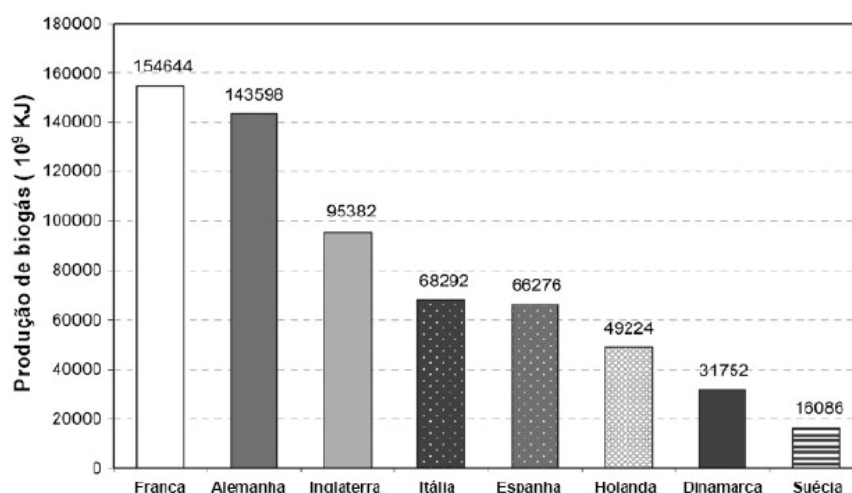


Figura 4 – Potencial de biogás para União Européia, projeção para 2020.(TRICASE & LOMBARDI, 2008; Apud CANAFISTULA, 2009)

Uma vez produzido, o biogás pode ser utilizado como combustível em caldeiras para geração de calor ou como combustível na produção de energia elétrica e também combinando esses dois processos, aplicando as mais diversas técnicas, como a utilização em motores de combustão, turbinas a gás, células combustíveis e microturbinas. Além dessas aplicações, o

biogás também pode ser usado como combustível para automóveis. Depois de purificado, o gás obtido possui um poder calorífico maior, aumentando a autonomia do veículo, devido à remoção de H₂S, amônia e água, evita falhas mecânicas evitando a corrosão, além de evitar o congelamento devido ao alto conteúdo de água (ZANETTE, 2009).

No caso do Brasil, os biodigestores rurais tiveram sua maior evolução na década de 80, quando foram construídas cerca de 8.000 unidades com o incentivo dado pelos Ministérios da Agricultura e de Minas e Energia, dos quais 75% estavam funcionando adequadamente até 1988 (COELHO et al, 2000).

2.4 Limpeza do biogás

Outro ponto importante a ser considerado é a purificação do biogás, que consiste na remoção do gás sulfídrico, odorização do metano (CH₄) e na eliminação de CO₂.

Nos países da União Européia são admitidos apenas 3%-6% de dióxido de carbono presente no biogás, que podem ser injetados nas redes de gás natural (CANAFISTULA, 2009).

O método de absorção físico/química para a lavagem do biogás é o mais aplicado, por apresentar um baixo custo e pouca infra-estrutura. O biogás é comprimido e alimentado no sentido ascendente no leito de uma coluna de absorção onde a água é pulverizada no sentido contrário, sendo assim o CO₂ e o H₂S são dissolvidos na água para serem coletados no fundo da torre de absorção (SALOMON, 2007).

Wellinger et al (1999) propõem outra técnica que consiste na introdução de oxigênio num sistema através de um compressor; o sulfeto do biogás é oxidado em enxofre, reduzindo a concentração de H₂S. A reação é descrita na equação 1:



Esta técnica também é um método relativamente simples e apresenta um baixo custo de investimento e operação, não requerendo produtos químicos e nem equipamentos sofisticados. Dependendo do tempo da reação, a concentração de H₂S é reduzida em até 95%, mantendo-se abaixo de 50 ppm.

2.5 Medidas de segurança para a utilização do biogás

De acordo com Zanette (2009), o biogás não pode ser facilmente armazenado e nem liquefeito à pressão e temperatura ambiente (temperatura crítica -82°C e pressão 47,5 bar). Recomenda-se que a concentração de metano seja mantida fora da faixa de 5-15% e a de oxigênio inferior a 3-15% (em volume). A tabela 2 demonstra os principais sistemas de armazenamento de biogás.

Tabela 2 – Sistemas de armazenamento de biogás

Pressão	Estocagem	Material
Baixa (0,138 – 0,414 bar)	Selo d'água	Aço
Baixa	Gás 'bag'	Plástico, vinil, lona (borracha)
Média (1,05 – 1,97 bar)	Tanques de propano e butano	Aço
Alta (200 bar)	Cilindros comerciais de gás	Aço

Fonte: KAPDI, 2004; Apud ZANETTE, 2009

Segundo Zanette (2009), as principais medidas de segurança para os sistemas com biogás são:

- Evitar vazamentos utilizando materiais adequados para execução dos reatores, armazenamentos e transporte dos gases;
- Instalação de pára-raios;
- Treinamento das pessoas que irão operar o sistema de tratamento;
- Sinalização das áreas mais vulneráveis a vazamentos;
- Evitar aumento da temperatura do biogás nas etapas de armazenamento e transporte;
- Instalação de equipamentos corta-chamas na sucção, onde há a compressão dos gases;
- Instalação de drenos para a extração de vapores condensados da mistura de gases;
- Instalação de equipamentos para monitoração da composição do biogás;
- Critérios de segurança e execução feitas por empresas especializadas.

CAPÍTULO 3 ANÁLISE ENERGÉTICA

3.1 Estudo de caso

A granja estudada situa-se a 6 km do centro urbano da cidade de Itanhandu, Minas Gerais, e é a segunda maior avicultura de postura do Brasil. A propriedade ocupa uma área de aproximadamente 28 hectares.

A cobertura vegetal da região da granja foi substancialmente alterada para o regime de pastagens, sendo que a propriedade e toda sua região conservam apenas uma pequena parte de sua área com cobertura vegetal nativa. O empreendimento dispõe de energia elétrica da concessionária CEMIG, com um consumo médio de 130000 kWh/mês. Atualmente, trabalham no empreendimento 20 funcionários, que se revezam em turnos para que a granja opere todos os dias do mês, 24 horas por dia. Nenhum funcionário reside no local.

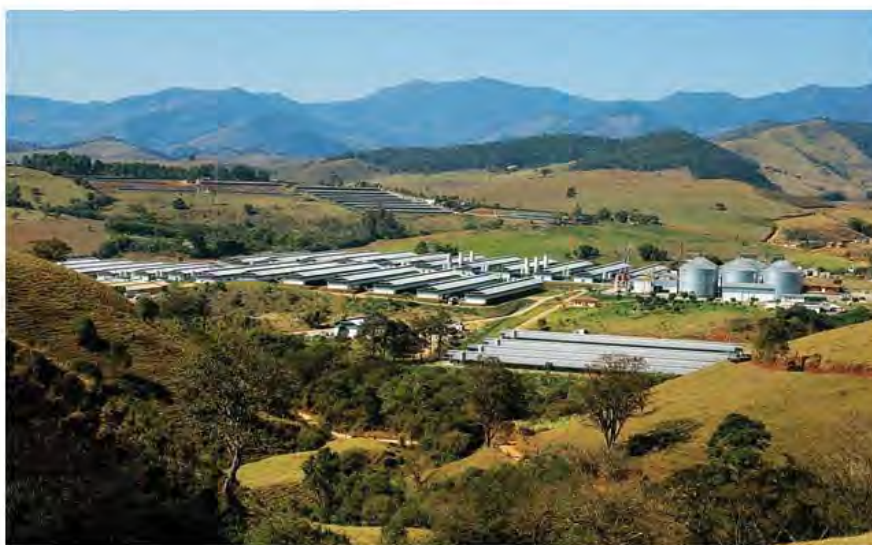


Figura 5 - Vista geral da granja (Fonte: GLOBO RURAL, 2010)

A produção do aviário é destinada exclusivamente para ovos e possui seu sistema de coleta automatizado. As aves são dispostas em quatro colunas bilaterais de seis níveis ou andares e alojadas em grupos nas gaiolas, em um galpão coberto com laterais fechadas por cortinas automatizadas e com a temperatura do ambiente controlada, conforme apresentado na figura 6:



Figura 6- Vista lateral do galinheiro (Fonte: ZUNBEN, 2007)

Na granja, o processo de retirada de dejetos também é automatizado. Os dejetos depositados são transportados diariamente para fora do galpão por meio de esteiras rolantes instaladas abaixo do nível de cada gaiola. Tal rotina consiste na retirada diária de dejetos dos galpões de produção em baterias verticais automatizadas. Assim que tais resíduos caem na esteira, eles são transportados até silos de armazenamento, onde um caminhão com capacidade de carga de 25 toneladas retira os resíduos e os transporta para galpões apropriados para compostagem, onde estão instaladas máquinas compostadeiras. Lá, o esterco das galinhas é misturado a bagaço de cana e serragem, fazendo um composto orgânico que depois é vendido como biofertilizante. A figura 7 apresenta uma etapa da retirada dos dejetos.



Figura 7 - Retirada dos dejetos (Fonte: ZUNBEN, 2007)

O objetivo do aviário é justamente destinar parte dos dejetos produzidos à construção da planta de energia, visando tornar-se auto-suficiente em produção de energia elétrica.

A intensificação do setor produtivo agropecuário e a corrida por preço e oferta também corroboram para a avicultura de postura, substituindo as instalações convencionais por novas tecnologias de automatização, aliando menores custos e preços finais ao produto tradicional com maior qualidade. À medida que vão aumentando as aplicações e o uso de instalações

automatizadas, aumentam-se, também, as necessidades de precisão e confiabilidade que lhes são exigidas.

O objetivo deste capítulo é desenvolver uma comparação técnica entre um motor de combustão interna e uma microturbina, que serão alimentados com biogás. A exigência de energia na fazenda é de 400 kW com um fator de capacidade 0.8 e 500 kVA (potência ativa). O propósito é avaliar a viabilidade deste modo de alternativa de energia considerando a estrutura composta por 24 galpões de produção e mais 4 galpões onde ficam os pintos, totalizando um montante de um milhão e quinhentos mil frangos.

O gás natural tem sua utilização cada vez mais difundida nos dias atuais. Embora ainda não existam dutos para a utilização deste combustível, há um estudo para que mais adiante eles sejam implantados na região, por esta razão o gás natural será considerado para a análise técnica, sendo estudado de forma comparativa com o biogás.

O sistema a ser estudado consta de duas configurações para a geração de energia elétrica na granja. Nesta seção, foram avaliadas as duas alternativas mais comuns de geração de energia e comparadas suas performances. Na primeira foram utilizadas microturbinas a gás (MGT) usando o biogás produzido pelos biodigestores e o gás natural e na segunda opção foi utilizado um grupo motor de combustão/gerador também utilizando o biogás e o gás natural para produção de energia elétrica. Os critérios para seleção da melhor configuração foram: o menor consumo de combustível e a melhor performance energética em termos de eficácia de geração.

3.2 Equacionamento para análise energética utilizando microturbinas a gás

Microturbinas referem-se a turbinas a gás de alta velocidade, normalmente na faixa de potência de 15 a 300kW. Nogueira e Lora (2003) apresentam algumas das características para microturbinas:

- Um eixo: O gerador é colocado no mesmo eixo da turbina, o que simplifica a manutenção e facilita a fabricação;
- Alta velocidade: A rotação se encontra numa faixa de 30 000 a 120 000 rpm, dependendo da potência nominal e do fabricante, o que faz necessário utilizar um gerador de corrente contínua;

- Rolamentos de ar: Evita que os lubrificantes se contaminem com os produtos de combustão, garantindo uma maior vida útil e redução dos custos de manutenção;
- Recuperador de calor: Com ele consegue-se uma eficiência entre 30 e 50% acima do que se pode obter;
- Motor de partida: que é o próprio gerador.

De acordo com Ferrarez et al (2010), a eficiência na produção de eletricidade para microturbinas a gás utilizando biogás é de 27%. Utilizando-se gás natural, apresentam uma eficiência de geração elétrica maior, subindo para 31%.

Os gases que saem da câmara de combustão são expandidos na turbina, numa faixa de temperatura que pode variar de 400° a 600° C. Em face dos materiais atualmente empregados nas microturbinas a gás comercialmente disponíveis, a temperatura de entrada na turbina situa-se em um limite de 1100°C.

A temperatura de chama na entrada da turbina está diretamente ligada à viabilização de uma maior eficiência de geração elétrica, embora isto possa diminuir a vida útil da máquina. De acordo com Silveira (1994), alguns metais especiais e cerâmicas foram incorporados na construção dos componentes, contribuindo para o incremento dos gases na entrada da turbina de até 1250°C.

