

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP

Programa de Interunidades de Pós-Graduação em Energia

PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

**GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DO BIOGÁS DO
TRATAMENTO DE ESGOTO**

DAVID FREIRE DA COSTA

SÃO PAULO

2006

DAVID FREIRE DA COSTA

Geração de energia elétrica a partir do biogás do tratamento de esgoto

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo como requisito parcial a obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Goldemberg

SÃO PAULO
2006

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Costa, David Freire da.

Geração de energia elétrica a partir do biogás de tratamento de esgoto /

**David Freire da Costa; orientador José Goldemberg.
São Paulo, 2006. 194p.: il.; 30 cm.**

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – IEE / EPUSP / FEA / IF da Universidade de São Paulo.

**1. Biogás 2. Geração de energia 3. Microturbina
4. Meio ambiente 5. Esgoto I. Título**

Esta versão difere da dissertação depositada e aprovada na defesa, à qual foram incorporadas modificações sugeridas pela comissão examinadora, devidamente verificadas e aprovadas pelo orientador.

Prof. Dr. José Goldemberg

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a toda a minha família, em especial à minha mãe Dinar Pimenta Freire e a minha noiva Valéria Roque Thomaz.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por tudo o que já fez e ainda vem fazendo em minha vida e que em sonho uma vez me disse: “NÃO OUSE PERDER A TUA FÉ EM MIM!”.

Ao imenso apoio de toda a minha família. Dedico este trabalho a todos vocês que serviram de exemplo para a formação do meu caráter e da minha personalidade. Sem o apoio de vocês eu jamais teria alcançado esta conquista.

Ao meu orientador Prof. Dr. José Goldemberg e a minha co-orientadora Prof^a. Dr^a. Suani Teixeira Coelho, pelos ensinamentos, orientações, pela cobrança por auto-superação, pela paciência e por todas as formas de colaboração para a realização deste trabalho. Saibam que a minha admiração, o meu respeito e prestígio por vocês é muito grande.

Ao IEE pela oportunidade do curso de mestrado. Me orgulho imensamente de fazer parte desta excelente instituição que contribui para o aperfeiçoamento intelectual, acadêmico e profissional de todos os seus alunos.

A todos os professores do IEE. Pela qualidade e conteúdo das aulas e pela forma que conduzem com maestria o ensinamento aos seus alunos.

A todos os demais profissionais do IEE, em especial a toda a secretaria do IEE/PIPGE e os funcionários da Biblioteca do Instituto. Pela eficiência com que exercem o seu trabalho. Agradeço principalmente a Rosa e a Fátima por toda a orientação, cobrança, simpatia e atenção.

A toda a equipe da ECONERGY. Pela amizade, profissionalismo, eficiência e trabalho em equipe. Agradeço especialmente ao Marcelo Junqueira, pelas oportunidades e confiança, ao Helvécio Guimarães, por todo o aprendizado e amadurecimento profissional que me proporcionou, ao Eduardo Penteado Cardoso Filho e ao Américo Varkulya, pela amizade e companheirismo.

Aos meus colegas da CETESB. Em especial ao João Wagner Alves e Fabio Ferreira Ferling.

A todas as demais pessoas que contribuíram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho.

RESUMO

COSTA, D.F. **Geração de energia elétrica a partir do biogás de tratamento do esgoto.** 2006. 176p. Dissertação de mestrado – Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia (PIPGE). Universidade de São Paulo.

A presente dissertação teve como objetivo a avaliação do potencial de geração de energia elétrica por meio do uso do biogás derivado do tratamento de esgoto da ETE da SABESP, em Barueri / SP, sendo este o local escolhido pelos desenvolvedores do projeto para a implantação do mesmo. Dessa forma, a proposta contida neste plano de trabalho para a elaboração de dissertação de mestrado consiste em analisar profundamente os aspectos técnicos, econômicos e ambientais envolvidos no projeto “Energ-Biog”.

Neste sentido, o presente trabalho aponta a possibilidade de recuperação e uso energético do biogás gerado pelo tratamento anaeróbio de esgoto, servindo também como incentivo para a ampliação da prestação deste serviço no Brasil, integrando o uso sustentável dos recursos naturais renováveis com o uso racional e eficiente de energia.

O projeto “Energ-Biog” desenvolvido pelo BUN – Biomass Users Network, por meio do CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa, com recursos financeiros da FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos e da SABESP – Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo, serviu de inspiração e ao mesmo tempo como “estudo de caso” para a elaboração desta dissertação.

Este projeto teve como objetivos a instalação, operação e a realização de estudos comparativos de desempenhos entre as duas tecnologias (microturbina e motor), para uma mesma faixa de potência de 30 kW, para a geração de energia elétrica a partir de biogás produzido por meio do processo de digestão anaeróbia de tratamento de esgoto.

ABSTRACT

COSTA, D.F. **Power generation with biogas from wastewater treatment**. 2006. 176p. MSc work – Program of Post-Graduation in Energy. University of São Paulo, São Paulo, 2006.

The present dissertation has the goal of evaluating the potential of electric energy generation using the biogas produced by the treatment of wastewater at SABESP's ETE, located in Barueri/SP, being this place chosen by the developers of the project to implement it. In this way, the proposal of this work plan to develop the mastership degree's dissertation consists on a deep analysis of the technical, environmental and economical aspects involved at "Energ-Biog" project.

Thus, the present work shows the possibility of recovery and energetic use of biogas produced by wastewater anaerobic treatment, serving also as an incentive to increase this kind of service in Brazil, integrating the sustainable use of the renewable natural resources with the rational and efficient use of energy.

The "Energ-Biog" project developed by BUN – Biomass Users Network, through CENBIO – Brazilian Reference Centre on Biomass, with resources from FINEP – Brazilian Financial Backer of Studies and Projects and SABESP – Basic Sanitation Company of São Paulo State, served as inspiration and "study-case" to develop this dissertation.

The project had as goals the installation, operation and comparative performance study between the two technologies (microturbine and internal combustion engine), for a same power capacity of 30 kW, to generate electricity from the biogas produced through the process of wastewater anaerobic decomposition treatment.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – ESQUEMA DE UMA ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ESGOTO	26
FIGURA 2.2 - MUNICÍPIOS COM SERVIÇO DE ESGOTAMENTO SANITÁRIO, POR ESTRATOS POPULACIONAIS, SEGUNDO A ESFERA ADMINISTRATIVA – 2000.....	31
FIGURA 2.3 - PROPORÇÃO DE ECONOMIAS RESIDENCIAIS ESGOTADAS, POR ESTRATOS POPULACIONAIS, SEGUNDO AS GRANDES REGIÕES – 2000	32
FIGURA 2.4 - VOLUME DIÁRIO DE ESGOTO TRATADO, SEGUNDO OS ESTRATOS POPULACIONAIS - 1989/2000	34
FIGURA 2.5 - PROPORÇÃO DE DISTRITOS SEM TRATAMENTO DE ESGOTO SANITÁRIO, POR TIPO DE CORPO RECEPTOR, SEGUNDO AS GRANDES REGIÕES - 2000	35
FIGURA 3.1 – FASES DO PROCESSO DE DIGESTÃO ANAERÓBIA	41
FIGURA 3.2 – FÓRMULA ESTRUTURAL DA SILOXINA	48
FIGURA 4.1 – TURBINA A GÁS E GERADOR DE ENERGIA ELÉTRICA	57
FIGURA 4.2 – PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA MICROTURBINA CAPSTONE (COM RECUPERAÇÃO DE CALOR)	59
FIGURA 4.3 – INTERIOR DA MICROTURBINA CAPSTONE.....	60
FIGURA 4.4 – TIPOS DE TURBINAS A VAPOR	61
FIGURA 4.5 – DESENHO ESQUEMÁTICO DO FUNCIONAMENTO DE UM MOTOR CICLO OTTO	62
FIGURA 4.6 – REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO FUNCIONAMENTO DE UM MOTOR DIESEL	63
FIGURA 4.7 – CO-GERAÇÃO “BOTTOMING” E “TOPPING” RESPECTIVAMENTE	66
FIGURA 4.8 – CICLO DE CO-GERAÇÃO COM TURBINA A VAPOR	67
FIGURA 4.9 – CICLO DE CO-GERAÇÃO COM TURBINA A GÁS	68
FIGURA 4.10 – CICLO COMBINADO COM CO-GERAÇÃO	69
FIGURA 5.1 - TEMPERATURA MÉDIA DO GLOBO TERRESTRE ENTRE OS ANOS DE 1861 A 2005	75
FIGURA 5.2 – ESQUEMA ILUSTRATIVO DO EFEITO ESTUFA.....	76
FIGURA 5.3 – PROCESSO DE FORMAÇÃO DE O ₃ TROPOSFÉRICO	82
FIGURA 6.1 - PRINCÍPIO DO FLUXO DO SISTEMA.....	89
FIGURA 6.2 – FOTO AÉREA DA ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ESGOTO DA SABESP EM BARUERI / SP	90
FIGURA 6.3 – CASA DA CALDEIRA E OS BIODIGESTORES AO FUNDO.....	91
FIGURA 6.4 – LOCAL DA INSTALAÇÃO	91
FIGURA 6.5 – OBRA CIVIL E BASE DE CONCRETO	91
FIGURA 6.6 – INÍCIO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS E DE REDE	91
FIGURA 6.7 – AJUSTES NOS EQUIPAMENTOS DA INSTALAÇÃO	91
FIGURA 6.8 – DISPLAY DA MICROTURBINA.....	91
FIGURA 6.9 – INSTALAÇÃO FINALIZADA	91
FIGURA 6.10 – TUBULAÇÃO DE ALIMENTAÇÃO DA CALDEIRA E DA INSTALAÇÃO DA MICROTURBINA	91
FIGURA 6.11 – CALDEIRA DO LOCAL DA INSTALAÇÃO	91
FIGURA 6.12 – INAUGURAÇÃO OFICIAL DA INSTALAÇÃO (18/12/2002)	91
FIGURA 6.13 – SOLENIDADE DE ABERTURA	91
FIGURA 6.14 – LAYOUT DO LOCAL DA INSTALAÇÃO	93
FIGURA 6.15 – FOTO DA INSTALAÇÃO DO PROJETO	96
FIGURA 6.16 – LAYOUT DA INSTALAÇÃO DO PROJETO.....	97
FIGURA 6.17 – LABORATÓRIO MÓVEL DA WHITE MARTINS	101
FIGURA 6.18 – COLETA DE AMOSTRA DO BIOGÁS EM SACO PLÁSTICO APROPRIADO, DENOMINADO “BAG”, NO PONTO – 1 (ANTES DO SISTEMA DE PURIFICAÇÃO), NA PRIMEIRA BANCADA	101
FIGURA 6.19 – PROCEDIMENTO DE ANÁLISE DA UMIDADE PRESENTE NO BIOGÁS PELO MÉTODO DO PONTO DE ORVALHO (P.O.)	101
FIGURA 6.20 – COLETA DE AMOSTRA DO GÁS PARA ANÁLISE DA CONCENTRAÇÃO DE H ₂ S PRESENTE NO BIOGÁS	101
FIGURA 6.21 – AMOSTRA SENDO INJETADA EM UM CROMATÓGRAFO GASOSO PARA DETERMINAÇÃO DA CONCENTRAÇÃO DE H ₂ S PRESENTE NO BIOGÁS.....	101

FIGURA 6.22 – OS DADOS SÃO ENVIADOS AO COMPUTADOR QUE CALCULA AS CONCENTRAÇÕES DE CADA UM DOS COMPONENTES ENCONTRADOS NA MISTURA.....	101
FIGURA 6.23 – DETALHE DO INTERIOR DO LABORATÓRIO MÓVEL DA WHITE MARTINS	104
FIGURA 6.24 – ANALISADORES DOS GASES DE EXAUSTÃO DA MICROTURBINA	104
FIGURA 6.25 – VISÃO GERAL DO INTERIOR DO LABORATÓRIO MÓVEL DA WHITE MARTINS	104
FIGURA 6.26 – COLETA DE AMOSTRA DOS GASES DE EXAUSTÃO DA MICROTURBINA	104
FIGURA 6.27 – DETALHE DA ADAPTAÇÃO FEITA PARA A COLETA DE AMOSTRA DOS GASES DE EXAUSTÃO DA MICROTURBINA	104
FIGURA 6.28 – ANÁLISE DOS DADOS PARA CÁLCULO DOS RESULTADOS.....	104
FIGURA 6.29 – COLETA DE AMOSTRA DOS GASES DE EXAUSTÃO DO GRUPO GERADOR.....	105
FIGURA 6.30 – GRÁFICO DO CONSUMO ESPECÍFICO DA MICROTURBINA.....	107
FIGURA 7.1 – GRÁFICO DO EFEITO DA TEMPERATURA AMBIENTE SOBRE A PRODUÇÃO DE ENERGIA DA MICROTURBINA.....	115
FIGURA 7.2 – FLUXO DE CAIXA DOS PROJETOS DA MICROTURBINA E DO GRUPO GERADOR.....	132