Para suprir a demanda energética requerida pela granja e de acordo com o catálogo do fabricante CAPSTONE, optou-se pela utilização de duas microturbinas de 200kW elétricos de produção, com regenerador, que podem trabalhar tanto com biogás como com gás natural. Os dados fornecidos pelo fabricante estão apresentados na tabela 3:

Capstone	C200/CR200
Potência líquida	200 kW
Tensão	400 a 480 V AC
Tipo	Trifásico
Frequência rede	50/60 Hz
Corrente máxima de saída Conectada a rede	290 A
Rendimento elétrico	33%
Características da turbina: gás natural	
Gás Natural (PCS)	805 A 13,18kWh/Nm ³
Pressão de entrada	5017 barg
Consumo de Combustível	583kW
Características da turbina: biogás	
Tipo de Biogás	Digestor

Biogás (PCS)	507 A 9 kWh/Nm ³
Conteúdo de H ₂ S	< 5000ppm
Pressão de entrada	5,2 barg
Consumo de Combustível	606 kW
Emissões	
NOx @ 15% O ₂ (gás natural)	< 9ppmvd
Vazão dos gases de exaustão	1,3 kg/s
Temperatura na saída da turbina	400°C

Fonte: CAPSTONE, 2010

Para o cálculo da vazão de combustível foi utilizada a equação a seguir:

$$E_p = E_{comb} \cdot \eta_{EL} \quad (2)$$

Os equacionamentos baseiam-se na 1ª lei da termodinâmica, a figura 8 mostra o esquema utilizado para o estudo de geração elétrica na granja. As variáveis envolvidas foram:

C_p - Calor específico dos gases a pressão constante (kJ/kgK)

W_{eixo} - Potência de eixo da turbina (kW)

T_4 - Temperatura dos gases na saída da turbina (kW)

T_3 - Temperatura dos gases na entrada da turbina (kW)

E_p - Eletricidade produzida (kW)

E_{comb} - Energia suprida pelo combustível (kW)

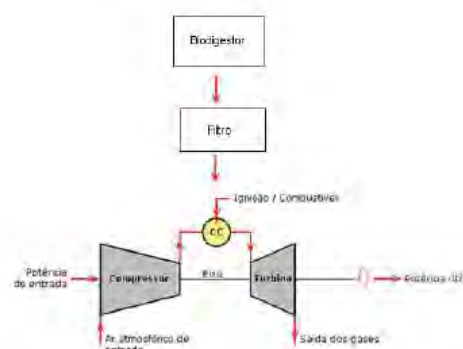


Figura 8 – Esquema do sistema de geração elétrica para granja utilizando microturbina a gás

A temperatura dos gases na saída da turbina foi fixada em 400°C e o rendimento do gerador foi considerado 95%. O calor específico (c_p) dos gases de exaustão foram obtidos para biogás e para o gás natural de acordo com os gráficos realizados por Villela (1998) e

Villela (2007), que traçam as curvas dos calores específicos dos gases de exaustão em função da temperatura de chama teórica, conforme é mostrado na tabela 4, abaixo:

Tabela 4 – Variação dos calores específicos dos gases de acordo com a temperatura de chama teórica da MGT

T(K)	Cp gases (kJ/kgK)	
	Biogás	Gás natural
873	1,14	1,19
973	1,17	1,22
1073	1,19	1,25
1173	1,20	1,27
1273	1,22	1,29
1373	1,24	1,31
1473	1,27	1,32

A potência de eixo da turbina e a eletricidade produzida pelo sistema de geração, variando conforme a temperatura de chama, são determinadas pelas equações a seguir:

$$W_{\text{eixo}} = \dot{m}_{\text{gases}} \cdot c_{p \text{ gases}} (T_3 - T_4) \quad (3)$$

$$E_p = W_{\text{eixo}} \cdot \eta_{\text{gerador}} \quad (4)$$

A análise termodinâmica realizada, é mostrada na figura 9:

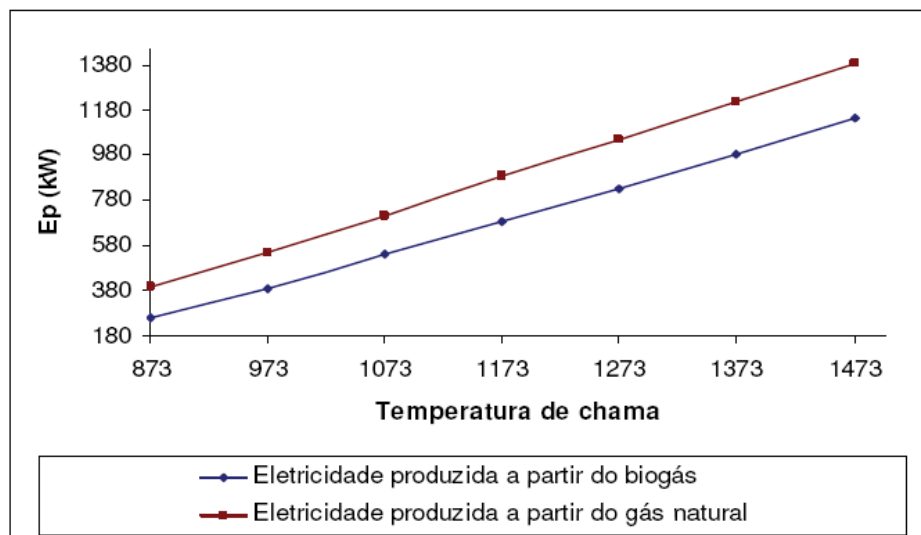


Figura 9 – Variação da eletricidade produzida em função da temperatura de chama para a microturbina (curva teórica)

Como pode ser observado, a partir do incremento da temperatura de chama a eletricidade produzida aumenta na mesma proporção. De acordo com Bruno et al (2010), o poder calorífico inferior do biogás é cerca de 56% menor do que do gás natural, portanto para obter a mesma capacidade de produção de energia elétrica, utilizando biogás, é necessário aumentar a vazão de combustível.

3.3 Equacionamento para a análise energética utilizando motor de combustão interna:

Outro sistema de conversão que será estudado é o motor de combustão interna. Este sistema possui uma válvula de entrada de ar que abre no tempo preciso, permitindo a entrada de ar misturada ao combustível no cilindro.

Devido à presença de alguns componentes, como H_2S , na composição química do biogás, torna-se necessário realizar uma filtragem para a remoção deste composto e assim atingir as condições ideais para o biogás ser utilizado na produção de energia elétrica, em um grupo motor/gerador ou em uma microturbina, como se mostra na presente dissertação.

O ar entra com uma temperatura de $25^\circ C$ no motor de combustão, produzindo gases de exaustão de $450^\circ C$ utilizando biogás e $525^\circ C$ utilizando gás natural (ER-BR, 2010). Para os cálculos foi utilizado o PCI do biogás de $22600 kJ/Nm^3$ e $31847 kJ/Nm^3$, conforme Silveira (1994) e Vilella (2007).

De acordo com Silveira (1994), sistemas utilizando motores de combustão interna podem aproveitar a energia do combustível na forma de eletricidade entre 22 a 30%. A figura 10 ilustra o funcionamento para produção de eletricidade.

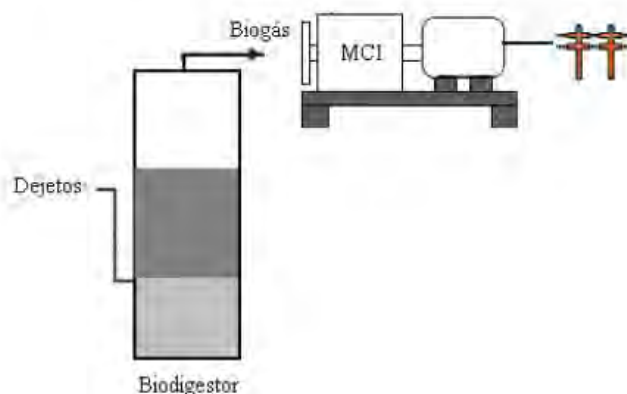


Figura 10 – Detalhamento do sistema de produção de eletricidade

Vemos que para a demanda elétrica necessária, o sistema ER-BR se mostra uma alternativa viável, para operar tanto com biogás como com gás natural, conforme mostra a tabela 5.

Tabela 5 - Balanço energético para o sistema ER-BR com um poder calorífico inferior de 22600 kJ/Nm³ para biogás e 31847kJ/Nm³ para gás natural

GRUPO GERADOR GSCA 330		
Potência	Standy	Prime
	300kva/ 240kW	250kva/200kW
Combustível	Biogás (concentração metano > 55%)	
	Gás Natural	
Consumo (Nm ³)	Biogás	Gás natural
	144,8m ³ /h	70,65m ³ /h
Saída	127V/ 220V AC	
	220V/ 380V AC	
Fator de potência	0,8	
Número de pólos	4	
Rotação	1800 rpm	
Frequência	60 Hz	
Temperatura dos gases de exaustão	Biogás	Gás Natural
	450°C	525°C

Fonte: ER-BR (2010)

As seguintes equações foram utilizadas:

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_L}{T_H} \quad (5)$$

$$\Delta_{\eta_{CARNOT}} = \eta_{CARNOT_{973}} - \eta_{CARNOT_{873}} \quad (6)$$

As variações das eficiências de Carnot obtidas, foram multiplicadas pelas eficiências de geração elétrica, cujos resultados estão dispostos na tabela 6:

$$\eta_{real} = \frac{Ep}{Ecomb} \quad (7)$$

$$Ecomb = PCI_{COMB} \cdot \dot{m}_{comb} \quad (8)$$

Tabela 6 - Variação das eficiências em função da temperatura de chama teórica do MCI

Temperatura de chama (K)	η_{carnot}	η_{real}	
		Biogás	Gás Natural
873	0,658	0,22	0,32
973	0,693	0,227	0,331
1073	0,722	0,233	0,343
1173	0,745	0,238	0,354
1273	0,765	0,242	0,364
1373	0,782	0,246	0,371

A figura 11 mostra a variação entre a eletricidade produzida pelo motor de combustão interna em função de sua temperatura de chama teórica.

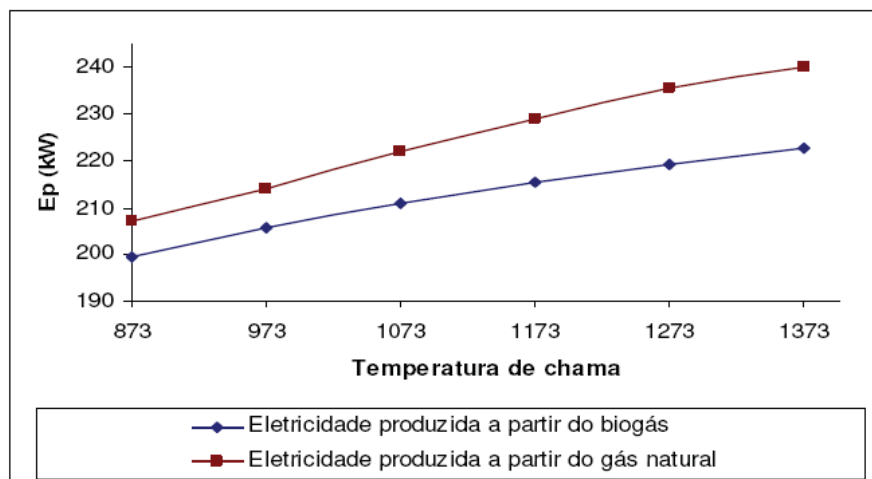


Figura 11 – Variação da eletricidade em função da temperatura de chama para o motor de combustão interna (curva teórica).

Se houvesse dutos na granja para o transporte do gás natural, poderíamos observar que o mesmo apresentaria uma alternativa mais viável em relação ao biogás, oferecendo uma melhor perspectiva em termos de economia de energia primária, melhorando a rentabilidade da instalação.

3.4 Resultados obtidos

Para uma melhor análise dos resultados obtidos, foram compreendidas temperaturas de chama teórica nos valores demonstrados abaixo, conforme mostra a figura 12:

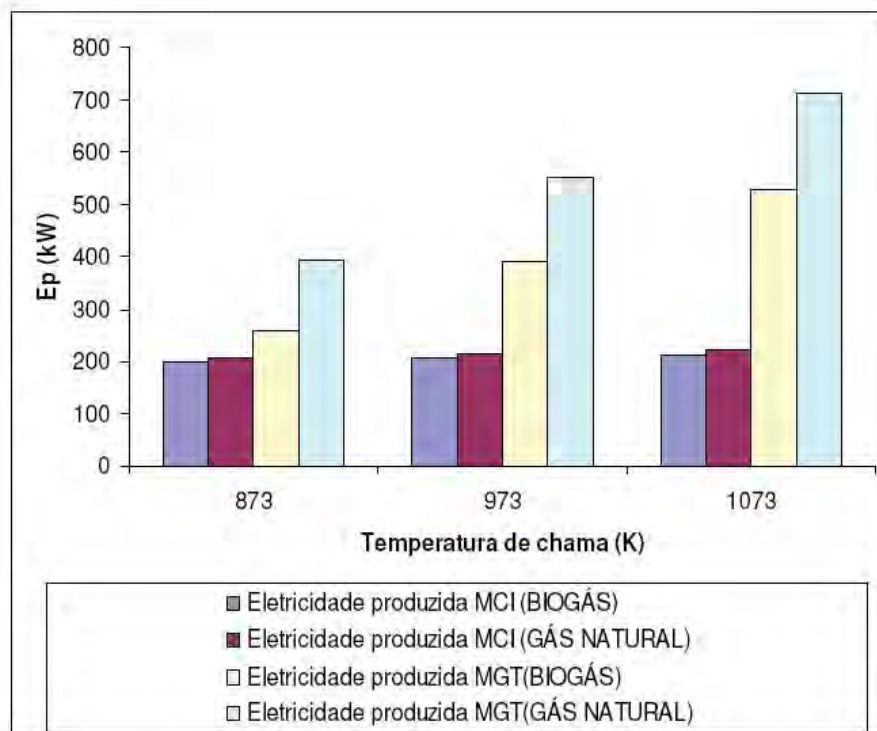


Figura 12 – Análise comparativa entre o motor de combustão interna e a microturbina

Considerando-se o calor específico à pressão constante dos gases na turbina igual a $1,055 \text{ kJ/kg.K}$, de acordo com Silveira (1994), pode-se verificar a temperatura na entrada da microturbina de 823 K , em contrapartida, de acordo com Barros (2003), a temperatura de chama típica para misturas ar/combustível para motores de combustão interna é de 1020 K . Segundo Wylene (1998), a taxa ar/combustível para motores de combustão interna se situa na faixa de $12:1$ e para turbinas essa taxa é superior a $50:1$, ou seja, quanto maior o excesso de ar menor a temperatura de chama, com isso haverá uma melhor queima do combustível, justificando o incremento da eficiência de geração de eletricidade.

CAPÍTULO 4 BIODIGESTORES

4.1 Introdução

Amorin (2005) e Canafistula (2009) citam que a geração de resíduos representa sérios problemas ao produtor, pois além de poluir o meio ambiente ainda contribui para a demanda de espaço no seu armazenamento.

Por essas razões, Portes (2005) diz que a utilização de biodigestores representa vantagens, tais como a redução de sólidos e consequentemente de organismos patogênicos, além da produção de energia.

Não é objetivo da presente dissertação, o dimensionamento dos biodigestores, visando somente analisar o aproveitamento dos resíduos das aves para produção de energia elétrica para agregar valor ao sistema.

4.2 Tipos de Biodigestores

De acordo com Portes (2005), um biodigestor é formado pelos seguintes componentes básicos: tanque de processamento da biomassa, gasômetro, caixa de carga da matéria orgânica, caixa de descarga do biofertilizante, saída de biogás e tubo guia. Entre os vários tipos se destacam os modelos indiano, chinês e batelada.

4.2.1 Biodigestor modelo Indiano

O Biodigestor indiano apresenta a seguinte composição, de acordo com a figura 13:

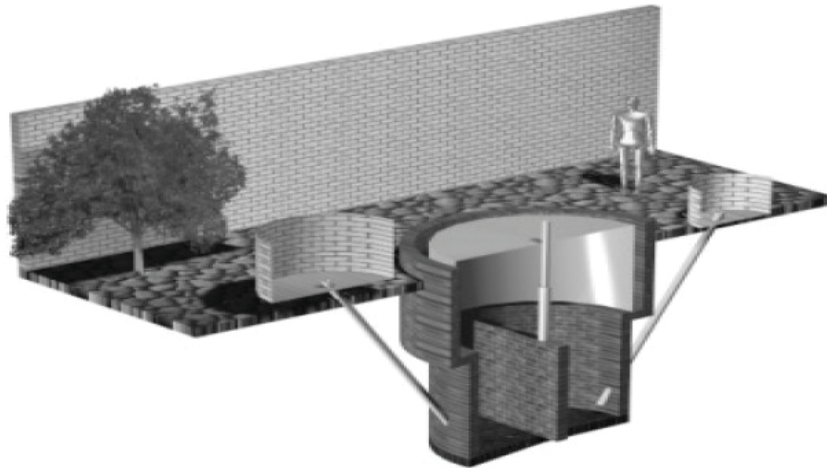


Figura 13 – Vista tridimensional do biodigestor modelo indiano (Fonte: FCAV, 2010)

- Caixa Descarga: feita em alvenaria, refere-se ao local onde os dejetos diluídos em água serão colocados para serem introduzidos nos sistema;
- Tubo de Carga: serve para conduzir o material, por gravidade, desde a caixa de carga até o interior do biodigestor. Normalmente utiliza-se um tubo em PVC com 150 mm de diâmetro;
- Câmara de biodigestão cilíndrica: refere-se ao local onde ocorrerá a fermentação do material e a consequente liberação do biogás. Ela também deverá ser construída em alvenaria;
- Gasômetro: refere-se ao elemento que será responsável por armazenar o biogás produzido, permitindo o seu fornecimento com pressão constante. Isto é possível, porque ele se movimentara para cima ou para baixo, de acordo com o volume de biogás acumulado ou retirado. “Geralmente o gasômetro é feito de chapa de aço numero 14, a qual deverá ser soldada em uma estrutura metálica, feita de cantoneiras de aço carbono ¾”. Ele deverá ter formato cilíndrico, sendo a cobertura superior abaulada (em forma de cone), para evitar a deposição de impurezas e água na parte externa do mesmo;
- Tubo-guia: terá a função de guiar o gasômetro, quando este se movimentar para cima ou para baixo. Esse elemento deverá ser obtido a partir de um tubo galvanizado com duas e meia polegadas de diâmetro;

- Tubo de descarga: servirá para fazer a retirada do material fermentado (sólidos e líquidos) de dentro do biodigestor. Para isso, deve-se utilizar também tubo PVC com 150 mm de diâmetro;
- Caixa ou caneleta de descarga: refere-se ao local para onde será encaminhado o material retirado de dentro do biodigestor até ser conduzido para outro local. Ela também deverá ser construída em alvenaria;
- Saída de biogás: refere-se a um dispositivo que deverá ficar na parte superior do gasômetro, pelo qual o biogás sairá do interior do gasômetro e será conduzido até os pontos de consumo de combustível. Recomenda-se que esse dispositivo seja de mangueira flexível, para possibilitar acompanhar os movimentos do gasômetro.

4.2.2 Modelo Batelada

De acordo com Ortolani et al (1991), sua formação é constituída basicamente por um corpo cilíndrico, um gasômetro flutuante e um guia do gasômetro. Por se tratar de um modelo não contínuo, são abastecidos uma única vez, onde permanecem fechados até a completa fermentação.

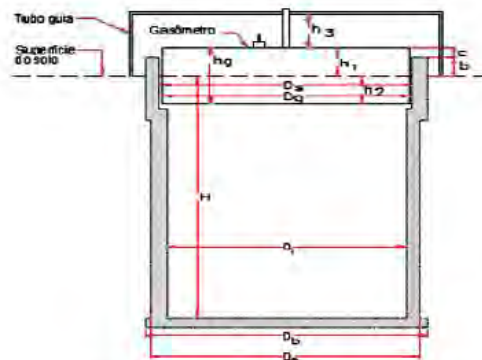


Figura 14 – Biodigestor modelo batelada. (Fonte: SEEDS USP, 2010)

Onde:

H – Altura do nível do substrato

h_1 - Altura ociosa do gasômetro

h_2 - Altura útil do gasômetro

Of – Centro da calota esférica do fundo
 Og – Centro da calota esférica do gasômetro;
 he – Altura caixa de entrada
 De – Diâmetro da caixa de entrada
 hs – Altura da caixa de saída
 Ds – Diâmetro da caixa de saída
 A – Afundamento do gasômetro

Prakasan et. al, (1987), Sganzerla (1983) e Canafistula (2009), apresentam as principais diferenças entre os dois tipos de biodigestores mais comumente utilizados, conforme demonstra a tabela 7:

Tabela 7 – Principais características dos modelos chinês e indiano

Características	Biodigestor indiano	Biodigestor chinês
Finalidade principal	Produção de gás	Produção de fertilizantes
Construção	Depósito cilíndrico de alvenaria fácil de construir; Gasômetro de difícil instalação por não poder ser construído no local de utilização	Tanque de concreto com câmara de efluente adjacente que requer conhecimento na construção para evitar escapamento de gás
Armazenamento do gás	Gasômetro flutuante que necessita de pintura contra corrosão	Não tem gasômetro; o gás é armazenado na própria câmara de fermentação
Pressão do gás	Baixa, de 7 a 15 cm de coluna de água e estável devido à flutuação do gasômetro	Alta, acima de 15 cm de coluna de água e variável

CAPÍTULO 5 ANÁLISE ECONÔMICA

Neste Capítulo, será realizada uma análise econômica, comparando as tecnologias de conversão do biogás, o MCI e a MGT. Para a realização de tal análise, algumas considerações foram tomadas:

- De acordo com o manual da EMBRAPA (2008), para “Custo de Produção de ovos”, o transporte de dejetos já está incluído, ou seja, independentemente da construção dos biodigestores, o transporte de dejetos de uma granja deve fazer parte de sua logística, não sendo incorporado, neste caso, para o cálculo do custo do biogás;
- Não havendo no local, onde a granja se situa dutos para o transporte de gás natural, não serão realizados os cálculos do custo de produção de eletricidade a partir do gás natural;
- De acordo com Silveira (1994), no Brasil, o contexto legal para a transação de excedentes de eletricidade se refere à autoprodução a partir da energia térmica, ou seja, a legislação vigente de compra e venda de excedentes de energia é válida somente para cogeneradores.

A análise econômica foi baseada na metodologia desenvolvida por Silveira (1990), que relaciona vários parâmetros, tais como: os custos de investimento e manutenção dos biodigestores, o custo de operação, o custo do combustível, as horas de operação do sistema e a taxa de juros, visando à obtenção da receita anual esperada. Os valores considerados para o desenvolvimento do estudo, foram:

- Investimento motor de combustão interna (I_{MCI})= US\$ 1000,00/kW (BOLLINI, 2010)
- Investimento em uma microturbina (I_{MGT}) = US\$ 1500,00/kW (WANG, 2006);
- Segundo Laslowski (2004) o custo de implantação de um biodigestor de grande porte chega a US\$ 40,00 por m³;
- Período equivalente de operação: variando entre 6000, 7000 e 8000 horas por ano;
- Período de amortização do capital (k) de 1 a 10 anos;
- Taxa de juros de 12%, considerando-se a remuneração de um título público brasileiro (12% lastreado pela SELIC, retirando-se a projeção de 4,5% de inflação ao ano);
- Custo de operação e manutenção da microturbina: US\$ 0,015/kWh (WANG, 2006);

- Custo de operação e manutenção do conjunto motogerador: 0,011US\$/kWh (WANG, 2006)

Para o custo do investimento com um período de amortização de capital de 1 a 10 anos e com uma taxa de juros de 12%, utilizou-se as equações (sendo a equação 9 adimensional)

$$q = 1 + \frac{r}{100} \quad (9)$$

$$f = \frac{q^k \cdot (q-1)}{q^k - 1} \quad (10)$$

Segundo Florentino (2004), considerou-se para o cálculo do custo do combustível em US\$/kWh o custo de investimento nos biodigestores e o custo de manutenção dos mesmos, de acordo com as equações 11 e 12:

$$C_{inv_{BODIG}} = \frac{I_{BODIG} \cdot f}{H \cdot E_{comb}} \quad (11)$$

$$CM_{BODIG} = (0,05 \cdot C_{inv_{BODIG}}) \quad (12)$$

Utilizando as equações 11 e 12, chega-se à equação global para o custo do combustível:

$$C_{comb} = \frac{I_{BODIG} \cdot f}{H \cdot E_{comb}} + CM_{BODIG} \quad (13)$$

Onde:

- E_{comb} é a energia fornecida pelo combustível

As figuras 16 e 17 demonstram os custos obtidos do biogás em função das horas de operação da usina.