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 - PROPORÇÃO DE MUNICÍPIOS COM SERVIÇO DE ESGOTAMENTO SANITÁRIO, POR ESFERA ADMINISTRATIVA DAS ENTIDADES, SEGUNDO AS GRANDES REGIÕES - 2000.....	30
TABELA 2.2 - PROPORÇÃO DE MUNICÍPIOS, POR CONDIÇÃO DE ESGOTAMENTO SANITÁRIO, SEGUNDO AS GRANDES REGIÕES - 2000.....	33
TABELA 3.1 – CARACTERÍSTICAS DE VÁRIOS COMBUSTÍVEIS	44
TABELA 3.2 – VARIAÇÃO DO PODER CALORÍFICO EM RELAÇÃO À COMPOSIÇÃO DO BIOGÁS	45
TABELA 3.3 – CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL COMBUSTÍVEL	46
TABELA 3.4 – TÉCNICAS DE REMOÇÃO DE IMPUREZAS DO BIOGÁS	49
TABELA 5.1 – COMPARAÇÃO DAS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO.....	81
TABELA 6.1 – DADOS OPERACIONAIS DA SABESP.....	86
TABELA 6.2 – CONSUMO PER CAPITA DE ÁGUA NAS DIFERENTES REGIÕES BRASILEIRAS	87
TABELA 6.3 - VOLUME DE RESÍDUOS TRATADOS NA GRANDE SÃO PAULO.....	88
TABELA 6.4 - COMPOSIÇÃO EM % DO BIOGÁS DA ETE DA SABESP EM BARUERI, SP	88
TABELA 6.5 - OUTRAS CARACTERÍSTICAS	88
TABELA 6.6 – FUNÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DA INSTALAÇÃO DO PROJETO	94
TABELA 6.7 – CARACTERÍSTICAS DA MICROTURBINA CAPSTONE MODELO 330 GÁS DE ATERRO / GÁS DE DIGESTOR.....	98
TABELA 6.8 – COMPOSIÇÃO (MÍNIMA, MÁXIMA E MÉDIA) DO BIOGÁS, NOS 3 PONTOS DA LINHA DA MICROTURBINA, EM COMPARAÇÃO COM OS DADOS OBTIDOS COM AS ESPECIFICAÇÕES EXIGIDAS PELA CAPSTONE, FABRICANTE DA MICROTURBINA	102
TABELA 6.9 – COMPOSIÇÃO (MÍNIMA, MÁXIMA E MÉDIA) DOS GASES DE EXAUSTÃO DA MICROTURBINA, EM COMPARAÇÃO COM OS DADOS FORNECIDOS PELA CAPSTONE, FABRICANTE DA MICROTURBINA.....	104
TABELA 6.10 – COMPOSIÇÃO MÉDIA DOS GASES DE EXAUSTÃO DO GRUPO GERADOR DA TRIGÁS.....	106
TABELA 6.11 – RELAÇÃO ENTRE A VAZÃO DE BIOGÁS CONSUMIDA PELA MICROTURBINA E A ENERGIA ELÉTRICA GERADA PELA MESMA	107
TABELA 6.12 – RELAÇÃO ENTRE A VAZÃO DE BIOGÁS CONSUMIDA PELA MICROTURBINA E A ENERGIA ELÉTRICA LÍQUIDA ENTREGUE À REDE [MICROTURBINA – (COMPRESSOR + SECADOR A + SECADOR B)]	108
TABELA 6.13 – RELAÇÃO ENTRE A VAZÃO DE BIOGÁS CONSUMIDA PELO GRUPO-GERADOR DA TRIGÁS E A ENERGIA ELÉTRICA GERADA PELO MESMO	109
TABELA 6.14 – COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS DAS ANÁLISES DO BIOGÁS COM AS ESPECIFICAÇÕES DEFINIDAS PELO FABRICANTE CAPSTONE.....	110
TABELA 7.1 – CUSTO DOS EQUIPAMENTOS, MATERIAIS E ACESSÓRIOS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, A PARTIR DO BIOGÁS DE TRATAMENTO DE ESGOTO, UTILIZANDO UMA MICROTURBINA DE 30 kW	114
TABELA 7.2 – CUSTO DOS EQUIPAMENTOS, MATERIAIS E ACESSÓRIOS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, A PARTIR DO BIOGÁS DE TRATAMENTO DE ESGOTO, UTILIZANDO UM GRUPO GERADOR DE 30 kW	117
TABELA 7.3 - MANUTENÇÃO PREVENTIVA DA MICROTURBINA CAPSTONE.....	120
TABELA 7.4 - MANUTENÇÃO PREVENTIVA DOS COMPONENTES DO SISTEMA DE LIMPEZA DO BIOGÁS PARA A MICROTURBINA.....	121
TABELA 7.5 – MANUTENÇÃO PREVENTIVA DO GRUPO GERADOR DA TRIGÁS	122
TABELA 7.6 – COMPARAÇÃO ENTRE AS RELAÇÕES DE CUSTOS DAS INSTALAÇÕES PARA AMBAS AS TECNOLOGIAS (MICROTURBINA CAPSTONE E GRUPO GERADOR DA TRIGÁS)	130
TABELA 8.1 - VOLUME ESTIMADO DE ESGOTO E BIOGÁS GERADOS NAS 5 MAIORES ETES DA SABESP NA GRANDE SÃO PAULO	137
TABELA 11.1 – COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS DAS ANÁLISES DO BIOGÁS COM AS ESPECIFICAÇÕES DEFINIDAS PELO FABRICANTE CAPSTONE.....	163
TABELA 11.2 – COMPARAÇÃO ENTRE AS RELAÇÕES DE CUSTOS DAS INSTALAÇÕES PARA AMBAS AS TECNOLOGIAS (MICROTURBINA CAPSTONE E GRUPO GERADOR DA TRIGÁS)	165

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BM&F	Bolsa de Mercadorias e Futuro
CCX	<i>Chicago Climate Exchange</i>
CETESB	Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental
CFC	Cloro-flúor-carbono
CH ₄	Metano
CNTP	Condições Normais de Temperatura e Pressão (1 atm, 0 °C)
CO ₂	Dióxido de Carbono ou Gás Carbônico
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COP	<i>Conference Of the Parties</i> / Conferência das Partes
CQNUMC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
DBO	Demanda Bioquímica de Oxigênio
DQO	Demanda Química de Oxigênio
ECX CFIs	<i>European Climate Exchange Carbon Financial Instruments</i>
EEX	<i>European Energy Exchange</i>
EU ETS	<i>European Union Emission Trading Scheme</i>
GEE/GHG	Gás (es) de Efeito Estufa - <i>Greenhouse Gas(es)</i>
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GWP	<i>Global Warming Potential</i>
H ₂ S	Gás Sulfídrico
HCCPR	<i>Hadley Centre for Climate Prediction and Research</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> / Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas
IPCC GPG	<i>IPCC Good Practice Guidance</i>
LDRSU	Locais de Deposição dos Resíduos Sólidos Urbanos
LULUCF	<i>Land Use, Land-Use Change and Forestry</i> / Uso da Terra, Mudança no Uso da Terra e Florestas
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
N ₂	Nitrogênio
NO _x	Óxidos de nitrogênio
O ₂	Oxigênio
OD	Óleo Diesel
OMM	Organização Mundial de Meteorologia
ONU	Organização das Nações Unidas
PCI/LHV	Poder Calorífico Inferior / <i>Low Heat Value</i>

PCS/HHV	Poder Calorífico Superior / <i>High Heat Value</i>
PIB	Produto Interno Bruto
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
RCE/CER	Redução Certificada de Emissão / <i>Cetified Emission Reduction</i>
SO ₂	Dióxido de Enxofre
tCO ₂ e	Toneladas de carbono equivalente
Tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
TRS	<i>Total Reduced Sulfur</i> , em inglês ou ERT / Enxofre Reduzido Total, em português
UK ETS	<i>United Kingdom Emission Trading Scheme</i>
UNEP/PNUMA	<i>United Nations Environment Program</i> / Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention for Climate Change</i>

SUMÁRIO

RESUMO.....	7
ABSTRACT.....	8
1 INTRODUÇÃO.....	16
2 CONCEITOS BÁSICOS DO TRATAMENTO DE ESGOTO.....	24
2.1 ESGOTOS SANITÁRIOS.....	24
2.2 SITUAÇÃO DO TRATAMENTO DE ESGOTO NO BRASIL	29
3 CONCEITOS BÁSICOS DO BIOGÁS.....	36
3.1 HISTÓRICO DO BIOGÁS.....	36
3.2 PROCESSO DE FORMAÇÃO DO BIOGÁS	38
3.3 CARACTERÍSTICAS DO BIOGÁS	43
3.4 PURIFICAÇÃO DO BIOGÁS	47
3.5 EXEMPLOS DE PLANTAS EXISTENTES NO BRASIL E NO MUNDO	49
3.5.1 <i>No BRASIL</i>	50
3.5.2 <i>No MUNDO</i>	53
4 ASPECTOS TÉCNICOS DA CONVERSÃO DO BIOGÁS.....	55
4.1 PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO ENERGÉTICA COM O USO DO BIOGÁS	55
4.1.1 <i>TURBINAS A GÁS</i>	56
4.1.2 <i>MICROTURBINAS A GÁS</i>	58
4.1.3 <i>TURBINAS A VAPOR</i>	60
4.1.4 <i>MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA</i>	62
4.2 CO-GERAÇÃO	64
4.2.1 <i>CALDEIRAS E EQUIPAMENTOS DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA TÉRMICA</i>	64
4.2.2 <i>TIPOS DE CO-GERAÇÃO</i>	65
4.3 CICLOS DE CO-GERAÇÃO	66
4.3.1 <i>CICLO DE CO-GERAÇÃO COM TURBINAS A VAPOR</i>	66
4.3.2 <i>CICLOS DE CO-GERAÇÃO COM TURBINAS A GÁS</i>	67
4.3.3 <i>GERAÇÃO ELÉTRICA COM CICLO COMBINADO</i>	68
4.3.4 <i>CO-GERAÇÃO COM CICLO COMBINADO</i>	68
4.3.5 <i>CICLOS DE CO-GERAÇÃO COM MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA</i>	69
4.4 ANÁLISE TÉCNICA COMPARATIVA ENTRE AS TECNOLOGIAS	70
5 ASPECTOS SÓCIO – AMBIENTAIS.....	72
5.1 INTRODUÇÃO SOBRE A MUDANÇA DO CLIMA.....	72
5.2 AQUECIMENTO GLOBAL.....	74
5.3 GASES DE EFEITO ESTUFA.....	75
5.4 PAINEL INTERGOVERNAMENTAL DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS – IPCC	77
5.5 MUDANÇAS CLIMÁTICAS: EVOLUÇÃO DOS DEBATES.....	77
5.6 ANÁLISE AMBIENTAL COMPARATIVA DAS EMISSÕES GASOSAS DAS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO ENERGÉTICA	81
6 ESTUDO DE CASO (ETE – SABESP / BARUERI).....	83
6.1 PREFÁCIO SOBRE A ORIGEM DO PROJETO ENERGI-BIOG	83
6.2 A SITUAÇÃO ATUAL NA SABESP – COMPANHIA DE SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DE SÃO PAULO.....	85
6.3 CARACTERÍSTICAS DA INSTALAÇÃO DA MICROTURBINA NA ETE DA SABESP EM BARUERI	90
6.3.1 <i>EQUIPAMENTOS UTILIZADOS</i>	94
6.4 SISTEMA DE PURIFICAÇÃO DO BIOGÁS UTILIZADO NA INSTALAÇÃO DA MICROTURBINA	98
6.5 RESULTADOS DOS TESTES	99

	15
6.5.1 ANÁLISE DO BIOGÁS	100
6.5.2. ANÁLISE DOS GASES DE EXAUSTÃO.....	103
6.5.3 CONSUMO ESPECÍFICO DE BIOGÁS DA MICROTURBINA E DO GRUPO GERADOR.....	106
6.5.3.1 CONSUMO ESPECÍFICO DE BIOGÁS DA MICROTURBINA.....	106
6.5.3.2 CONSUMO ESPECÍFICO DE BIOGÁS DO GRUPO GERADOR.....	109
6.6 ANÁLISES DOS RESULTADOS	109
7 ASPECTOS ECONÔMICOS DA CONVERSÃO DO BIOGÁS.....	113
7.1 COMPARAÇÃO ECONÔMICA ENTRE AS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO ENERGÉTICA DO BIOGÁS DISPONÍVEIS COMERCIALMENTE: MICROTURBINA E GRUPO GERADOR	113
7.1.1 INVESTIMENTO E CUSTO DE CAPITAL.....	113
7.1.1.1 GERAÇÃO DE 30 kW (ISO) COM UMA MICROTURBINA CAPSTONE	113
7.1.1.2 GERAÇÃO DE 30 kW (ISO) COM UM GRUPO GERADOR DA TRIGÁS.....	117
7.1.2 CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M) DAS TECNOLOGIAS SELECIONADAS	118
7.1.2.1 CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DA MICROTURBINA CAPSTONE.....	119
7.1.2.2 CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO GRUPO GERADOR DA TRIGÁS	122
7.1.3 COMPARAÇÃO DA GERAÇÃO COM OUTROS COMBUSTÍVEIS /CUSTOS	123
7.1.4 CUSTO MÉDIO DA ENERGIA ELÉTRICA CONSUMIDA PELA ETE DA SABESP EM BARUERI/SP.....	127
7.2 ANÁLISE ECONÔMICA COMPARATIVA.....	128
7.2.1 CUSTO DE GERAÇÃO DA MICROTURBINA CAPSTONE	128
7.2.2 CUSTO DE GERAÇÃO DO GRUPO GERADOR DA TRIGÁS.....	129
8 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DO BIOGÁS DE TRATAMENTO DE ESGOTO PARA O ESTADO DE SÃO PAULO (CENÁRIOS)	134
8.1 O USO DE BIOGÁS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA	134
8.2 O USO DO BIOGÁS PRODUZIDO NAS PRINCIPAIS UNIDADES DE TRATAMENTO JÁ EXISTENTES.....	136
8.3 O USO DO BIOGÁS SE TODO O ESGOTO DE SÃO PAULO FOSSE TRATADO	139
9 ANÁLISE DE BARREIRAS EXISTENTES PARA IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS	142
9.1. BARREIRAS TECNOLÓGICAS	142
9.2. BARREIRAS ECONÔMICAS	145
9.3. BARREIRAS SÓCIO - AMBIENTAIS.....	147
9.4. BARREIRAS POLÍTICAS.....	148
10 PROPOSTAS DE INCENTIVO AO USO ENERGÉTICO DO BIOGÁS.....	150
10.1. PROINFA – PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA	150
10.2. PROTOCOLO DE QUIOTO.....	152
10.3. MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO (MDL).....	154
10.4. ACORDO DE MARRAKESH	155
10.5. O MERCADO DE CRÉDITOS DE CARBONO	156
10.5.1 EUROPEAN UNION EMISSION TRADING SCHEME – EU ETS	157
10.5.2 CHICAGO CLIMATE EXCHANGE – CCX	158
10.5.3 EUROPEAN CLIMATE EXCHANGE – ECX	159
10.5.4 BOLSA DE MERCADORIAS E FUTUROS - BM&F.....	159
10.6. ACORDOS BILATERAIS.....	160
11 CONCLUSÕES.....	162
12 BIBLIOGRAFIA.....	169
REFERÊNCIAS	169
SITES NA INTERNET.....	177
ANEXO A.....	180
UNIDADES GERADORAS DE ENERGIA ATRAVÉS DO BIOGÁS DE TRATAMENTO DE ESGOTO NO MUNDO.....	180

1 INTRODUÇÃO

A deficiência no tratamento dos efluentes líquidos residenciais, mais conhecidos como esgoto doméstico, é um problema que atinge todas as áreas do País. Mesmo no Estado de São Paulo, que é responsável por aproximadamente 32,5%¹ do PIB do país, o esgoto é coletado nas áreas urbanas, e na maioria dos casos, não recebe nenhum tipo de tratamento antes de ser despejado nos cursos de água. O tratamento é composto por uma série de processos que têm como objetivo diminuir o potencial poluidor do esgoto antes de retorná-lo ao meio ambiente.

O aproveitamento energético de um resíduo do processo de tratamento do esgoto objetiva a melhoria do desempenho global do mesmo, reduzindo a emissão de gases efeito estufa, colaborando para aumentar a eficiência energética global da estação de tratamento e conseqüentemente a viabilidade do saneamento básico no País.

Dentre seus projetos de auto produção, discutidos por ocasião da crise energética do país em 2001, a SABESP – Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo, destaca a proposta de geração de energia através do biogás produzido na Estação de Tratamento de Esgoto de Barueri, que prevê a geração de 2 a 3 MW, em motores ciclo Otto e co-geração simultânea de água quente para aquecimento dos biodigestores.

A co-geração é um processo de elevada eficiência global pelo fato de utilizar o sistema de produção simultânea de energia elétrica e calor (água quente), o que eleva significativamente o rendimento do processo de tratamento de esgoto. Além disso, existem as vantagens ambientais do uso de energia renovável (biogás), reduzindo a emissão de gases efeito estufa, e estratégicas, pelo fato de colaborar para diminuir a demanda de energia elétrica no país.

A Estação de Tratamento de Esgoto (ETE) da SABESP, localizada no município de Barueri na Grande São Paulo é responsável por aproximadamente 65% do tratamento de esgoto na

¹ IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em www.ibge.gov.br.

Região Metropolitana do Estado de São Paulo. Ela opera através da utilização do processo de lodo ativado com mistura completa por ar difuso, fazendo parte o processo de digestão anaeróbia, cujos principais produtos do tratamento são biogás (composto principalmente de metano) e lodo, além do efluente com carga reduzida de DBO – Demanda Bioquímica de Oxigênio. O gás metano produzido (CH_4), quando liberado diretamente na atmosfera, causa significativo impacto ambiental, em parte agravando o efeito estufa, já que é 21 vezes mais impactante do que o dióxido de carbono (CO_2). Atualmente, parte do biogás produzido na ETE, cerca de $4.000 \text{ m}^3/\text{dia}$, é queimado em uma caldeira e o CO_2 formado a partir da combustão do CH_4 presente no biogás é injetado nos biodigestores. O restante do biogás produzido pela ETE, cerca de $20.000 \text{ m}^3/\text{dia}$, é queimado em “flare” ou “queimador”, para reduzir os impactos ambientais provenientes das emissões dos gases, causados principalmente pelo metano. Uma alternativa para a queima em “flare” é a conversão do biogás em energia elétrica através da queima em motores, turbinas a gás, e atualmente, surge a opção por microturbinas, já em uso nos Estados Unidos, pela Capstone, fabricante dos equipamentos.

Neste contexto, a dissertação analisa as condições que devem ser consideradas para implementação de um projeto sustentável de geração de energia elétrica a partir do biogás de tratamento de esgoto em microturbinas a gás, num estudo de caso da Estação de Tratamento de Esgoto (ETE) da SABESP – Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo, em Barueri / SP.

Esta estação foi a escolhida para a implantação do projeto “Energ-Biog” por apresentar diversos fatores favoráveis à realização do projeto, destacando-se entre eles: a fácil localização da estação, por apresentar uma excelente infra-estrutura para o projeto, pela abundante disponibilidade de biogás gerado pelo processo de tratamento de esgoto da estação, pela disponibilidade de diversos recursos de materiais e de mão de obra qualificada (elétrica, civil e mecânica), entre outros.

Embora os combustíveis fósseis exerçam um papel fundamental como fonte de energia nas atividades humanas, as energias renováveis, entre as quais encontra-se a biomassa, têm sido cada vez mais pesquisadas no Brasil e no exterior, em consequência da crescente

conscientização da sociedade quanto aos seus aspectos positivos (ambientais, econômicos e sociais), principalmente à procura de novas fontes de energia objetivando a não dependência de um único insumo energético, basicamente fóssil.

Dentre as energias renováveis, a biomassa é uma das opções para se diversificar a matriz energética, principalmente em países em desenvolvimento como o Brasil, permitindo um planejamento de sua utilização conjunta com fontes convencionais já existentes ou, dependendo das condições locais e do projeto a ser executado, apresentar-se como a principal fonte de energia. Por esta razão, pode-se dizer que ocorreu uma transição da antiga “energia alternativa” (com a correspondente conotação talvez pejorativa) para a atual “energia renovável”, já incorporando seus benefícios.

Entre os diferentes segmentos industriais que podem apresentar a possibilidade de utilização da biomassa como energético, encontra-se o setor de tratamento de efluentes líquidos, o qual não apresenta até então, uma estimativa conclusiva que permita avaliar seu real potencial de geração, por falta de dados confiáveis relativos à coleta e tratamento.

As fontes renováveis de energia terão participação cada vez mais relevante na matriz energética global nas próximas décadas. A crescente preocupação com as questões ambientais e o consenso de diversos países sobre a promoção do desenvolvimento em bases sustentáveis vêm estimulando a realização de pesquisas de desenvolvimento tecnológico que vislumbram a incorporação dos efeitos da aprendizagem e a conseqüente redução dos custos de geração dessas tecnologias.

O debate sobre o aumento da segurança no fornecimento de energia, impulsionado pelos efeitos de ordem ambiental e social da redução da dependência de combustíveis fósseis, contribui para o interesse mundial por soluções sustentáveis por meio da geração de energia oriunda de fontes limpas e renováveis. Nessa agenda, o Brasil ocupa posição destacada em função da sua liderança nas principais frentes de negociação e da significativa participação das fontes renováveis na sua matriz energética.

O Brasil apresenta situação privilegiada em termos de utilização de fontes renováveis de

energia. No país, 43,6% da Oferta Interna de Energia (OIE) é renovável, enquanto a média mundial é de 14% e nos países desenvolvidos, de apenas 6%. A OIE, também denominada de matriz energética, representa toda a energia disponibilizada para ser transformada, distribuída e consumida nos processos produtivos do País (MME, 2006²).

O desenvolvimento dessas fontes ingressa em uma nova etapa no país com a implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME) pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. A iniciativa, de caráter estrutural, vai alavancar os ganhos de escala, a aprendizagem tecnológica, a competitividade industrial nos mercados interno e externo e, sobretudo, a identificação e a apropriação dos benefícios técnicos, ambientais e socioeconômicos na definição da competitividade econômico-energética de projetos de geração que utilizem fontes limpas e sustentáveis (MME, 2006³).

A presente dissertação visa avaliar o potencial de geração de energia elétrica empregando o uso do biogás derivado do tratamento de esgoto da ETE da SABESP, em Barueri / SP, abordando em sua magnitude, os aspectos técnicos, econômicos e ambientais envolvidos no projeto “Energ-Biog”, projeto este que teve dentre seus objetivos, o estudo comparativo de desempenho entre as duas tecnologias (microturbina e motor), para uma mesma faixa de potência de 30 kW. Este projeto foi desenvolvido pelo BUN – Biomass Users Network, por meio do CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa, com recursos financeiros da FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos e da SABESP – Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo.

Esta estação foi escolhida pelos desenvolvedores do projeto “Energ-Biog” por ser a maior estação de tratamento de esgotos da América Latina e, conseqüentemente, por apresentar características bastante representativas, envolvendo a questão do potencial do uso

² Informação disponível no site do Ministério de Minas e Energia – MME (www.mme.gov.br), na seção referente ao PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, em janeiro de 2006.

³ Informação disponível no site do Ministério de Minas e Energia – MME (www.mme.gov.br), na seção referente ao PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, em janeiro de 2006..

energético do biogás e, assim, permitir eventual aplicação para outras estações de tratamento de esgotos de menor porte no Brasil.