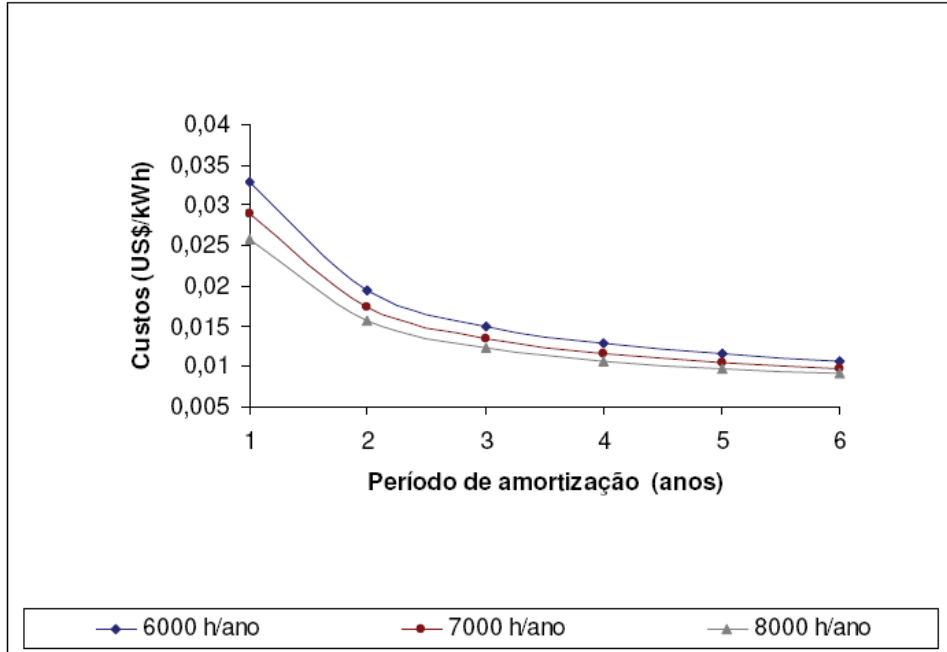


Figura 16 – Variação dos custos de geração do biogás produzido pelo biodigestor para uma taxa anual de 12% de juros e horas de operação variando de 6000 a 8000h/ano, para microturbina

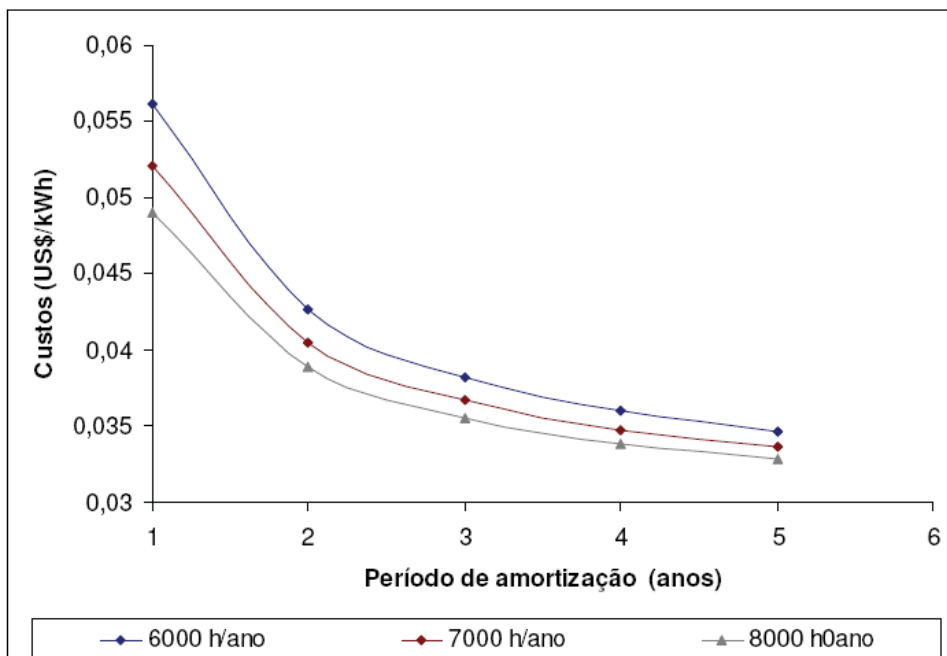


Figura 17 – Variação dos custos de geração do biogás produzido pelo biodigestor para uma taxa anual de 12% de juros e horas de operação variando de 6000 a 8000h/ano, para o motor de combustão interna.

As figuras 16 e 17 representam a variação dos custos do biogás em função do seu período de utilização. Como pode ser observado, os custos do biogás para o motor de combustão interna são relativamente mais altos do que para as microturbinas.

Observa-se que os custos calculados para cada período decrescem com o incremento do período de amortização. Para que se pudesse fixar um valor, a fim de comparar os custos de produção de eletricidade para o motor de combustão interna e para a microturbina, foi feita uma média entre as horas trabalhadas e os custos do biogás a partir do 4º ano, pois deste período em diante os custos do combustível apresentam pouca variabilidade.

As equações 14 e 15, são as equações globais do custo da eletricidade produzida pelo motor de combustão interna e pela microturbina:

$$C_{el_{MCI}} = \frac{I_{MCI} \cdot f}{H \cdot Ep_{MCI}} + \frac{C_{comb} \cdot E_{comb}}{Ep_{MCI}} + CM_{MCI} \quad (14)$$

$$C_{el_{MGT}} = \frac{I_{MGT} \cdot f}{H \cdot Ep_{MGT}} + \frac{C_{comb} \cdot E_{comb}}{Ep_{MGT}} + CM_{MGT} \quad (15)$$

A primeira parte das equações 14 e 15 corresponde ao investimento no motor de combustão interna e na microturbina. A segunda parte da mesma equação indica o investimento no combustível e a terceira indica os custos de manutenção do motor de combustão interna e da microturbina. Nesse caso, já foram considerados o investimento em obra civil. As figuras 18 e 19 mostram a variação dos custos de eletricidade gerados em função do período de utilização do sistema.

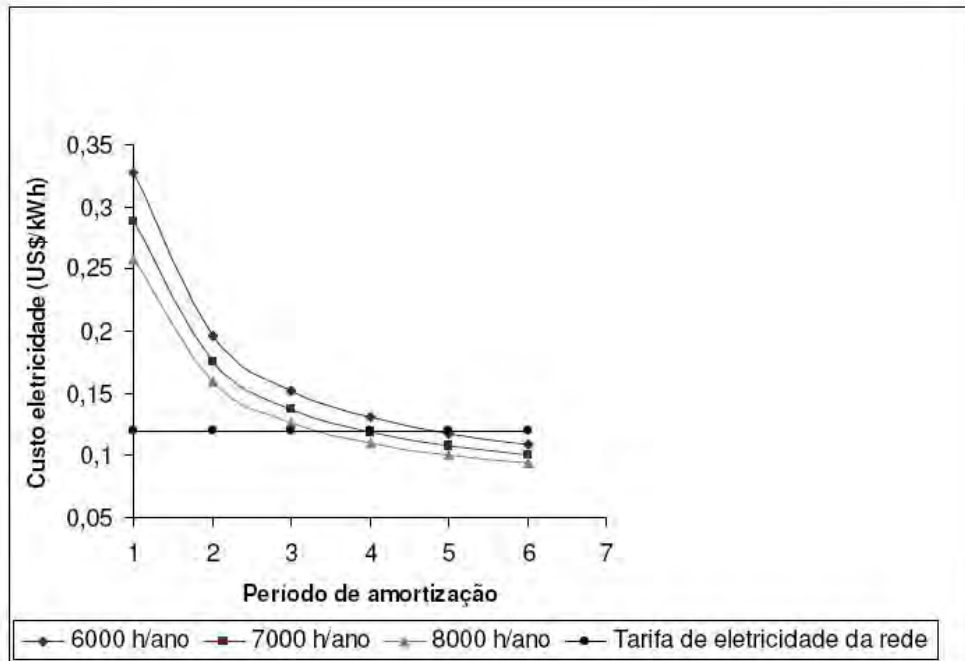


Figura 18 - Variação dos custos de geração de eletricidade para uma taxa de 12% de juros e tempo de operação de 6000, 7000 e 8000h/ano, para microturbina.

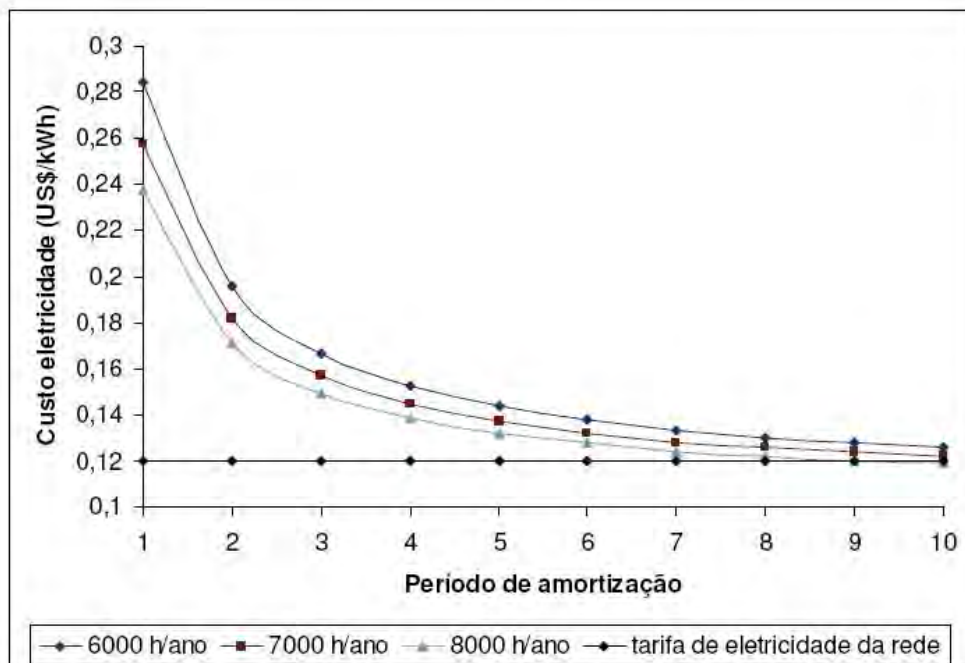


Figura 19 - Variação dos custos de geração de eletricidade para uma taxa de 12% de juros e tempo de operação de 6000, 7000 e 8000h/ano, para motor de combustão interna.

Na medida em que as horas de operação diminuem, o período de retorno do investimento começa a se elevar. Se analisarmos para 7000 horas de operação, vemos que a partir de 4 anos já temos o retorno para a microturbina, já o tempo de retorno para o motor de combustão interna é de 10 anos.

A partir desses períodos, a implantação da usina já se torna viável, se comparados os custos de geração de eletricidade com a tarifa de compra da rede, que, segundo o responsável técnico pela granja, é de 0,12 US\$/kWh.

É possível confirmar esses períodos com os gráficos mostrados nas figuras 20 e 21. Quando os valores das receitas forem negativos (eixo y negativo) significa que o custo da eletricidade gerada na usina é maior que o custo da eletricidade de compra da rede. A partir do momento em que a receita passa a ser positiva, significa que se torna viável a geração de eletricidade pela planta.

Nas figuras 20 e 21, pode-se, também, observar a variação da receita anual esperada pelo período de amortização para uma produção de eletricidade de 400kW, a qual aumenta gradualmente com o aumento do período de amortização. A viabilidade econômica começa realmente a se definir a partir de um período de amortização superior a 3,5 anos, considerando o período máximo de utilização de 8000 h/ano. Nestas condições, a planta deveria operar em aproximadamente 21 h/dia, mas de acordo com a norma TPM (*Total Productive Maintenance*) recomenda-se que plantas operem com 85% do tempo total disponível, o que neste caso será o equivalente a 7000 h/ano de operação. O ganho com receita líquida é determinado pela fórmula a seguir:

$$R = Ep \cdot H \cdot (Pel - Cel) \quad (16)$$

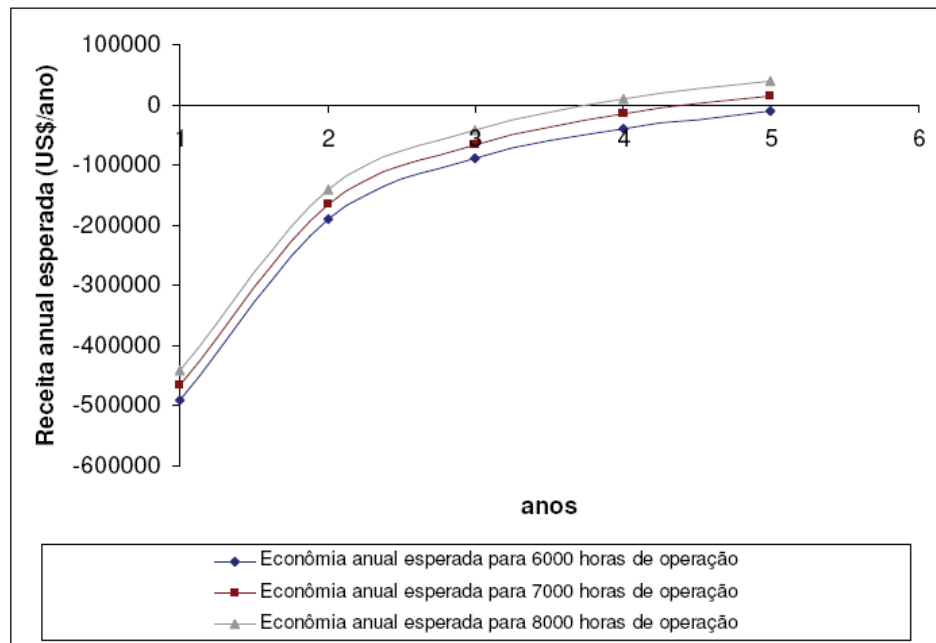


Figura 20 – Economia anual esperada para usina utilizando a microturbina

De acordo com a figura 20, o tempo de retorno para 6000 horas de operação é superior a 5 anos, para 7000 horas de operação o retorno se situa na faixa de 4,5 anos e para 8000 horas de operação, temos um tempo de retorno de 3,8 anos.