A ETE de Barueri gera um volume de biogás da ordem de 24.000 m³/dia, proveniente do processo de digestão anaeróbica do lodo de esgoto. Deste total, aproximadamente 4.000 m³/dia de biogás são queimados em uma caldeira de forma a garantir a manutenção da temperatura nos biodigestores (SABESP, 2001).

Para que os resíduos derivados do tratamento de esgoto sejam empregados como insumos energéticos, primeiramente deve-se observar que o principal problema relacionado à atividade de saneamento básico reside na sucessão dos métodos de tratamento. Garantir uma operação de ciclo fechado ou renovável é de fundamental importância para a implementação do projeto, caso contrário corre-se o risco de ocorrer um efeito contrário a seus propósitos, fazendo com que a produção de energia, ao invés de servir como incentivo a projetos de tratamento de esgoto, torne-se um fator inviabilizante do empreendimento. Desta forma, para que se possa conciliar desenvolvimento e meio ambiente é necessário realizar um estudo que considere igualmente a origem do biogás, o projeto de geração de eletricidade e o uso final da energia gerada. “A priori”, devem ser considerados os seguintes pré-requisitos:

- Para que o emprego do biogás de tratamento de esgoto para a geração de energia elétrica seja viável, conforme exposto anteriormente, a primeira condição que deve ser garantida refere-se a continuidade de operação dos meios empregados para a geração e captação do biogás. Esta continuidade de operação é comprovada devido ao contínuo processo de tratamento de esgoto;
- O aproveitamento do biogás para geração de eletricidade deve considerar o tempo consumido no tratamento de esgoto. De acordo com informações levantadas na ETE da SABESP em Barueri, o ciclo de tratamento consome de 20 a 23 dias, considerando-se desde a captação do esgoto até a retirada do produto final. Este aspecto é importante, pois o volume gerado por dia de biogás atualmente é de 24.000 m³, em média. Se o tempo de retenção hidráulica fosse maior, ou seja, se o

lodo gerado permanecesse por um período maior dentro dos biodigestores, um volume muito maior de biogás poderia ser gerado, devido à superior taxa de produção de gás pelas bactérias presentes na decomposição anaeróbica do lodo. Este fato permitiria estudar a possibilidade de se otimizar tanto a atividade de tratamento de esgoto como o aproveitamento desse resíduo para geração de eletricidade;

- Outra característica, não menos importante a ser considerada, diz respeito à composição e as características físico-químicas do biogás. Como qualquer outro gás, as características do biogás dependem da pressão, temperatura, umidade, concentração de metano e concentração de gases inertes e/ou ácidos. O biogás pode ser usado nas condições em que é gerado e, dependendo da aplicação, pode ser necessária a redução da concentração de H_2S , CO_2 , redução da umidade ou mesmo a elevação da pressão.
- Deve-se salientar também que a presença de metano (CH_4) corresponde ao maior volume de gás presente no biogás. Sua concentração pode variar na ordem de 50% a 70% em volume. O metano é um gás que tem um potencial de efeito estufa 21 vezes maior que o do dióxido de carbono, isto é, uma tonelada de metano equivale a 21 toneladas de CO_2 quando lançado para a atmosfera contribuindo substancialmente para o agravamento do efeito estufa e conseqüentemente do aquecimento global. O metano produzido no processo de digestão anaeróbica pode causar grande impacto ambiental se for liberado diretamente na atmosfera. Por isso, há a necessidade da sua queima, convertendo o CH_4 para CO_2 , a fim de diminuir o impacto causado ao meio ambiente.

De acordo com os aspectos acima e com o potencial de geração estimado, a receita obtida com a comercialização da energia elétrica produzida pode servir como base financeira para implementação de projetos desse gênero. Desta maneira o papel da eletricidade seria o de oferecer uma significativa melhoria às atividades de saneamento básico na região, proporcionar um aproveitamento mais nobre a um resíduo de processo, além de incentivar estações de tratamento de esgoto de outras regiões do Brasil a adotarem tais planos, com base na utilização dos resíduos de produção.

Para esta etapa devem ser avaliados os custos exatos para a implementação do projeto, compará-lo aos custos associados à geração de eletricidade, compreendendo custo de capital, custos da biomassa e custos de operação e manutenção.

A aplicação da eletricidade gerada, a partir da utilização do biogás como combustível, deve ser direcionada para a rede pelos seguintes motivos:

- A geração de biogás está sempre sujeita as variações referentes tanto à quantidade de gás gerado, como a composição do mesmo. Esta variação pode causar oscilação na quantidade e qualidade da energia elétrica a ser entregue a rede.
- Caso a energia elétrica gerada seja entregue diretamente a algum equipamento, o mesmo pode sofrer avarias vinculadas a possíveis variações de corrente, tensão, frequência, entre outros. Além disso, corre-se o risco de queda de energia devido à falta de fornecimento pelo equipamento gerador, culminando na parada de operação de algum equipamento que possa vir a prejudicar de alguma forma o processo produtivo da estação.
- No caso das estações de tratamento de esgoto, a utilização do biogás produzido no processo de digestão anaeróbica para a geração de energia permite somente uma redução do consumo de eletricidade. Essa redução é da ordem de 20 % em média, devido à grande demanda de energia elétrica exigida pelos equipamentos usualmente empregados no processo de tratamento de esgoto das estações.

Também através do levantamento de campo, foi possível verificar que na ETE de Barueri não existe nenhuma unidade destinada à secagem do lodo utilizando calor de processo como co-geração. Este procedimento é feito de modo mecânico, por meio da utilização de um filtro prensa. A secagem do lodo somente é requerida na ETE de São Miguel Paulista, município da Grande São Paulo, sendo empregado para a secagem um secador térmico, cuja caldeira é alimentada por gás natural, não sendo utilizada nenhuma fração do biogás gerado na própria estação. Esta condição é de extrema importância, pois permite o estudo da possibilidade de substituição total ou parcial do gás natural utilizado na caldeira, pelo

biogás gerado na estação ou caso sejam empregados ciclos termodinâmicos a vapor como tecnologia de conversão do biogás, já que a aplicação de sistemas de co-geração é bastante restrita, pelo menos no que se refere ao consumo da estação.

Na dissertação, dentro do estudo de caso, é efetuada a análise técnica, econômica e ambiental da planta de geração, na qual serão abordadas e comparadas duas opções: a instalação de uma microturbina de pequeno porte e a instalação de um grupo gerador, também de pequeno porte, ambos com a mesma faixa de potência instalada, ou seja, 30 kW, o que permite uma comparação diretamente proporcional entre as tecnologias de conversão energética do biogás.

2 CONCEITOS BÁSICOS DO TRATAMENTO DE ESGOTO

2.1 ESGOTOS SANITÁRIOS

As águas residuais de origem doméstica, ou com características similares, são denominadas esgotos sanitários ou simplesmente esgotos. Seus diversos constituintes podem ser reunidos em quatro grupos: sólidos em suspensão, matéria orgânica, nutrientes e organismos patogênicos. Os efeitos destes quatro constituintes quando lançados em excesso no meio ambiente, ou mais especificamente nos corpos receptores, provocam conseqüências desastrosas, muitas vezes com difícil ou dispendiosa recuperação. Este processo pode ser denominado eutrofização e está vinculado principalmente ao acúmulo de nitrogênio e fósforo no ambiente assim como o aumento da DBO (demanda bioquímica de oxigênio) nos corpos de água (CENBIO, 2004).

Realizar um tratamento de esgotos sanitários significa utilizar um ou mais processos que visam reduzir seu teor de agentes contaminantes de tal modo que os subprodutos finais possam ser reutilizados ou devolvidos ao meio ambiente sem que as características desse meio sejam alteradas negativamente, mantendo o equilíbrio natural do ambiente do entorno. Segundo Van Haandel e Lettinger (1994), “o objetivo principal do tratamento de esgoto é corrigir as suas características indesejáveis de tal maneira que seu uso ou disposição final possa ocorrer de acordo com as regras e critérios definidos pelas autoridades regulamentadoras”.

A primeira etapa do processo padrão para o tratamento de esgoto consiste em deter os materiais maiores tais como galhos de árvores, objetos conduzidos e arrastados pelo caminho, etc., os quais ficam presos nos sistemas de “gradeamento”, que possui malhas com espaçamentos diferentes em vários níveis (CENBIO, 2004).

A seguir o esgoto passa pelas “caixas de areia” para a retirada dos materiais sólidos granulares.

A próxima etapa ocorre nos decantadores primários onde as partículas sólidas sedimentam no fundo do tanque. Entretanto, algumas partículas são muito pequenas e não possuem peso suficiente para precipitar; por isso, é adicionada, no início do processo de tratamento, uma substância coagulante a fim de unir essas partículas formando outras maiores e mais densas que consigam sedimentar com seu peso próprio no decantador. Os sedimentos acumulados no fundo do decantador, denominados "lodos", são retirados pelo fundo do tanque e encaminhados para adensadores por gravidade e digestores anaeróbios. Nestes digestores os microorganismos anaeróbios consomem a matéria orgânica constituinte do lodo. Assim ocorre uma diminuição de 35% – 45% em seus sólidos voláteis. O lodo é então previamente desidratado e encaminhado para filtros prensa onde ocorre uma diminuição ainda maior de seu volume. Após esse processo, o lodo é encaminhado a aterros sanitários ou usado como esterco para agricultura quando permitido. É nos digestores, durante o processo de oxidação da matéria orgânica, que ocorre a liberação de biogás. Geralmente, parte dele é aproveitada como combustível, muitas vezes para abastecer equipamentos da própria estação de tratamento como, por exemplo, os secadores térmicos. A principal vantagem do processo anaeróbio é que a degradação do material orgânico é acompanhada da produção de energia na forma de biogás, enquanto que a produção de lodo é muito menor quando comparada com processos aeróbios: 97% de anabolismo contra apenas 30% no anaeróbio (VAN HAANDEL, 1994).

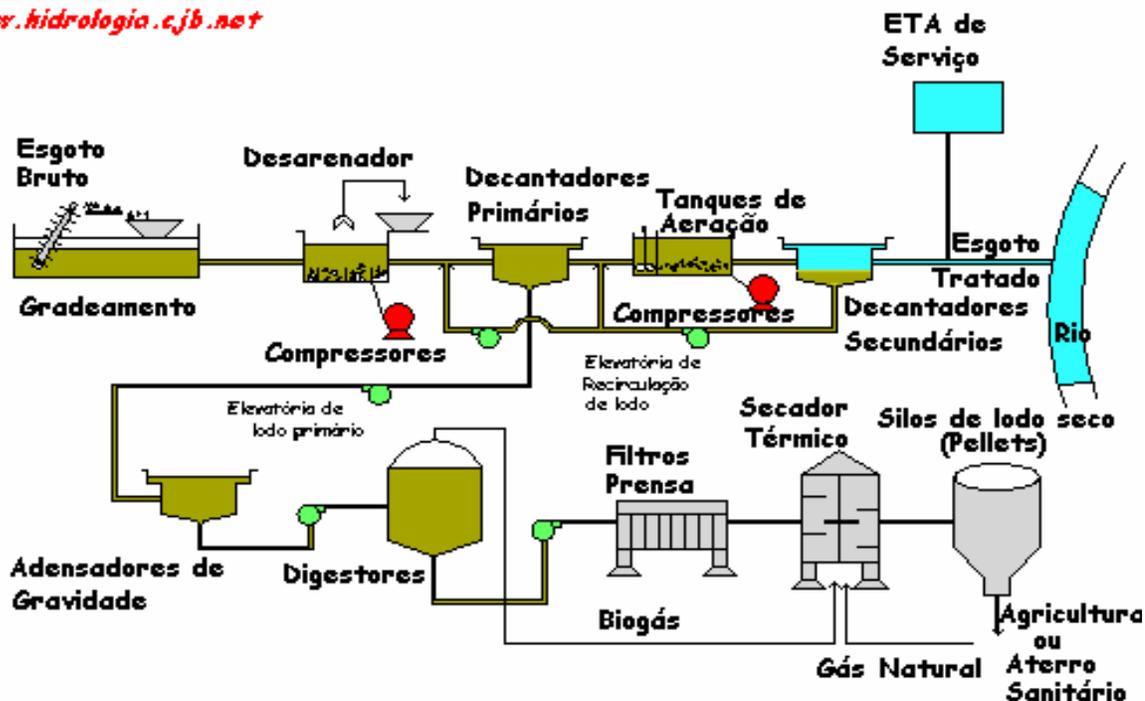


Figura 2.1 – Esquema de uma Estação de Tratamento de Esgoto

Fonte: www.hidrologia.cjb.net

Ainda que só 0,1% do esgoto de origem doméstica seja constituído de impurezas de natureza física, química e biológica, e o restante seja água, o contato com esses efluentes e a sua ingestão é responsável por cerca de 80% das doenças e 65% das internações hospitalares. Atualmente, apenas 10% do total de esgotos produzido recebem algum tipo de tratamento, os outros 90% são despejados "in natura" nos solos, rios, córregos e nascentes, constituindo-se na maior fonte de degradação do meio ambiente e de proliferação de doenças (AMBIENTE BRASIL, 2006⁴).

O esgotamento sanitário requer não só a implantação de uma rede de coleta, mas também um adequado sistema de tratamento e disposição final. Alternativas de coleta mais baratas que as convencionais vêm sendo implementadas em algumas cidades brasileiras, como o sistema condominial.

⁴ Informação disponível no site Ambiente Brasil (www.ambientebrasil.com.br), na seção "Esgotos, Coleta e Tratamento" referente ao "Saneamento Ambiental", em fevereiro de 2006.

Investir no saneamento do município melhora a qualidade de vida da população, bem como a proteção ao meio ambiente urbano. Combinado com políticas de saúde e habitação, o saneamento ambiental diminui a incidência de doenças e internações hospitalares. Por evitar comprometer os recursos hídricos disponíveis na região, o saneamento ambiental garante o abastecimento e a qualidade da água.

Nas obras de instalação da rede de coleta de esgotos poderão ser empregados os moradores locais, gerando emprego e renda para a população beneficiada, que também pode colaborar na manutenção e operação dos equipamentos.

Conduzido pela administração pública municipal, o saneamento ambiental é uma excelente oportunidade para desenvolver instrumentos de educação sanitária e ambiental, o que aumenta sua eficácia e eficiência. Por meio da participação popular ampliam-se os mecanismos de controle externo da administração pública, concorrendo também para a garantia da continuidade na prestação dos serviços e para o exercício da cidadania.

Apesar de requerer investimentos para as obras iniciais, as empresas de saneamento municipais são financiadas pela cobrança de tarifas (água e esgoto) o que garante a amortização das dívidas contraídas e a sustentabilidade a médio prazo. Como a cobrança é realizada em função do consumo (o total de esgoto produzido por domicílio é calculado em função do consumo de água), os administradores públicos podem implementar políticas educativas de economia em épocas de escassez de água e praticar uma cobrança justa e escalonada.

O esgoto é tratado nas Estações de Tratamento de Efluentes e o tipo de tratamento varia de acordo com a região. A água resultante desse tratamento pode ser reutilizada para fins não nobres, como, por exemplo, alguns usos industriais. Quando não reutilizada, é lançada diretamente nos rios.

Cada estado tem suas próprias leis de controle ambiental. Em São Paulo, quem regula as emissões industriais é a Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (Cetesb). Nesse estado, os limites de emissão de qualquer fonte de poluição nas águas são definidos

de acordo com a classificação anterior da água.

Segundo a publicação da FIESP/CIESP, intitulada “Micro e Pequenas Empresas no Estado de São Paulo e a Legislação Ambiental”, de Junho de 2004, “As águas situadas no território do Estado foram divididas em classes, segundo seus usos preponderantes (Artigo 7º, do Decreto nº 8.468/76 e Resolução CONAMA nº 20, de 18/06/1986). Cada classe de águas corresponde a um grau de pureza de acordo com o nível de tratamento prévio que requer para o abastecimento doméstico. Essa divisão visa estabelecer os efluentes cujo despejo é permitido em cada classe de águas. Nesse sentido, por ocasião do licenciamento do empreendimento, de acordo com a classe a que pertence o corpo d’água que recebe os seus efluentes, afere-se a adequação do efluente que será despejado pelo empreendimento.

Como regra geral, havendo sistema público de esgoto é nele que os efluentes industriais devem ser lançados, e sempre mediante tratamento adequado segundo parâmetros estabelecidos em lei (Artigo 19.a, do Decreto nº 8.468/76). Caso o empreendimento não seja servido por rede pública de água e esgoto, a legislação estabelece limites máximos variáveis para o despejo de substâncias potencialmente prejudiciais à qualidade das águas, segundo a classe a que pertencem as águas em que essas substâncias vão ser despejadas (Artigo 11 e seguintes do Decreto nº 8.468/76).

É um item importante no cotidiano da ação fiscalizadora da CETESB a aferição do tratamento que as indústrias dispensam aos seus efluentes antes de despejá-los quer em corpos d’água (tratamento integral) quer na rede pública de esgotos (pré-tratamento). A CETESB pode delegar a ação fiscalizadora à própria empresa, que a partir de então encaminha periodicamente ao Órgão ambiental relatórios de Auto Monitoramento dos Efluentes Líquidos por ela gerados.”

No caso de constatação de alguma irregularidade, a indústria responsável pela emissão responde por um processo administrativo, que penaliza com multas, paralização ou encerramento das atividades. A indústria, ainda por conta da Lei 9.605/98 (e seu decreto 3.179/99), responde a um processo criminal, que pode resultar em prisão dos funcionários/proprietários responsáveis. Dessa forma, a indústria precisa garantir (por meio

da implantação de uma Estação de Tratamento de Efluentes) que seus efluentes estejam em concordância com as determinações da lei. A cobrança pelo uso da água (Lei nº 9.433 já aprovada), visa justamente evitar que os esgotos sejam lançados nos rios. Quem fizer, pagará por isso. É o conceito do poluidor-pagador. Vale lembrar que sairá mais barato para o empresário tratar do esgoto do que pagar pelo uso da água (AMBIENTE BRASIL, 2005⁵).

2.2 SITUAÇÃO DO TRATAMENTO DE ESGOTO NO BRASIL

De acordo com os resultados da última Pesquisa Nacional de Saneamento Básico – PNSB, realizada no ano de 2000, entre os serviços de saneamento básico, o esgotamento sanitário é o que tem menor presença nos municípios brasileiros. Dos 4.425 municípios existentes no Brasil, em 1989, menos da metade (47,3%) tinha algum tipo de serviço de esgotamento sanitário e, 11 anos mais tarde, os avanços não foram muito significativos: dos 5.507 municípios, 52,2% eram servidos⁶. Apesar de no período de 1989-2000 haver tido um aumento de, aproximadamente, 24% no número de municípios, o serviço de esgotamento sanitário não acompanhou este crescimento, pois aumentou apenas 10%.

Conforme a tabela 2.1, verifica-se que o serviço prestado aos municípios permaneceu primordialmente sob a responsabilidade dos governos locais (35,2% em 1989 e 38,4% em 2000). As modificações mais significativas no período foram o aumento em 18,5% de municípios com serviços prestados por entidades estaduais (11,9% em 1989 para 14,1% em 2000), a maior presença de empresas particulares, e a ausência da atuação federal nos municípios das Grandes Regiões, exceto na Região Nordeste, mesmo assim, em níveis inferiores aos apresentados em 1989.

⁵ Informação disponível no site Ambiente Brasil (www.ambientebrasil.com.br), na seção “Tratamento de Efluentes Industriais”, em agosto de 2005.

⁶ A pesquisa considera “município servido” aquele que apresenta algum tipo de serviço de esgotamento sanitário, independentemente da extensão da rede coletora, do número de ligações ou de economias esgotadas.

Tabela 2.1 - Proporção de municípios com serviço de esgotamento sanitário, por esfera administrativa das entidades, segundo as Grandes Regiões - 2000

Grandes Regiões	Proporção de municípios com serviço de esgotamento sanitário (%)									
	Total		Esfera administrativa							
			Municipal		Estadual		Federal		Particular	
	1989	2000	1989	2000	1989	2000	1989	2000	1989	2000
Brasil	47,3	52,2	35,2	38,4	11,9	14,1	0,7	0,1	0,2	1,0
Norte	8,4	7,1	3,4	3,3	4,0	2,2	0,3	0,0	1,7	1,8
Nordeste	26,1	42,9	22,3	37,9	3,9	5,6	0,6	0,2	0,0	0,6
Sudeste	91,0	92,9	67,6	66,3	22,7	26,8	1,5	0,0	0,2	1,9
Sul	39,1	38,9	28,2	24,5	11,2	15,0	0,1	0,0	0,0	0,1
Centro-Oeste	12,9	17,9	3,7	7,4	9,2	10,1	0,3	0,0	0,0	0,4

Fonte: IBGE, Diretoria de Pesquisas, Departamento de População e Indicadores Sociais, Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 1989/2000.

Embora em um mesmo município possa haver a presença de mais de uma entidade, por vezes de esferas administrativas distintas, a atuação municipal e estadual se distingue de acordo com o tamanho dos municípios. Os municípios de menor porte são, na sua grande maioria, servidos por entidades municipais e nos municípios com maiores concentrações populacionais predominam as entidades estaduais.

Na figura 2.2, verifica-se que em municípios com até 20.000 habitantes e com a população entre 20.001 e 45.000, onde há o serviço de esgotamento sanitário, predomina a atuação de entidades municipais (79,2% e 73,0%, respectivamente). Já em municípios maiores o serviço de esgotamento sanitário fica a cargo, principalmente, de entidades estaduais: municípios com mais de 300.000 habitantes têm mais de três vezes a presença de entidades estaduais prestando serviços do que em municípios com até 20.000 habitantes.

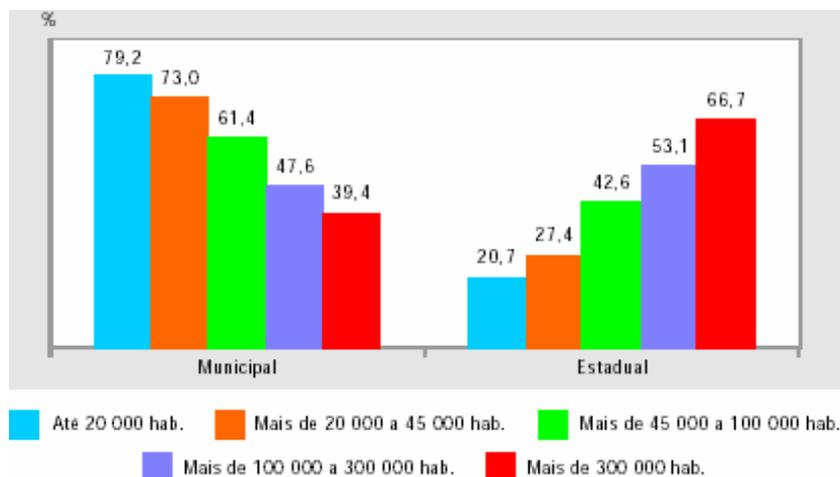


Figura 2.2 - Municípios com serviço de esgotamento sanitário, por estratos populacionais, segundo a esfera administrativa – 2000

Fonte: IBGE, Diretoria de Pesquisas, Departamento de População e Indicadores Sociais, Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2000

No Brasil, segundo a PNSB, apenas 33,5% do número total de domicílios recenseados⁷ são atendidos por rede geral de esgoto. Além disso, os resultados revelam um quadro marcante de desigualdades regionais. O atendimento chega ao seu nível mais baixo na Região Norte, onde apenas 2,4% dos domicílios são atendidos, seguidos das Regiões Nordeste (14,7%), Centro-Oeste (28,1%) e Sul (22,5%). A Região Sudeste apresenta o melhor atendimento, mesmo assim, ele cobre pouco mais da metade dos domicílios da região (53,0%).