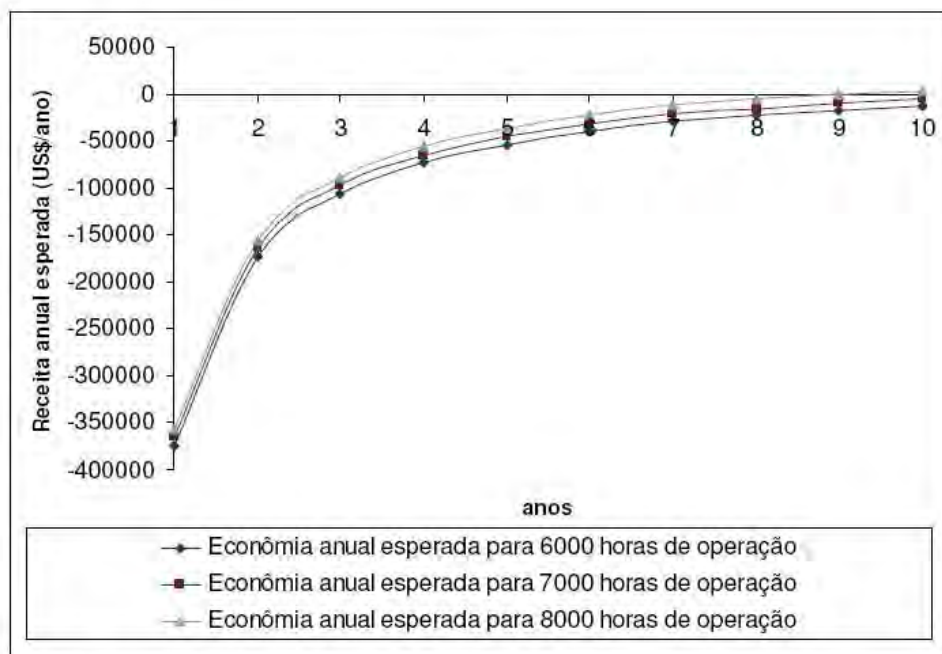


Figura 21 – Economia anual esperada para usina utilizando o motor de combustão interna.

Analisando-se as figuras 20 e 21 é visto que a utilização de microturbinas a gás é mais viável do ponto de vista econômico. Isso se deve ao menor custo do combustível obtido para a microturbina em relação ao motor de combustão interna. Pode-se observar, também, que quanto maior for o tempo de operação, mais economicamente a planta se torna viável. Esses resultados se devem ao fato de que a eficiência de geração de eletricidade ser de 33% para a microturbina utilizando biogás, enquanto a geração de eletricidade para o motor de combustão interna utilizando biogás é de 22%.

Outro ponto que também pode ser levado em consideração é a receita obtida com a venda dos créditos de carbono, que é uma espécie de certificado que é emitido quando há a diminuição de emissão de gases que provocam o efeito estufa e o aquecimento global.

Em 1997, a Conferência das Nações Unidas em Kyoto, no Japão, adotou um protocolo pelo qual os países desenvolvidos deveriam reduzir suas emissões de gases do efeito estufa em 5% em relação aos níveis de 1992, até o ano de 2012. As metas cobrem os 6 principais gases do efeito estufa: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs) e hexafluorcarbonos de enxofre.

O MDL permite aos projetos de redução das emissões que contribuem para o desenvolvimento sustentável nos países em desenvolvimento gerar reduções certificadas das emissões – RCEs.

Risoe (2009) e Zanette (2009) representam na tabela 8 a redução das emissões obtidas através de projetos de MDL, com os preços médios de venda das Reduções Certificadas.

Tabela 8 – Redução das emissões obtidas através dos projetos de MDL

	2006	2007	2008
Volume (MtCO ₂ -eq)	537	552	389
Valores (MUSS)	5804	7433	6519
Preço médio (US\$/tCO ₂ -eq)	10,81	13,47	16,76

Fonte: ZANETTE (2009)

Segundo IPCC (2006), há parâmetros para calcular a quantidade de metano emitido por cada categoria de animal, realizando-se o produto entre a subcategoria de populações. Esses valores são somados estimando as emissões totais de cada espécie animal.

A tabela 9 utiliza os parâmetros de geração de dejetos e de produção de biogás a partir dos dejetos para estimar o potencial de produção de biogás por diferentes categorias.

Tabela 9 – Parâmetros para o cálculo da quantidade de metano emitido por tipo de animal.

Categoria	Animais (milhões)	Dejetos (kg SV/d)	Produção de biogás (m ³ CH ₄ /kg VS)	CH ₄ (10 ⁶ m ³ /d)
Bovinos de corte – extensiva	185,5	2,50	0,10	46,4
Bovinos de leite	20,6	2,90	0,13	7,8
Bovinos em confinamento	1,0	2,50	0,10	0,3
Suínos	34,1	0,30	0,29	3,0
Frangos	999,0	0,02	0,24	4,8
Ovinos	15,9	0,32	0,13	0,7
Caprinos	10,3	0,35	0,13	0,5
Equinos	5,8	1,72	0,26	2,6
Bubalinos	1,2	3,90	0,10	0,5

Fonte: IPCC, 2006

No caso da granja na qual está sendo feito o estudo, a equação 14 trata da quantidade de metano que deixará de ser emitida e a receita obtida com os créditos de carbono.

$$CH_4 = \sum_i POP_i \cdot SV \cdot Y_{iCH_4} \quad (17)$$

Onde:

POP_i: é a população de cada categoria de animal;

SV: produção de dejetos (sólidos voláteis) de cada animal;

Y_{CH₄i}: produção de biogás por massa de dejetos de cada animal.

Como atualmente a granja possui um plantel de 1.500.000 aves e cada uma delas produz, de acordo com a tabela acima, 0,02 kg de sólidos voláteis por dia, e cada quilo de sólido volátil produz cerca de 0,24 m³ de metano, teremos 7200 m³ por dia de metano ou 2.628.000 m³ por ano. Sabendo-se que a massa específica do metano é de 0,67 kg/ m³, deixaram de ser emitidas 1760,76 toneladas de CH₄ no ano.

De acordo com Oliveira (2009), 1 kg de CO₂ vale 0,2727 de carbono equivalente, já que são considerados apenas a massa das moléculas de carbono, ou seja, 1 kg de CH₄ equivale a 5,7267 kg de dióxido de carbono equivalente. Teremos 10083,3 toneladas de (CO₂)e por ano. Sabendo-se que, hoje, uma tonelada de carbono equivalente está na faixa de US\$19,00, a receita obtida com os créditos de carbono será de US\$ 191.583,50 no ano.

CAPÍTULO 6 EFICIÊNCIA ECOLÓGICA

Segundo Sotomonte (2009), a eficiência ecológica leva em conta, para avaliar o impacto ambiental, as emissões de material particulado (MP), o óxido de enxofre (SO_x), óxido de nitrogênio (NO_x) e dióxido de carbono (CO₂), lançados pelas usinas termoeletricas. A premissa desta metodologia é analisar a viabilidade de diferentes tipos de combustíveis no contexto ambiental.

Esta avaliação se baseia na combustão completa de 1 kg de combustível e não a quantidade de gases gerados por unidade de energia liberada (CARDU, BAICA, 1999). Sendo assim, irá avaliar o quão poluidor ou não o resultado da combustão, neste caso biogás e gás natural em microturbinas e MCI. Esta eficiência se encontra na faixa de 0 até 1, sendo que uma eficiência ecológica com valor igual a 0, significa praticamente 100% de impacto ambiental, ou seja, extremamente poluidor, como é o caso do enxofre e para o caso de uma eficiência igual a 1, significa impacto ambiental quase zero ou não poluidor.

Cardu M. e Baica M. (1999), propõem um indicador adimensional que expressa o impacto ecológico dos gases nocivos emitidos para a atmosfera com a queima de um combustível em relação a sua energia útil produzida, por usinas termoeletricas, denominado eficiência ecológica:

$$\varepsilon = \left[\frac{0,204 \cdot \eta_{sistema} \cdot \ln(135 - \Pi p)}{\eta_{sistema} + \Pi p} \right]^{0,5} \quad (18)$$

A eficiência ecológica mostra o quão poluidor é um processo produtivo, considerando as emissões por combustível ou eletricidade utilizada. Outro aspecto relevante é o conceito de Dióxido de carbono Equivalente (CO₂)_e, que se baseia na concentração máxima de CO₂ permitida na atmosfera. Os coeficientes equivalentes para alguns poluentes, cuja unidade é kg/ kg de combustível, são calculadas de acordo com a equação 19 (VILLELA et al, 2007):

$$(CO_2)_e = CO_2 + 80 (SO_2) + 50 (NO_x) + 67 (MP) \quad (19)$$

Para quantificar o impacto ambiental, Cardu M. e Baica M. (1999) definiram um indicador que é a razão entre o dióxido de carbono equivalente do combustível e seu poder calorífico, representado por Π_g , conforme equação 20:

$$\Pi g = \frac{(CO_2)e}{Q_i} \quad (20)$$

Onde:

(CO₂)e: dióxido de carbono equivalente (kg/kg combustível);

Q_i: Poder calorífico inferior do combustível (MJ/kg);

Πg: Indicador de poluição (kg/MJ).

Para que pudesse ser realizada a análise ambiental, foi feita uma comparação entre o biogás e o gás natural, supondo que o mesmo tivesse sido usado na usina proposta no trabalho. Sabe-se que em uma termoelétrica, utilizando gás natural, seus principais poluentes são: Monóxido de carbono (CO), óxido de nitrogênio (NO_x), hidrocarbonetos (HC) e dióxido de carbono (CO₂).

6.1 Padrões de qualidade do ar

Os padrões de qualidade do ar definem as concentrações máximas de um componente atmosférico para garantir a proteção da saúde e do bem-estar das pessoas. Através de embasamentos científicos, foram estabelecidos os níveis para diversos tipos de concentração, frequência e exposição a determinados poluentes. De acordo com (VILLELA; SILVEIRA, 2000b, 2007c), os principais poluentes gerados por usinas são:

- Óxidos de nitrogênio: Compreendem o óxido de nitrogênio e o dióxido de nitrogênio (NO₂)_x e se formam da reação do oxigênio com o nitrogênio do próprio ar. Ao ser descarregado na atmosfera o NO é convertido em NO₂, reagindo com todas as partes do corpo expostas (no caso, pele e mucosas) e acaba intoxicando principalmente pulmões e vias aéreas periféricas. Esses mesmos gases também promovem a formação do ozônio troposférico, através de reações fotoquímicas na atmosfera, produzindo o efeito estufa (VILLELA; SILVEIRA, 2000,2007);
- Óxido de enxofre: Depende da quantidade de enxofre presente no combustível e sua maior produção se dá nas centrais a óleo e a carvão. O enxofre reage com o

combustível para formar SO_2 , SO_3 e H_2SO_4 . Na atmosfera o SO_2 reage com o vapor de água existente no ar e com o oxigênio, formando os sulfatos e o ácido sulfúrico, que são os responsáveis pela chuva ácida. Além disso, o SO_2 é irritante para mucosas dos olhos e as vias respiratórias provocando broncopneumonia (VILELLA; SILVEIRA, 2000, 2007);

- Monóxido de carbono: Produto da combustão do carvão e dos derivados do petróleo. Prejudica a oxigenação dos tecidos e age como asfixiante sistêmico;
- Material Particulado (MP): De acordo com Braga, Hespanhol e Conejo (2002) e Villela (2007), são particulados emitidos em centrais termelétricas, geralmente a carvão, e são mais acentuados nos combustíveis sólidos e líquidos. A emissão de particulados menores que 2,5 microns, prejudicam as vias aéreas, devido a sua eficiência de penetração, pois quando inalados chegam aos pulmões provocando tosse, asma, dificuldade de respiração e bronquites, além de auxiliar na formação da chuva ácida.

De acordo com Braga, Hespanhol e Conejo, a EPA (*Environmental Protection Agency*) desenvolveu um indicador de poluição que leva em consideração o nível máximo permitido para diversos poluentes atmosféricos, em função de um período médio de tempo. Este índice definido pela legislação norte-americana influenciou a legislação brasileira, na qual foi definido o IQA. Sua relação com a qualidade do ar está disposta na tabela 10:

Tabela 10 – Relação IQA com a qualidade do ar

IQA	Qualidade do ar
0-50	Boa
51-100	Aceitável
101-199	Inadequação
200-299	Má
300-399	Péssima
Maior que 400	Crítica

O IQA é obtido dividindo-se a concentração de um determinado poluente pelo seu padrão primário de qualidade e multiplicando-se o resultado por 100, este cálculo é feito para todos os poluentes monitorados pela Cetesb.

A tabela 11 apresenta a relação entre as concentrações de poluentes e o estado de qualidade do ar. Em função desses estudos são fixadas atividades de campo e de informações a população, com o objetivo de minimizar os efeitos adversos dos episódios críticos de poluição (CONAMA, 1990).