A desigualdade dos serviços prestados entre as diferentes áreas do País se reproduz entre os municípios das regiões. A figura 2.3 retrata a diferença nas proporções de domicílios ligados à rede geral de esgoto de acordo com o tamanho da população dos municípios. Em geral, quanto maior a população do município maior a proporção de domicílios com serviço de esgoto. No Brasil, os municípios com mais de 300.000 habitantes têm quase três vezes mais domicílios ligados à rede geral de esgoto do que os domicílios em municípios com população de até 20.000 habitantes. Entre as regiões, no entanto, embora permaneça a tendência geral do País, a desigualdade da prestação do serviço de rede geral é bem diferenciada dependendo do tamanho da população do município. Na Região Sudeste as diferenças de domicílios servidos não apresentam grandes disparidades: 16,6 pontos

⁷ O total de domicílio inclui aqueles ocupados, vagos, fechados e de uso ocasional.

percentuais separam a proporção de domicílios com rede geral de esgoto dos municípios de grande porte em relação aos pequenos (58,7% em municípios com mais de 300.000 habitantes e 42,1% para aqueles com até 20.000 habitantes). No Nordeste, os municípios com mais de 300.000 habitantes têm 3,4 vezes mais domicílios com rede geral do que os municípios com 20.000 habitantes. A maior disparidade de domicílios servidos em municípios de grande e pequeno portes encontra-se na Região Centro-Oeste. Nesta região, os municípios com população acima de 300.000 têm, aproximadamente, 20 vezes mais domicílios com rede geral de esgoto do que os municípios com 20.000 habitantes (56,7% e 2,6%, respectivamente).

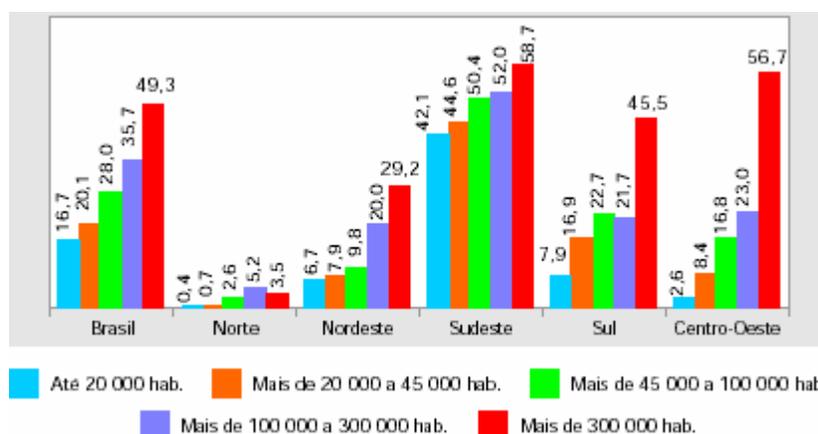


Figura 2.3 - Proporção de economias residenciais esgotadas, por estratos populacionais, segundo as Grandes Regiões – 2000

Fonte: IBGE, Diretoria de Pesquisas, Departamento de População e Indicadores Sociais, Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2000

Se a desigualdade de serviço domiciliar de rede geral de esgoto está relacionada ao tamanho da população dos municípios, os distintos estágios de desenvolvimento do País explicam as diferenças inter-regionais encontradas. Os municípios do Sudeste com população de até 20.000 habitantes têm 44% a mais de domicílios com rede geral de esgoto do que os municípios do Nordeste com mais de 300.000 habitantes e quase a mesma proporção dos domicílios da Região Sul. Comparando-se municípios de mesmo porte, os domicílios em municípios com até 20.000 habitantes do Sudeste têm cinco vezes mais ligações de rede geral do que os do Nordeste e pouco mais de 15 vezes do que os do Centro-Oeste.

A situação do esgotamento sanitário dos municípios ainda tem um longo caminho a percorrer para atingir uma condição satisfatória. Conforme a tabela 2.2, 47,8% dos municípios brasileiros não têm coleta de esgoto. O Norte é a região com a maior proporção de municípios sem coleta (92,9%), seguido do Centro-Oeste (82,1%), do Sul (61,1%), do Nordeste (57,1%) e do Sudeste (7,1%). Os municípios que têm apenas serviço de coleta superam a proporção daqueles que coletam e tratam o esgoto (32,0% e 20,2%, respectivamente). No Sudeste, a região do País com a maior proporção de municípios com esgoto coletado e tratado, somente um terço deles apresenta uma condição adequada de esgotamento sanitário.

Tabela 2.2 - Proporção de municípios, por condição de esgotamento sanitário, segundo as Grandes Regiões - 2000

Grandes Regiões	Proporção de municípios, por condição de esgotamento sanitário (%)		
	Sem coleta	Só coletam	Coletam e tratam
Brasil	47,8	32,0	20,2
Norte	92,9	3,5	3,6
Nordeste	57,1	29,6	13,3
Sudeste	7,1	59,8	33,1
Sul	61,1	17,2	21,7
Centro-Oeste	82,1	5,6	12,3

Fonte: IBGE, Diretoria de Pesquisas, Departamento de População e Indicadores Sociais, Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 1989/2000.

Entre 1989 e 2000, o serviço de saneamento nos municípios cresceu em apenas 10% e os esforços das entidades se voltaram para a ampliação do tratamento do esgoto coletado. No período, houve um aumento de 77,4% no tratamento do esgoto coletado pelas empresas, passando de 19,9% para 35,3%. Foram os municípios com população entre 45.001 e 100.000 os que apresentaram maior crescimento relativo no volume de esgoto tratado (169,4%). Nos municípios de maior porte, o aumento foi também significativo (84,6%), embora estes municípios não cheguem a tratar nem a metade do esgoto coletado.

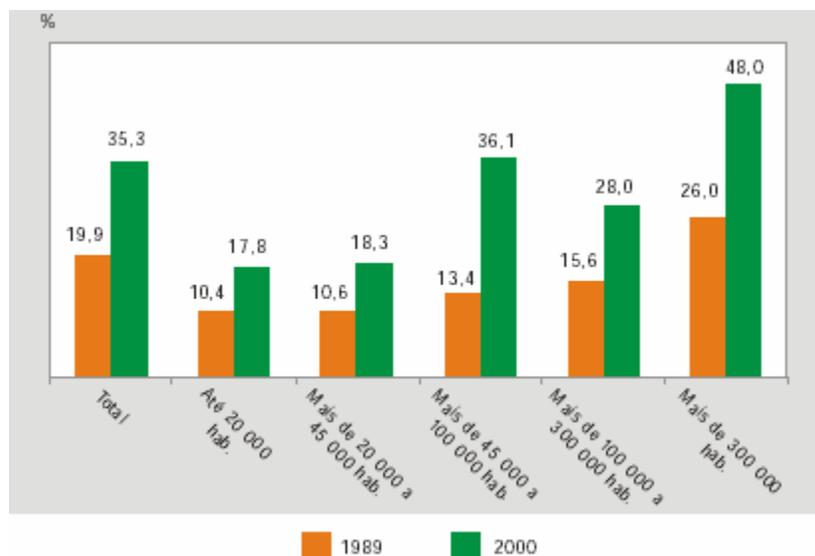


Figura 2.4 - Volume diário de esgoto tratado, segundo os estratos populacionais - 1989/2000

Fonte: IBGE, Diretoria de Pesquisas, Departamento de População e Indicadores Sociais, Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2000

Se a cobertura do serviço de esgotamento sanitário é reduzida e o tratamento do esgoto coletado não é abrangente, o destino final do esgoto sanitário contribui ainda mais para um quadro precário do serviço. Os distritos brasileiros com coleta de esgoto sanitário se dividem entre os 1/3 que tratam o esgoto coletado (33,8%) e os quase 2/3 que não dão nenhum tipo de tratamento ao esgoto produzido (66,2%). Nestes distritos, o esgoto é despejado *in natura* nos corpos de água ou no solo, comprometendo a qualidade da água utilizada para o abastecimento, irrigação e recreação. Do total de distritos que não tratam o esgoto sanitário coletado, a grande maioria (84,6%) despeja o esgoto nos rios, sendo os distritos das Regiões Norte e Sudeste os que mais se utilizam desta prática (93,8% e 92,3%, respectivamente).

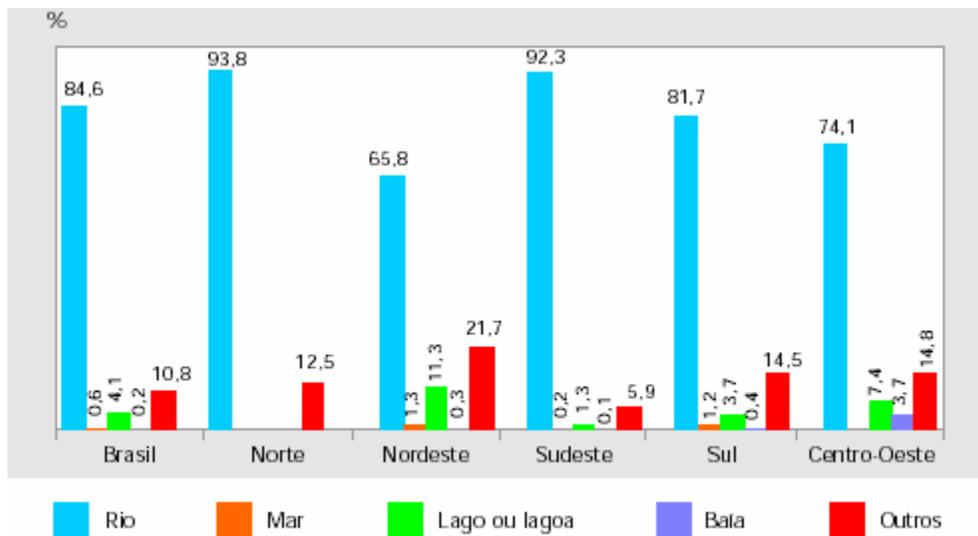


Figura 2.5 - Proporção de distritos sem tratamento de esgoto sanitário, por tipo de corpo receptor, segundo as Grandes Regiões - 2000

Fonte: IBGE, Diretoria de Pesquisas, Departamento de População e Indicadores Sociais, Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2000

Em 1981, a meta definida pelo Plano Nacional de Saneamento – PLANASA para a década de 1980 de atender a 65% da população com serviço de esgotamento sanitário, quase 20 anos mais tarde, não se tornou realidade. Os avanços ocorridos entre 1989 e 2000 foram localizados em municípios de maior porte, principalmente naqueles das regiões mais desenvolvidas.

3 CONCEITOS BÁSICOS DO BIOGÁS

3.1 HISTÓRICO DO BIOGÁS

Atribui-se o nome de biogás à mistura gasosa, combustível, resultante da fermentação anaeróbia da matéria orgânica. A proporção de cada gás na mistura depende de vários parâmetros, como o tipo de biodigestor e o substrato a digerir. De qualquer forma, esta mistura é essencialmente constituída por metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2), estando o seu poder calorífico⁸ diretamente relacionado com a quantidade de metano existente na mistura gasosa. O biogás pode ser proveniente de resíduos sólidos ou líquidos, de origem rural, urbano ou industrial (CENBIO, 2004).

Tudo leva a crer que o gás dos pântanos, como era chamado, foi descoberto por Shirley em 1667 (CLASSEN et al, 1999). No entanto, foi só um século mais tarde que Volta reconheceu a presença de metano no gás dos pântanos. Já no século XIX, Ulysse Gayon, aluno de Louis Pasteur, realizou a fermentação anaeróbia de uma mistura de estrume e água, a 35 °C, conseguindo obter 100 litros de gás por m^3 de matéria.

Em 1884, Louis Pasteur, ao apresentar à Academia das Ciências os trabalhos do seu aluno, considerou que esta fermentação podia constituir uma fonte de aquecimento e iluminação.

Entretanto, na Índia, a idéia de aproveitar o gás metano produzido por digestão anaeróbia, já não era estranha. Remonta ao século passado, mais propriamente ao ano de 1859, quando em uma colônia de leprosos, em Bombaim, se realizou a primeira experiência de utilização direta de biogás. Cerca de 30 anos depois, em 1895, teve lugar a primeira experiência européia, com a utilização do biogás para iluminação de algumas ruas da cidade de Exter, na Inglaterra, a que se seguiram outras experiências, motivadas principalmente pelo entusiasmo inicial que este processo atingiu.

⁸ “Poder calorífico” ou “calor de reação” representam a quantidade de calor transferida da câmara durante a combustão ou reação a temperatura constante. O Poder Calorífico Superior ou PCS é a quantidade de calor transferida com a água presente nos produtos de combustão no estado líquido. Já o Poder Calorífico Inferior ou PCI é a quantidade de calor transferida com a água presente nos produtos de combustão no estado vapor (Van Wylen, 1995).

Apesar disso, este combustível não conseguiu substituir os tradicionais. Como tal, a exploração do biogás tem sido bastante reduzida, limitando-se a alguns casos esporádicos. Foi apenas nos anos 40, devido a carências energéticas significativas, provocadas pela II Guerra Mundial, que o biogás voltou a ser utilizado, quer na cozinha e no aquecimento das casas, quer para alimentação de motores de combustão interna.