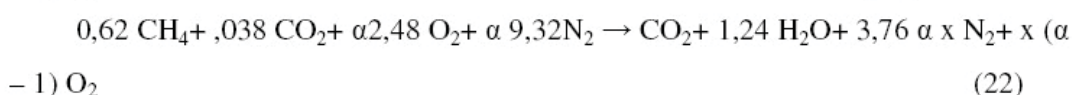
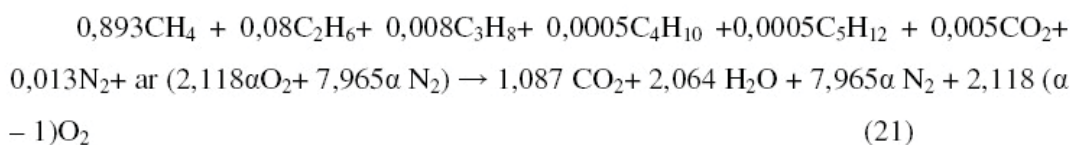
Tabela 11 – Padrões para a classificação de critérios de poluição do ar

Parâmetro	Atenção	Níveis Alerta
SO ₂ (µg/m ³)-24 horas	800	1600
MP- 24 horas	375	625
SO ₂ X mp-24 horas	65000	261000
CO (ppm)-8 horas	15 (17µg/m ³)	30(34µg/m ³)
O ₃ (µg/m ³) -1h	400	800
inlantes(µg/m ³) -24 horas	250	420
Fumaça (µg/m ³) – 24 horas	250	420
NO ₂ (µg/m ³) – 1hora	1130	2260

6.2 Cálculo das emissões dos processos de combustão do gás natural e do biogás

Para que se pudesse avaliar o grau de impacto causado pelas tecnologias em estudo, foi tomado como base o gás natural, uma vez que apresenta uma composição química similar ao do biogás.

Considerou-se para esses cálculos as equações estequiométricas de combustão do gás natural e do biogás, que estão descritas nas equações (21) e (22). Essas permitem determinar o valor das emissões de CO₂, NO_x e MP para a planta do projeto que está sendo estudado.



O excesso de ar é um fator determinante da eficiência da combustão, pois controla o volume, a temperatura e a entalpia dos produtos da combustão. Um valor ideal para o excesso

de ar é aquele que não é nem muito alto, porque diminui a temperatura de chama, reduzindo a eficiência térmica e nem muito baixo podendo resultar em uma combustão incompleta e na formação de CO, fuligem e fumaça. Pensando nesse aspecto, foi utilizado um excesso de ar de 100%, conforme Villela (2007). Para a microturbina e para o motor de combustão interna, de acordo com Coronado (2009), o melhor excesso de ar quando se utiliza combustíveis gasosos é de 40%.

Para a análise da composição química dos gases de exaustão, pelo software GASEQ, versão 0.54, as condições de entrada lançadas foram a temperatura de chama teórica (as temperaturas de chama foram variadas de acordo com o estudado no capítulo 3) e o número de moles obtidos através das reações estequiométricas com os respectivos excessos de ar. Os resultados podem ser analisados nas tabelas 12 e 13.

Os valores dos produtos de combustão resultantes de 1 kg de combustível podem ser calculados considerando-se a razão entre o produto do número de moles de CO₂ e NO_x por suas respectivas massas moleculares, pela densidade molar do combustível em gramas por mol. De acordo com Villela (2007), o fator de emissão de material particulado para o gás natural é de 240kg de MP para um milhão de metros cúbicos de combustível. A seguinte equação pode ser utilizada:

$$M_{MP} = \frac{[(240 \times 22,4 \times 10^{-3}) / 10^6]}{M \times 10^{-3}} \quad (20)$$

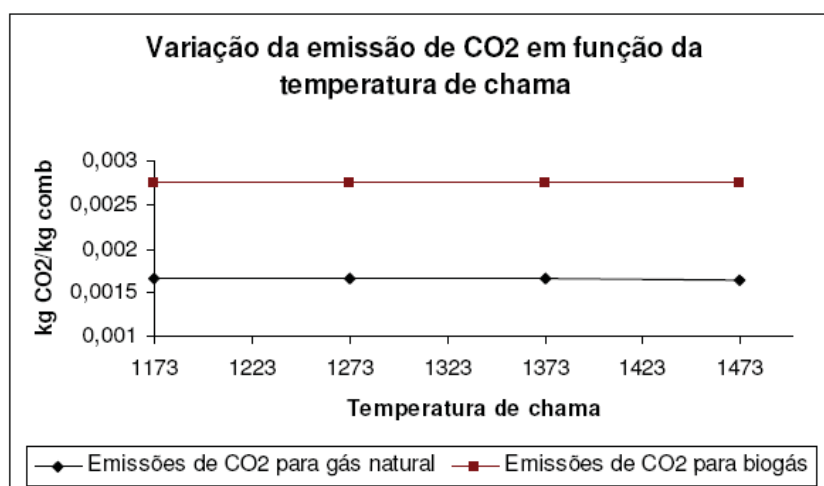
Tabela 12 – Composição dos gases de exaustão após a queima em microturbina.

Composição dos gases em base seca				
Temperatura	Gás Natural		Biogás	
	n _K CO ₂	n _K NO	n _K CO ₂	n _K NO
1173	1	2,1E-03	0,044	1,46E-03
1273	1	0,00435	0,044	0,00303
1373	1	0,00811	0,044	0,00565
1473	0,999	1.39E-02	0,0439	9,67E-03

Tabela 13 – Composição dos gases de exaustão após a queima em motor de combustão interna.

Composição dos gases em base seca				
Temperatura	Gás Natural		Biogás	
	n_K CO ₂	n_K NO	n_K CO ₂	n_K NO
1073	0,895	1,85E-03	1	0,00129
1173	0,895	0,0044	1	0,00306
1273	0,895	0,00911	1	0,00634
1373	0,895	1,7E-02	1	1,18E-02

Segundo as reações estequiométricas da combustão do gás natural e do biogás (equações 21 e 22) tem-se as seguintes emissões demonstradas nas figuras 22 a 25. Não foi considerado o enxofre na composição elementar do biogás e do gás natural, pois, de acordo com Nogueira & Lora (2003), o conteúdo de enxofre na biomassa é sempre muito baixo, o que torna a porcentagem de SO₂ praticamente desprezível.

Figura 22 – Variação da emissão de CO₂ em função da temperatura de chama para a microturbina

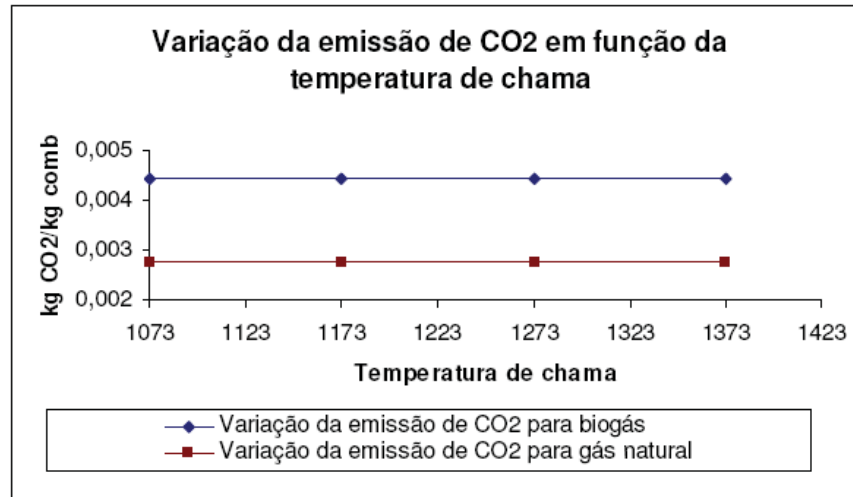


Figura 23 – Varição da emissão de CO₂ em função da temperatura de chama para o motor de combustão interna

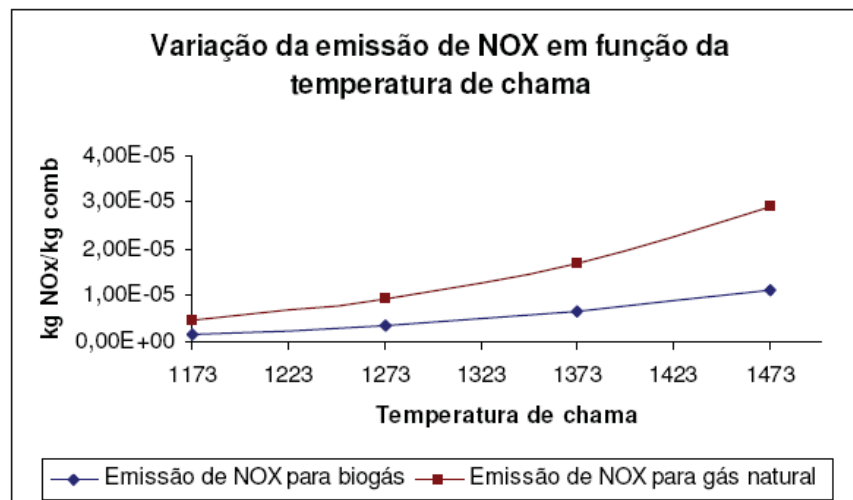


Figura 24 – Varição da emissão de NO_x em função da temperatura de chama para microturbina

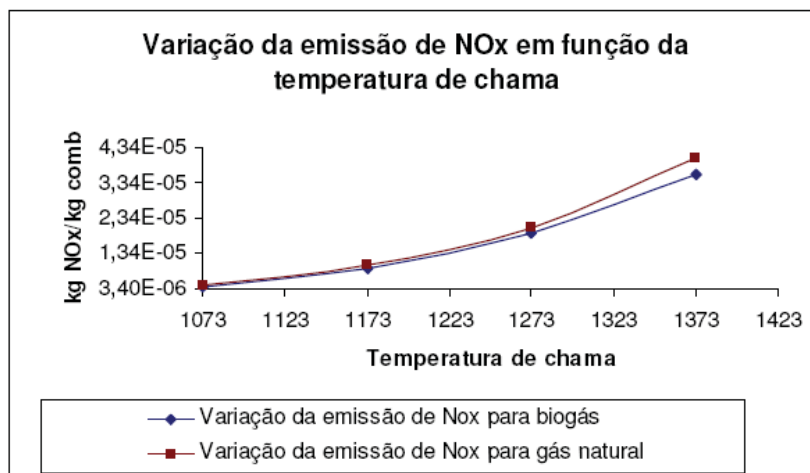


Figura 25 – Variação da emissão de NOx em função da temperatura de chama para motor de combustão interna

Os resultados das emissões podem ser sintetizadas nas tabelas 14 e 14.1, que mostram uma certa vantagem em termos de poluição atmosférica para o gás natural. Observando-se as emissões de CO₂ vemos que elas não sofrem modificação com o incremento da temperatura, mas estão diretamente ligadas ao excesso de ar utilizado no processo, diminuindo proporcionalmente à medida em que há um aumento do excesso de ar, em contrapartida às emissões de NOx.

Como pode ser analisado nas figuras 24 e 25, as emissões de NOx aumentam de uma maneira exponencial, de acordo com o incremento da temperatura de chama. Isso ocorre pois o nitrogênio presente no combustível reage com o oxigênio do ar, atingindo seu ponto mais crítico a partir de 1500°C. Esta reação depende do excesso de ar e da quantidade de nitrogênio presente no combustível. Nesse aspecto o biogás queimando em microturbinas se demonstra mais viável do ponto de vista ambiental (Sotomonte, 2009).

A partir da revolução industrial, ocorrida em 1850, os combustíveis fósseis que foram formados da fixação fotossintética de CO₂ há milhares de anos, começaram a ser reintroduzidos no ciclo do carbono. Devido a essa razão, a quantidade de CO₂ na atmosfera vem aumentando sistematicamente. Por exemplo, em 1920 a quantidade do gás presente na atmosfera era de 300 ppm, passando para 320 ppm em 1970 e, posteriormente, para 400 ppm no ano 2000, o que justifica as preocupações atuais com o efeito estufa (GEOLOGIA DE ENGENHARIA, 2002).

Tabela 14 – Emissões do processo combustão do biogás e gás natural para MGT.

Emissões de CO ₂ (kg _{CO2} /kg _{comb})		Emissões NOx (kg _{NOx} /kg _{comb})	
Gás natural	Biogás	Gás natural	Biogás
0,00266	0,00165	4,25E-06	1,64E-06
0,00266	0,00165	8,81E-06	3,42E-06
0,00266	0,00165	1,64E-05	6,36E-06
0,00266	0,00165	2,81E-05	1,08E-05

Tabela 14.1 – Emissões do processo combustão do biogás e gás natural para MCI.