Nas décadas de 50 e 60, a relativa abundância das fontes de energia tradicionais, desencorajou a recuperação do biogás na maioria dos países desenvolvidos, e apenas em países com poucos recursos de capital e energia, como a Índia e a China, o biogás desempenhou um papel de certa importância, sobretudo em pequenos aglomerados rurais.

A partir da crise energética dos anos 70, o gás metano dos digestores anaeróbios voltou a despertar o interesse geral conduzindo a um aumento da sua produção nos países europeus.

Até há pouco tempo, o Biogás era simplesmente encarado como um subproduto, obtido a partir da decomposição anaeróbia (sem presença de oxigênio) de lixo urbano, resíduos animais e de lamas provenientes de estações de tratamento de efluentes domésticos. No entanto, o aquecimento da economia nos últimos anos e a subida acentuada do preço dos combustíveis convencionais têm encorajado as investigações na produção de energia a partir de novas fontes alternativas e economicamente atrativas, tentando sempre que possível, criar novas formas de produção energética que possibilitem a redução do uso dos recursos naturais esgotáveis.

A produção de energia elétrica a partir de biogás é uma prática corrente em vários setores da economia. No setor agrícola, por exemplo, as granjas de suínos utilizam o processo de digestão anaeróbica para tratar as águas residuais da limpeza das pocilgas e produzir biogás para, em seguida, convertê-lo em energia elétrica ou energia térmica. No cenário urbano, atualmente, a geração de energia elétrica a partir do biogás está em expansão, principalmente nos aterros sanitários.

A geração de metano por bactérias, denominada metanogênese, é o último estágio de degradação da matéria orgânica, quando microorganismos devolvem os produtos dessa

decomposição ao meio ambiente. Aproximadamente 90% do metano emitido para a atmosfera deriva de fontes biogênicas, ou seja, da decomposição de biomassa, o remanescente é de origem fóssil, por exemplo processos petroquímicos (ALVES, 2000).

Frente ao grande volume de resíduos provenientes das explorações agrícolas e pecuárias, assim como aqueles produzidos por matadouros, destilarias, fábricas de laticínios, tratamentos de esgotos domésticos e aterros sanitários, a conversão energética do biogás se apresenta como uma solução que agrega ganho ambiental e redução de custos à medida que reduz o potencial tóxico das emissões de metano ao mesmo tempo em que produz energia elétrica.

Assim, o tratamento desses efluentes pode processar-se por intermédio da fermentação anaeróbia que, além da capacidade de neutralizar os resíduos, permite valorizar um produto energético e ainda obter um fertilizante, cujas disponibilidades contribuem para a amortização dos custos da tecnologia instalada.

3.2 PROCESSO DE FORMAÇÃO DO BIOGÁS

Os processos de fermentação anaeróbia que produzem metano foram, desde sempre, utilizados pelo homem para o tratamento dos esgotos, nos sistemas conhecidos por "fossas sépticas". Estas serviam quer para tratar os esgotos domésticos de pequenas comunidades, quer os resíduos da indústria agro-alimentar ou agropecuária. Com o passar dos tempos, estes sistemas simplificados de tratamento evoluíram nos países desenvolvidos, no final do século passado, quando começaram a ser utilizados os chamados "digestores", para efetuar a estabilização das lamas resultantes da sedimentação primária e do tratamento biológico aeróbio dos esgotos.

Vários foram os sistemas de digestão concebidos, sendo grande o número de digestores diferentes que existem. No entanto, distinguem-se dois tipos principais de digestores: os contínuos e os descontínuos.

Num sistema contínuo, a matéria orgânica é introduzida na cuba de fermentação, com uma

determinada taxa de diluição (a qual depende do tipo de matéria orgânica a fermentar), onde fica retida durante vários dias. O tempo de retenção resulta de um certo compromisso entre o volume de gás a produzir, o grau de digestão que se pretende e a temperatura de funcionamento. Depois de carregada a cuba e iniciada a fermentação, impõe-se a estabilização do sistema. É imperativa a verificação de todos os parâmetros como o pH, temperatura, qualidade do efluente, produção e qualidade do gás.

Ao contrário do sistema contínuo, o funcionamento do sistema descontínuo não é regular. Assim, a cuba de fermentação é totalmente carregada periodicamente. Neste processo, o fator diluição não é considerado um problema, já que a matéria orgânica é fermentada praticamente sem adição de água. O processo inicia-se com uma fase de fermentação aeróbia, fortemente exotérmica, que permite a degradação das moléculas pouco polimerizadas e que podem ser um fator de acidificação do meio. A duração desta fermentação é de 2 a 8 dias, seguindo-se a fermentação anaeróbia durante um período de 30 a 40 dias. Neste tipo de fermentação a temperatura é um fator menos crítico. Em relação aos outros fatores, pouco se poderá fazer durante a fermentação. Se houver problemas durante o processo, a melhor opção é começar novamente. No entanto a experiência diz que se trata de um processo simples, que normalmente funciona bem. A produção de gás é irregular e o volume produzido é da ordem dos 60 m³ por tonelada de matéria bruta.

A digestão anaeróbia é um processo em que algumas espécies de bactérias, que atuam na ausência de oxigênio, atacam a estrutura de materiais orgânicos complexos, para produzir compostos simples: metano, dióxido de carbono, deixando na solução aquosa subprodutos como amônia, sulfetos e fosfatos extraindo, em simultâneo, a energia e os compostos necessários para o seu próprio crescimento.

A transformação da matéria orgânica em diversas substâncias químicas, no decurso da fermentação anaeróbia, processa-se através de uma cadeia de degradações sucessivas devidas a diferentes tipos de bactérias. Essencialmente distinguem-se duas fases nos processos de fermentação. A primeira fase é uma transformação das moléculas orgânicas em ácidos gordos, sais ou gás. A segunda é a transformação destes numa mistura gasosa essencialmente constituída por metano e dióxido de carbono.

A atividade enzimática das bactérias depende intimamente da temperatura. Ela é fraca a 10 °C e nula acima dos 65 °C. A faixa dos 20 °C a 45 °C, corresponde à fase mesófila, enquanto que entre os 50 °C e os 65 °C, temos a fase termófila. A opção por uma temperatura de trabalho terá de resultar do compromisso entre o volume de gás a produzir, o grau de fermentação e o tempo de retenção. Na fase mesófila, as variações de temperatura são aceitáveis desde que não sejam bruscas. O mesmo não acontece com a fase termófila, onde as variações não são aconselháveis. Todavia, ela permite cargas mais elevadas e um tempo de retenção menor, com maiores taxas de produção de gás.

Outro parâmetro que influencia a digestão anaeróbia é o pH do meio. Em meio ácido, a atividade enzimática das bactérias é anulada. Num meio alcalino, a fermentação produz anidrido sulfuroso e hidrogênio. A digestão pode efetuar-se entre os pHs de 6,6 e 7,6, encontrando-se o ótimo a pH = 7 (neutro).

Em relação à matéria a fermentar, há que levar em consideração a relação carbono/nitrogênio (C/N), que deve ter um valor compreendido entre 30 e 35. Acima deste valor, o processo é pouco eficaz, já que as bactérias não têm possibilidade de utilizar todo o carbono disponível. Para um valor baixo corre-se o perigo de aumentar a quantidade de amoníaco, que pode atingir os limites da toxicidade. É de considerar também a presença de fósforo, já que a sua ausência, conduz à interrupção da fermentação (REVISTA ANALYTICA - Fevereiro/Março 2005 - Nº15).

A presença de matérias tóxicas, detergentes e outros produtos químicos, devem ser evitados ao máximo, pois basta uma concentração muito baixa destes produtos, para provocar a intoxicação e morte das bactérias.

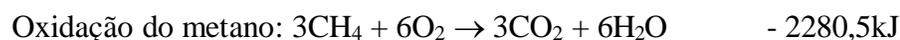
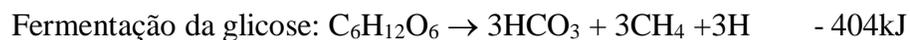
Durante a degradação anaeróbia da matéria orgânica num ambiente em que a disponibilidade dos elétrons inorgânicos receptores é limitante, o material orgânico serve para ambos como elétron doador e elétron receptor, resultando na produção de dióxido de carbono (CO₂) e gás metano (CH₄).

No processo de digestão anaeróbia, a energia química presente na composição orgânica é

largamente conservada como metano. Se a glicose é fermentada metanogenicamente, a energia livre de Gibbs⁹ sobre condições normais tem uma variação de $\Delta G_0 = - 404 \text{ kJ/mol}$.

No entanto, a oxidação do metano formado por mol de glicose irá produzir um $G_0 = - 760,2 \text{ kJ/mol}$.

Então, no total:



Fonte: Costa *et al.*, 2001

Portanto, é evidente notar que a reação de oxidação do metano (CH_4) é uma reação altamente exotérmica, sendo capaz de liberar uma quantidade ainda maior de energia quando comparada com a fermentação da glicose.

Do ponto de vista tecnológico é importante notar que uma conversão metanogênica completa ocorre pela mistura de comunidades microbianas produzindo metano como único produto orgânico reduzido. A figura a seguir mostra as diferentes fases do processo de digestão anaeróbia.

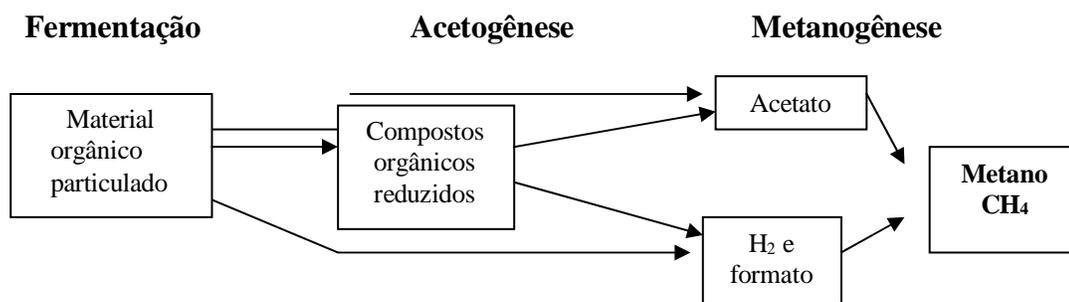


Figura 3.1 – Fases do processo de digestão anaeróbia

Fonte: Classen et al.,1999

⁹ “A função de Gibbs ($G = U + pV - TS$) é propriedade importante na análise termodinâmica das reações químicas porque, à temperatura e pressão constantes (condições sob as quais ocorrem muitas reações químicas), ela é a medida do potencial químico, ou da “força” que faz com que a reação se processe” (Van Wylen, 1995).

No processo de digestão anaeróbia, biopolímeros como polissacarídeos, proteínas, ácidos nucleicos e gorduras são primeiramente hidrolisados por enzimas extracelulares.

Os monômeros e oligômeros que são formados, como os açúcares, aminoácidos, purinas, pirimidinas, e glicerol são fermentados por uma extensa variedade de diferentes tipos de bactérias. Os produtos que são formados incluem H_2 , formatos e acetatos, que podem ser convertidos por metanogêneses, propionatos, butiratos e ácidos graxos superiores (Costa *et al.*, 2001).

Sobre condições moderadas, 70% do metano é formado pela clivagem do acetato, enquanto 30% do metano é derivado do $H_2 + CO_2$ ou formatos. Em altas temperaturas ($60^\circ C - 70^\circ C$) mais metano é formado por $H_2 + CO_2$, porque sobre altas temperaturas o acetato se oxida anaerobiamente para $H_2 + CO_2$ (Costa *et al.*, 2001).

Segundo Costa et al., 2001, a quantidade de biogás gerado varia sob a influência de fatores como:

- Composição dos resíduos: quanto maior a porcentagem de material orgânico no resíduo, maior o potencial de geração de metano e vazão de biogás (Mg/ano);
- Ambiente anaeróbio: para que haja produção de biogás, a matéria orgânica deve sofrer decomposição em ambiente sem oxigênio. No caso de aterro sanitário, pode-se cobrir os resíduos com terra, ou com o próprio resíduo, criando condições anaeróbias nas camadas inferiores dos Lugares de Deposição dos Resíduos Sólidos Urbanos ou LDRS. No caso do tratamento de esgoto, o lodo deve permanecer em compartimentos denominados biodigestores;
- Umidade: a umidade é essencial à vida das bactérias decompositoras. Ela depende da umidade inicial do resíduo e da água produzida na decomposição;
- Acidez e temperatura as bactérias metanogênicas atingem maior produtividade a pH entre 6,8 e 7,2, e temperaturas entre 32 e 35 °C. Tipicamente, a própria decomposição fornece calor suficiente para que ocorra a metanogênese nos LDRS ou nos biodigestores no caso de esgoto.