Emissões de CO ₂ (kg _{CO2} /kg _{comb})		Emissões NOx (kg _{NOx} /kg _{combs})	
Gás natural	Biogás	Gás natural	Biogás
0,002765	0,004435	3,89E-06	3,9E-06
0,002765	0,004435	9,26E-06	9,25E-06
0,002765	0,004435	1,91E-05	1,91E-05
0,002765	0,004435	3,57E-05	3,57E-05

A análise comparativa das emissões de material particulado entre o biogás e o gás natural, pode ser observada através dos gráficos demonstrados nas figuras 26 e 27:

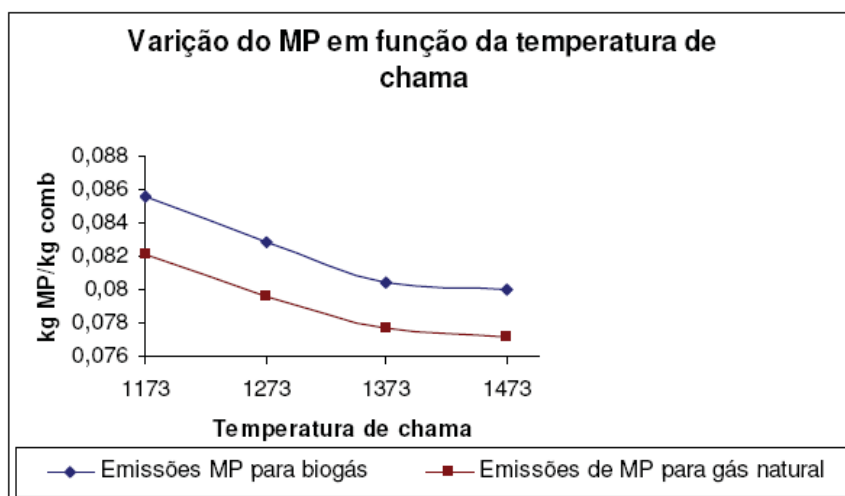


Figura 26 – Variação do MP em função da temperatura de chama para a microturbina

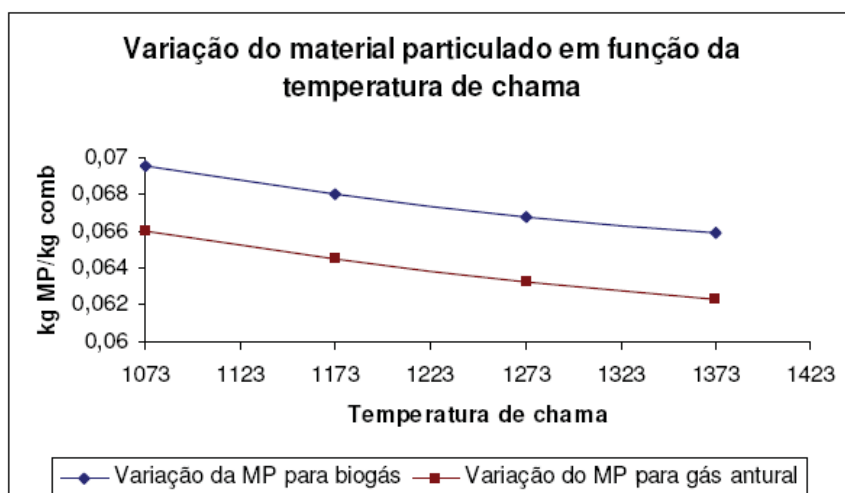


Figura 27 – Variação do MP em função da temperatura de chama para o motor de combustão interna

Comparando-se as emissões de material particulado, percebe-se certa desvantagem do biogás em relação ao gás natural. Isso ocorre devido a uma maior concentração de CO_2 na composição química do biogás, pois o esterco das galinhas é rico em nitrogênio. De acordo com a relação C/N, quanto maior a concentração de nitrogênio num composto, maior será a concentração de CO_2 presente no biogás. Após o processo de combustão este mesmo CO_2 presente será emitido na forma de material particulado, tendendo a ser reintroduzido no ciclo do carbono.

6.3 Resultados obtidos para eficiência ecológica

Os valores de eficiência ecológica na conversão de biogás pelas tecnologias selecionadas (MGT e MCI) estão demonstrados nas figuras 28 e 29.

Segundo os cálculos da eficiência ecológica, obteve-se as tabelas 15 e 15.1:

Tabela 15 – Valores dos parâmetros associados à eficiência ecológica da MGT.

Parâmetros calculados				
Temperatura de chama	Π_p (kgCO ₂ e/MJ)		ε (%)	
	Gás natural	Biogás	Gás natural	Biogás
1173	0,06	0,09	0,92	0,86
1273	0,06	0,10	0,91	0,86
1373	0,07	0,11	0,9	0,85
1473	0,08	0,12	0,89	0,83

Tabela 15.1 – Valores dos parâmetros associados a eficiência ecológica MCI.

Parâmetros calculados				
Temperatura de chama	Π_p (kgCO ₂ e/MJ)		ε (%)	
	Gás natural	Biogás	Gás natural	Biogás
1073	0,07	0,25	0,9	0,68
1173	0,08	0,26	0,89	0,67
1273	0,09	0,29	0,88	0,65
1373	0,11	0,33	0,86	0,63

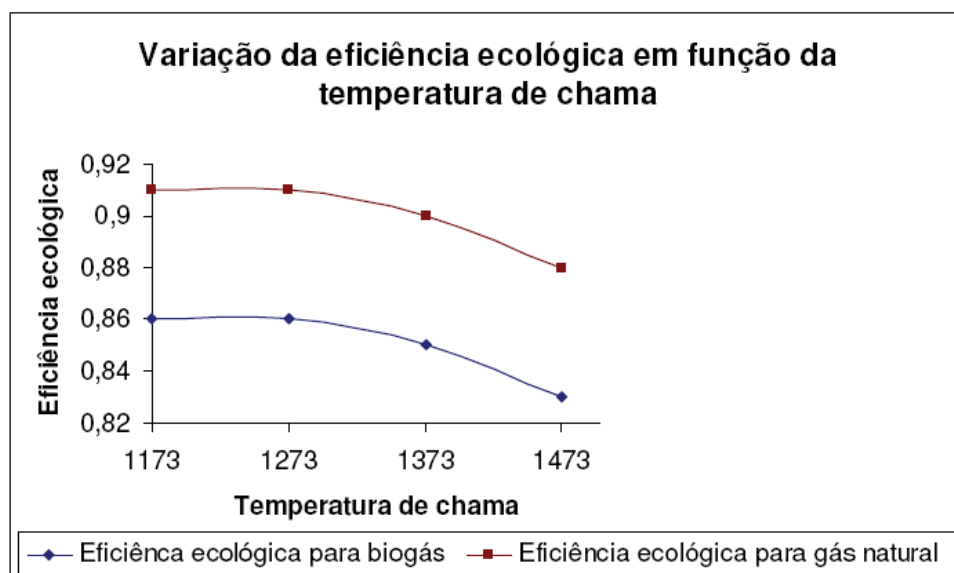


Figura 28 – Eficiência ecológica da conversão de biogás em energia elétrica pela MGT

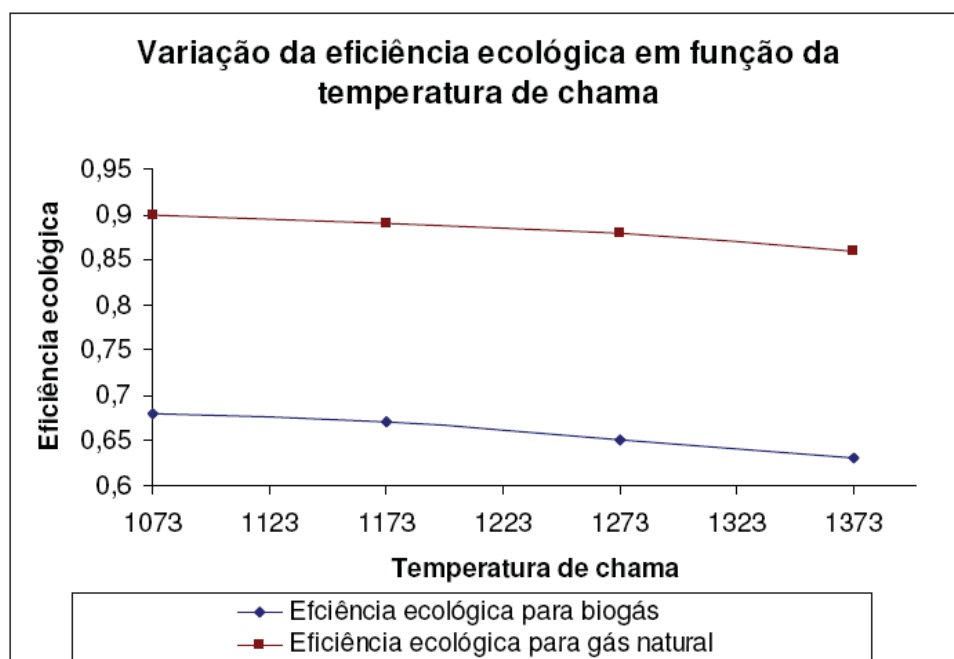


Figura 29 – Eficiência ecológica da conversão de biogás em energia elétrica pela MCI

Para o cálculo da eficiência ecológica, necessita-se da eficiência global do sistema, que tanto para a turbina como para o motor de combustão foi utilizada a eficiência de geração

elétrica, sendo que a presente dissertação não utiliza a cogeração. Para que fique nítido qual tecnologia utilizada entre biogás e gás natural é ambientalmente mais viável, foi gerado o gráfico da figura 30, que faz um comparativo da variação da eficiência ecológica em função da temperatura de chama teórica, para ambas as tecnologias estudadas.

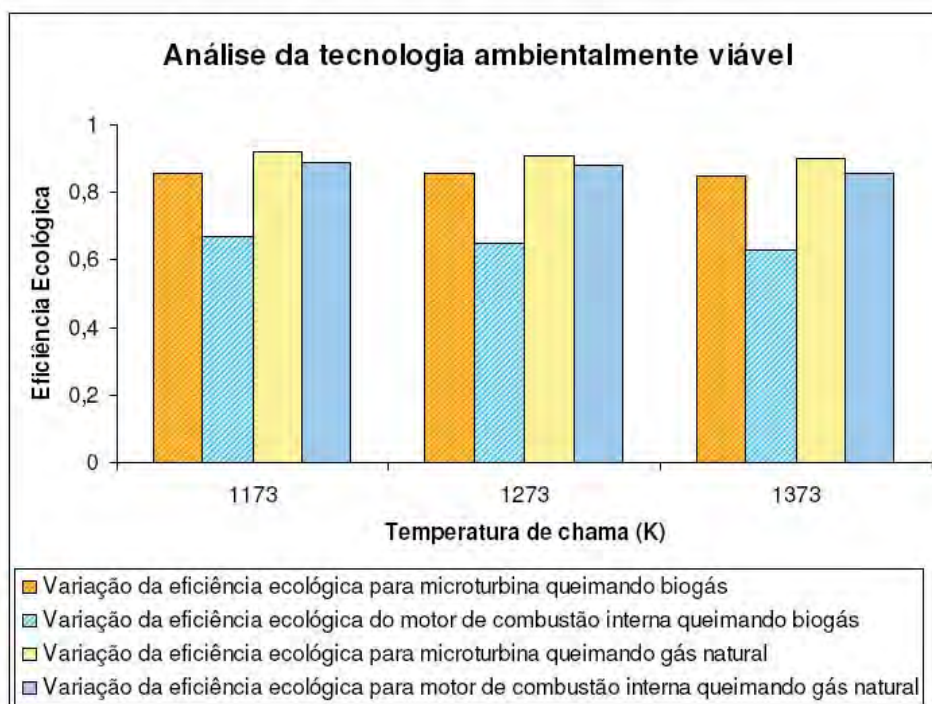


Figura 30 – Análise da eficiência ecológica para microturbina e motor de combustão interna com gás natural e biogás

CAPÍTULO 7 CONCLUSÃO

A análise mostrou-se uma excelente ferramenta do ponto de vista técnico-econômico, para avaliar os níveis de investimento e condições operacionais dos sistemas.

Através do parâmetro denominado eficiência ecológica, é possível avaliar o impacto ambiental, considerando a combustão de 1 kg de combustível. O objetivo dessa técnica é realizar uma comparação entre mais de um combustível, analisando qual representa uma opção mais viável do ponto de vista ambiental. Neste caso o combustível escolhido foi o gás natural, por apresentar uma composição similar ao do biogás.

A análise técnico-econômica proposta é aplicada para o estudo de geração elétrica através de microturbinas e motores de combustão interna utilizando biogás. Também foi realizada uma análise termodinâmica de um combustível alternativo, neste caso, o gás natural. De acordo com os estudos efetuados, foi possível analisar certos aspectos relevantes:

A análise técnica demonstra que a microturbina é mais viável sob o ponto de vista energético, devido à sua maior eficiência de geração elétrica.

Como os combustíveis são normalmente selecionados com base em disponibilidade e preços, a fonte energética que melhor se encaixa para o caso da granja, obviamente, é o biogás, pois a biomassa, que já está disponível em abundância no local e não agregará custos ao produtor.

Do ponto de vista econômico, considerando 7000h/ano de operação da planta com a microturbina utilizando biogás como fonte energética, é possível um retorno a partir de 4 anos, com um investimento de US\$1.500/kW à taxa de juros de 12% ao ano e uma receita de US\$12.806,65. Se considerarmos as mesmas horas de operação para o conjunto motor/gerador utilizando o biogás, veremos que o retorno do capital vai para um período superior a 10 anos, com um investimento de US\$1.000/kW, taxa de juros de 12% ao ano. Ou seja, mesmo com um investimento relativamente maior, a microturbina se apresenta mais vantajosa do ponto de vista econômico.

Complementando a análise econômica, a receita obtida com a economia de energia pode ser incrementada com a venda de créditos de carbono calculados. Neste caso, a empresa especializada por comercializá-los entraria como parceira no projeto, ficando responsável por todos os trâmites legais e pela instalação dos biodigestores e do grupo gerador, passando, assim, a ser proprietária dos créditos gerados.

Segundo Avellar (2000) a produção de esterco e biogás para galinhas poedeiras é de respectivamente 0,14 kg/dia e 0,02 m³/ animal/dia. Isto posto, teremos um montante de 2246,4 m³ de biogás e 15724,8 kg de dejetos necessários para abastecer o conjunto biodigestor mais microturbina. Em contrapartida seriam necessários 3456 m³ de biogás e 24192 kg de dejetos por dia para suprir o conjunto motor de combustão interna mais biodigestor, o que relata a viabilidade da utilização das microtubinas. Por dia são disponibilizados na granja 150.000kg de dejetos, ou seja, além da economia que será obtida com a produção de eletricidade, a receita ainda poderá ser incrementada com a venda dos créditos de carbono e a venda do restante dos dejetos não utilizados como biofertilizante.

Em termos de eficiência ecológica, a microturbina a gás apresenta emissões baixas de poluentes em comparação ao motor de combustão interna. Isto se deve ao fato de que se compararmos os valores da eficiência ecológica para uma temperatura de chama de 1173 K, teremos 86% para o biogás e 92% para o gás natural, queimando em microturbina. Em contrapartida temos para a mesma temperatura de chama, uma eficiência ecológica de 67% para o biogás e 89% para o gás natural queimando em um motor de combustão interna.

De acordo com todos os aspectos citados, optou-se pela utilização de microturbinas usando biogás como fonte energética, justamente por essa tecnologia apresentar baixas emissões, baixos níveis de ruídos e vibrações e dimensões reduzidas (o que facilita a instalação). Além disso, tal tecnologia apresenta uma relação custo-benefício melhor em relação à outra tecnologia estudada (motor de combustão interna).

Por fim, é preciso considerar que, em vários países, a geração de energia elétrica por biomassa tem sido uma alternativa cada vez mais viável do ponto de vista econômico, exigindo-se uma definição mais concreta de arranjos contratuais, associados ao suprimento de combustível e eletricidade.

Recomenda-se para um trabalho futuro considerar o ciclo do carbono nas emissões da queima do biogás para a eficiência ecológica, incluindo nos cálculos econômicos o crédito de carbono gerado.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (AIEA). Coal Industry Advisory Board: CIAB. Disponível em: <www.iea-coal.org.uk> Acesso em 10 de Março de 2011.

ANTUNES, R. Tendência irreversível. Avicultura Industrial, Bastos, v. 3, n. 1082, 2000. Disponível em: <<http://www.aviculturaindustrial.com.br/>>. Acesso em: 04 mar. 2005.

AVELLAR, L. H. N.; CARROCCI, L. R. SILVEIRA, J. L. Biogás na Co-Geração: A Utilização de Subprodutos Agro-Industriais na Geração de Energia em Unidades Cogeneradoras. Biotecnologia Ciência e Desenvolvimento, São Paulo, v. 1, n. 13, p. 46-49, 2000.

BARROS, J.E.M. Estudo de motores de combustão interna aplicando Análise Orientada a objeto, 2003. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica)- Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais), Belo Horizonte, 2003.

BIODIESEL. Biodigestor. Disponível em <http://www.biodieselbr.com/energia/biogas/biodigestor.htm>. Acesso em 21 de Junho de 2011.

BIODIESEL. Biomassa. Disponível em <http://www.biodieselbr.com/energia/biomassa/gaseificacao.htm>> Acesso em 14 Maio. 2010.

BOLLINI, L.B. Análise econômica do uso de célula a combustível para acionamento de ônibus urbano, 2010. 85f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica – Transmissão e conversão de Energia) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2010.

BRAGA, B.; HESPANHOL, I.; CONEJO, J.G.L. Introdução á Engenharia Ambiental, 1º Edição, São Paulo: Prentice Hall, 2002, 350p.

BRASIL.Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional –BEN. Brasília: MME, 2003.

BRUNO J.C., LÓPEZ V.O., CORONAS A. Integration of absorption cooling systems into micro gas turbine trigeneration systems using biogas: Case study of a sewage treatment plant. *Applied Energy*, v.86, p. 837-847, 2009.

CARDU M., BAICA M. Regarding a Global Methodology to Estimate the Energy- Ecologic Efficiency of Thermopower Plants. *Energy Conversion and Management*, v.40. p. 71-87, 1999.

CANAFISTULA F. J. F. Biodigestor como opção de fonte energética para comunidades rurais do semi-árido. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2009.

CAPSTONE MICROTURBINE PERFORMANCE SPECIFICATIONS –Renewable C200LP, Disponível em http://www.microturbine.com/_docs/NaturalGasSellSheetwRenC200LP_ICHP_4R1.pdf > Acesso em: 10 Maio. 2010.

CENBIO – Centro de Referência em biomassa – Disponível em <http://cenbio.iee.usp.br/saibamais/mundo.htm>. Acesso em 04 de Março de 2011.

COELHO et al; Medidas mitigadoras para a redução de emissões de gases de efeito estufa na geração termelétrica; Brasília, 2000.

CORONADO C.J. “ Análise Técnica econômica de um gaseificador de Biomassa de 100kg/h para acionamento de um motor de combustão interna.” Guaratinguetá, 2006.195p. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual Paulista de Guaratinguetá – FEG-UNESP.

CORONADO, Carvalho J. R., Yoshioka J.T., SILVEIRA J.L. Determination of ecological efficiency in internal combustion engines: The use of biodiesel. *Applied Thermal Engineering* 29 (2009), 1887-1892.

COSTA, D.F., 2006, Geração de energia elétrica a partir do biogás de tratamento de esgoto, Dissertação de Mestrado, Programa Interunidades de Pós graduação em energia da USP (PIPGE), São Paulo, 194 p.

EMBRAPA. Custo de Produção de Ovos. Disponível em: <<http://www.embrapa.br>>. Acesso em 19 de Maio de 2010.

ESTEBAN, J. M. L. Manual de Avicultura. Litexa, Portugal: Editorial Aedos., 1978.p.384.
FACULDADE DE CIENCIA AGRÁRIAS E VETERINÁRIA. Disponível em: <www.agr.feis.unesp.br/mjafj/21062006/biodigestores.pdf> Acesso em 9 de Maio de 2010.

FERRAREZ A. H., FILHO D.O., TEIXEIRA C. A. Independência energética de granja suíncola a partir do uso de biogás. Engenharia na Agricultura, v. 18, p. 248-257, 2010.

FLORENTINO, F.S. Estudo da Aplicação do Potencial Energético da Biomassa na Avicultura de Corte, 2004. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica – Transmissão e conversão de Energia) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2004

GLOBO RURAL. Disponível em: <<http://revistagloborural.globo.com/Revista/Common/0,,ERT216287-18283,00.html>> Acesso em 22 de Março de 2011.

GRUPOS GERADORES A GÁS – ER-BR. Disponível em: <http://www.erbr.com.br/produtos/tabela_tecnica_GSCA330.pdf> Acesso em 22 de Março de 2011.

IEA, 2005, Biogas production and utilisation, Disponível em < www.novaenergie.ch > Acesso em maio de 2010.

IPCC, 2006, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, v. 5: Waste. Japão, IGES.

KAPDI, S.S., VIJAY, V.K., RAJESH, S.K., PRASAD R., (2005), “Biogás scrubbing, compression and storage: perspective and prospectus in Indian context”, Renewable Energy ,30, 1195 – 1202 pp.

LASLOWSKI, M. Avaliação ambiental e econômica do biogás, obtido através da biodigestão anaeróbia dos dejetos da suinocultura. 2004. 63 f. Monografia (Trabalho de Graduação em Agronomia) - Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2004.

LORA E.E.S., NOGUEIRAL. A.H. “Dendroenergia: Fundamentos e Aplicações”, 2th Edition. Rio de Janeiro, 2003.

LUCAS JUNIOR, J.; SILVA, F. M. Aproveitamento de resíduos agrícolas para a geração de energia. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA AGRÍCOLA, 27, 1998, Poços de Caldas. Anais... Lavras/MG: UFLA/SBEA, 1998. p. 63-87.

LUCAS JR., J.; SANTOS, T. M. B. Biodigestão anaeróbia de dejetos de aves de postura, considerando quatro tempos de retenção hidráulica. In: BALBUENA, et al. (Ed.). Ingenieria Rural y Mecanizacion en el Âmbito Latinoamericano La Plata: UNLP, 1998, p. 346-351.

NISHIMURA, R. Análise de Balanço energético de sistema de produção de biogás em granja de suínos: implementação de aplicativo computacional (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2009.

OLIVEIRA A.M.S.; BRITO S.A.A. Geologia de Engenharia. São Paulo: Associação Brasileira de Geologia de Engenharia, 2002.

OLIVEIRA M.L. Pirólise de resíduos poliméricos gerados por atividades Offshore. Polímeros: Ciência e Tecnologia. Vol 19, nº 4, 297-304, 2009.

OLIVEIRA, R.D. Geração de energia elétrica a partir do biogás produzido pela fermentação anaeróbia de dejetos em abatedouros e as possibilidades no mercado de carbono (Tese de conclusão de curso em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

ORTOLANI, A.F.; Biodigestores Rurais: Modelos Indiano, chinês e batelada. FUNEP, Jaboticabal –SP, 1991.

PIPATMONOMAI S., KAEWLUAN S., VITIDSANT T. Economic assessment of biogas to electricity generation system with H₂S removal by activated carbon in small pig farm. *Applied Energy*. v. 86, p. 669-674, 2009.

PORTES, Z.A. Aplicativo Computacional para projetos de biodigestores rurais. 2005. Dissertação (Mestrado em Agronomia) – Faculdade de Ciências Agrônômicas, Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 2005.

PRAKASAN, K. FILHO, J. V. C. R.; NETO, A. P. Tecnologia do Biogás. Laboratório de Energia. 1987. UFPB.

RAMAGE, J.; SCURLOCK, J. Biomass. In: BOYLE, G. (Ed.). *Renewable energy: power for a sustainable future*. Oxford: Oxford University Press, 1996. cap. 4, p. 137-182.

SALOMON K.R. Avaliação técnico-econômica e ambiental da utilização do biogás proveniente da biodigestão da vinhaça em tecnologias para a geração de eletricidade. 2007. Tese (Doutorado), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.

SEEDS USP. Disponível em: < <http://seeds.usp.br/portal/modules/mydownloads/>>. Acesso em 15 de Julho de 2010.

SGANZERLA, E. **Biodigestor: uma solução**. Porto Alegre: Agropecuário, 1983, 88p.

SILVEIRAJ.L., CARVALHO J A JR, VILLELA I. A .C. Combined cycle versus one thousand diesel powerplants: pollutants emissions, ecological efficiency and economic analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2007; 11: 524-535.

SILVEIRA J.L. Cogeração disseminada para pequenos usuários: estudo de casos para o setor terciário (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Tese (Doutorado), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1994.

SILVEIRA J. L., “Estudo de sistema de geração aplicado a fabricação de papel e celulose”. MSc Dissertation, Escola Federal de Engenharia de Itajubá-EFEL, 1990.

SOTOMONTE C.A.R. Análise exergética, termoeconômica e ambiental de uma usina supercrítica a carvão mineral. Itajubá, 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2009.

TIJMENSEN, M., BROEK, R. **Clean power from farm wast – International experiences with anaerobic digestion of farm manure.** In. *Renewable Energy Word*, v. 7, nº 2, 2004, p.124 – 131.

TRICASE, C., LOMBARDI, M., 2008, “State of the art and prospects of Italian biogas production from animal sewage: Technical-economic considerations”. *Renewable Energy*, v. 34 pp., 477–485.

UNEP RISOE, 2009, CDM/JI Pipeline Analysis and Database, October 1st 2009.

Disponível em: <<http://cdmpipeline.org/>> Acesso em: 10 Out. 2010.

VAN WYLEN, R. G. Fundamentos da Termodinâmica Clássica – Tradução da 5ª edição americana, 1998.

VILLELA, I.A.C., Desenvolvimento de um modelo Termodinâmico que considera os Impactos Ambientais, 2007.145f. Tese (Doutorado), Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

VILLELA, I.A.C., Modelagem Termoeconômica de Sistemas de Refrigeração: Produção de água gelada para um Laticínio, 1998.102f. Dissertação (Mestrado), Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 1998.

ZANETTE, A.L. Potencial de aproveitamento energético do biogás no Brasil. 2009. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

ZUNBEN K. V. Caracterização quantitativa e qualitativa dos resíduos em sistemas de produção de ovos: compostagem e digestão anaeróbia. Jaboticabal, 2007. Dissertação (Mestrado em Zootecnia) – Faculdade de Ciências Agrárias e Veterinária, Campus Jaboticabal, Universidade Estadual Paulista.

WELLINGER A, LINDEBERG A. (1999), "Biogás upgrading and utilization". Task 24: energy from biological conversion of organic wastes, pp. 1–19.

WIKIPEDIA. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Fermenta%C3%A7%C3%A3o>
Acesso em: 15Mar. 2010.

WU. D.W., WANG R.Z. "Combined cooling, heating and power: A review". Progress in Energy and Combustion Science, vol 32, p. 459-495, 2006.