Devido à decomposição natural de resíduos sólidos sob condições anaeróbias, os LDRS são uma fonte de emissões de metano. Estima-se que em todo o planeta essas emissões atinjam 20 a 70 milhões de toneladas de CH_4 ao ano (ALVES, 2000).

3.3 CARACTERÍSTICAS DO BIOGÁS

O tratamento de resíduos, tanto sólidos quanto líquidos, empregando a tecnologia de degradação anaeróbia, promove a geração de biogás.

O biogás é uma mistura dos seguintes gases:

- metano (CH_4): de 50 a 90% vol
- gás carbônico de (CO_2): 10 a 50% vol
- outros gases: de 1 a 5% vol, divididos em:
 - hidrogênio (H_2): de 0 a 1% vol;
 - gás sulfídrico (H_2S): de 0 a 3% vol;
 - oxigênio (O_2) + nitrogênio (N_2): de 0 a 1% vol.

Fonte: ALVES, 2000

O estudo da viabilidade de emprego do biogás normalmente se inicia pela avaliação de equivalência energética entre o biogás e o combustível a ser substituído. Além do poder calorífico, é necessário que se observem outras propriedades como presença de contaminantes, acidez e pressão. Tais considerações contribuem para uma previsão adequada das adaptações necessárias ao emprego do biogás, quer seja como único recurso energético ou como combustível complementar.

A tabela a seguir compara características de vários combustíveis e contempla também valores de massa específica e poder calorífico, tanto o inferior (água em forma de vapor) quanto o superior (água na forma líquida).

Tabela 3.1 – Características de vários combustíveis

Combustível	Massa Específica kg/Nm ³	Poder Calorífico	
		Inferior	Superior
		kcal/kg	kcal/kg
Petróleo	867	10.200	10.900
Carvão vapor	n.d.	4.000	4.460
Carvão metalúrgico	n.d.	7.425	7.700
Lenha	390	2.530	3.300
Cana de açúcar	n.d.	917	1.030
Óleo Diesel	851	10.180	10.750
Óleo combustível	999	9.547	10.900
Gasolina	738	10.556	11.230
GLP	552(liq.) 2,29(gás)	11.026	11.750
Nafta	704	10.462	11.320
Querosene	787	10.396	11.090
Gás canalizado	n.d.	4.230	4.700
Gás de coqueria	n.d.	4.400	4.500
Coque de carvão mineral	n.d.	6.900	7.300
Lixívia	2.100	n.d.	3.030
Carvão vegetal	250	6.115	6.800
Álcool anidro	791	6.400	7.090
Álcool hidratado	809	5.950	6.650
Bagaço de cana	n.d.	1.777	2.257
Gás de refinaria	0,78	8.272	8.800
Gás natural	n.d.	8.554	9.400

n.d. = não disponível

No caso de gases trata-se de Nm³, nas CNTP - Condições Normais de Temperatura e Pressão (1 atm, 0 °C)

* A composição do biogás é função direta da quantidade de matéria orgânica presente nos resíduos.

Fonte: Alves, 2000

Como qualquer outro gás, as características do biogás dependem da pressão, temperatura, umidade, concentração de metano e concentração de gases inertes e/ou ácidos. A tabela a seguir apresenta a variação do poder calorífico em relação à composição do biogás.

Tabela 3.2 – Variação do poder calorífico em relação à composição do biogás

Composição Química do Biogás	Peso Específico (kg/Nm ³)	Poder Calorífico Inferior (kcal/kg)
10% CH ₄ , 90% CO ₂	1,8393	465,43
40% CH ₄ , 60% CO ₂	1,4643	2.338,52
60% CH ₄ , 40% CO ₂	1,2143	4.229,98
65% CH ₄ , 35% CO ₂	1,1518	4.831,14
75% CH ₄ , 25% CO ₂	1,0268	6.253,01
95% CH ₄ , 05% CO ₂	0,7768	10.469,60
99% CH ₄ , 01% CO ₂	0,7268	11.661,02

Fonte: Avellar, 2001

O biogás pode ser usado nas condições em que é gerado e, dependendo da aplicação, pode ser necessária a redução da concentração de H₂S, CO₂, redução da umidade ou mesmo a elevação da pressão.

Assim, a tabela 3.3 mostra as principais características físico-químicas do gás natural que podem ser tomadas como referência em análises visando o aproveitamento energético do biogás.

A relação entre massa e volume do CH₄ puro é de 0,6 kg/Nm³. Energeticamente o biogás purificado corresponde ao GNC (Gás Natural Combustível), sendo que seu poder calorífico é menor quanto maiores forem as proporções de contaminantes na mistura que o compõe. Em linhas gerais este poder calorífico é igual a 5.000 kcal/Nm³ (para biogás com 60% de CH₄ e 40% de CO₂), o que corresponde a um litro de óleo Diesel (ETSU apud ALVES, 2000).

As características do biogás mudam de acordo com sua composição, logo a composição dos gases de exaustão é consequência da composição do combustível, e também das condições de uso do mesmo. Levando em conta sua composição média e a realização da combustão em presença de ar atmosférico, poderão existir nos fumos da combustão SO_x, NO_x e CO, entre outros poluentes.

Tabela 3.3 – Características do Gás Natural Combustível

Características ⁽¹⁾	Unidade	Grupos energéticos			Métodos
		B (baixo)	M (médio)	A (alto)	
Poder Calorífico Superior (PCS)	kcal/Nm ³	8.000 a 9.000	8.000 a 10.200	10.000 a 12.500	ASTM D 3588
Densidade relativa ao ar	---	0,54 a 0,60	0,55 a 0,69	0,66 a 0,82	ASTM D 3588
Teor de ácido sulfúrico (H ₂ S), máximo	mg/m ³	20	20	20	ASTM D 5504 ou ISO 6326-3
Teor de enxofre (H ₂ S e enxofre mercaptídico), máximo	mg/m ³	80	80	80	ASTM D 5504 ou ISO 6326-3
Teor de dióxido de carbono (CO ₂), máximo ⁽²⁾	% volume	2	2	2	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de inertes, máximo ⁽³⁾	% volume	4	4	4	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de oxigênio (O ₂), máximo	% volume	0,5	0,5	0,5	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Ponto de orvalho em água, 1atm, máximo ⁽⁴⁾	°C	-45	-45	-45	ASTM D 5454

OBS: (1) - Limites especificados são valores referidos a 20 °C a 101,33 kPa (1atm), exceto onde indicado;

(2) - Para as regiões norte e nordeste, admite-se 3,5%;

(3) - Para as regiões norte e nordeste, admite-se 6,0%;

(4) - Para as regiões norte e nordeste, admite-se -3,9%.

Fonte: ANP apud Alves, 2000

O biogás pode ser utilizado de várias formas:

- Funcionamento de motores, geradores, motopicleiras, resfriadores de leite, aquecedor de água, geladeira, fogão, iluminação, lança-chamas
- Substituição do gás liquefeito de petróleo na cozinha

Nas propriedades agrícolas, o biogás pode ser produzido em aparelhos simples chamados biodigestores. Os resíduos que sobram em um biodigestor agrícola ainda pode ser utilizado como fertilizante.

3.4 PURIFICAÇÃO DO BIOGÁS

Os sistemas de limpeza de gases são desenvolvidos para corrigir as propriedades naturais do biogás para que o mesmo atenda as especificações técnicas dos equipamentos de conversão.

A presença de substâncias não combustíveis no biogás, como água e dióxido de carbono, prejudica o processo de queima tornando-o menos eficiente, estas substâncias entram no lugar do combustível no processo de combustão e absorvem parte da energia gerada. Pode ocorrer combustão incompleta, falha de alimentação, perda de potência e corrosão precoce provocada pela presença do ácido sulfídrico (H_2S), diminuindo tanto o rendimento quanto a vida útil do motor térmico.

A composição do biogás é variável e ele é um gás ácido. A maioria dos digestores anaeróbios produz um biogás que contém entre 0,3 e 2% de H_2S e significantes quantidades de mercaptanas, observando-se também a presença de traços de nitrogênio e hidrogênio (AJAX ENGINES apud Alves, 2000).

Existem diferentes alternativas de purificação aplicáveis ao biogás, devendo ser definida a mais adequada para a aplicação energética que se pretende. Por exemplo, para a aplicação no ramo automotivo, é necessária uma etapa de purificação onde o biogás passa por um filtro de óxido de ferro, responsável pela retirada dos traços de enxofre. Livre do H_2S o biogás é enviado ao compressor de baixa pressão, que tem por finalidade forçar a passagem do biogás através de uma torre de absorção de CO_2 . Nesta torre, água pressurizada é pulverizada em pequenas gotículas para facilitar a absorção do CO_2 . Este processo resultará na dissolução do CO_2 , formando H_2CO_3 , que é enviado para a caixa de eliminação, que tem por finalidade separar o gás carbônico da água, onde o CO_2 é liberado para a atmosfera. Após este processo a água é recalçada para a torre de absorção e o metano purificado é submetido ao processo de armazenamento.

Devido ao modo como é gerado o biogás contém alto teor de umidade. Qualquer resfriamento do gás durante o processo freqüentemente causa condensação da fase líquida

quando o gás entra no equipamento de conversão, sendo crítica a situação ao se tratar de turbinas a gás. A remoção do condensado, seguida do aquecimento do gás, produz um gás seco cuja temperatura é superior ao seu ponto de orvalho. O mesmo efeito pode ser criado pelo uso de um dissecante. Comprimindo o gás seco, e resfriando-o em seguida, produz mais condensado. Mais uma vez, o gás deve ser resfriado, separado e reaquecido, ou passado por um dissecante.

Além disso, fabricantes de microturbinas nos EUA perceberam recentemente a presença de uma impureza no biogás até então desconhecida. Trata-se da siloxina, um composto de sílica proveniente de produtos de higiene pessoal e cosméticos, cuja fórmula estrutural é mostrada na figura 3.2.. Sua presença, na ordem de ppb (partes por bilhão) acarreta, ao longo do tempo, problemas nos rotores de turbinas e motores pela formação de grãos de sílica (areia) no interior dos equipamentos, devido à elevada temperatura (CAPSTONE, 2001). Esta substância apresenta baixa solubilidade em água e se aglomera nos sólidos transferidos aos digestores das estações de tratamento de esgoto.

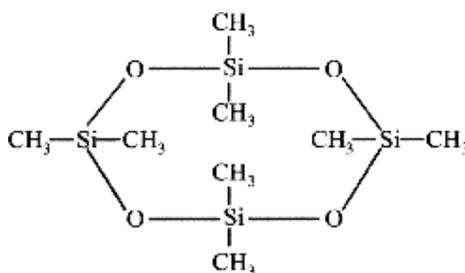


Figura 3.2 – Fórmula Estrutural da Siloxina

Fonte: CAPSTONE, 2001

Como o biogás, que contém siloxina, é queimado, o silício reage com o oxigênio formando dióxido de silício, mais conhecido como sílica. As partículas de sílica são abrasivas e possuem elevado ponto de fusão.

Mostra-se na tabela a seguir um resumo de diversas alternativas de purificação possíveis, sendo que seus custos variam de acordo com a disponibilidade tecnológica e de materiais da localidade.

Tabela 3.4 – Técnicas de remoção de impurezas do biogás

Impureza	Descrição geral	Detalhes
Água ¹	Adsorção	Silica gel
		Peneira molecular
	Absorção	Alumina
		Etileno glicol
		(temperatura -6,7°C)
Refrigeração	Selexol	
	Resfriamento a 2°C	
Hidrocarbónetos ¹	Adsorção	Carvão ativado
		Óleo leve
	Absorção	Etileno glicol
		Selexol
		(temperatura entre -6,7°C e -33,9°C)
Combinação	Refrigeração com Etileno glicol e adsorção em carvão ativado	
CO ₂ e H ₂ S ¹	Absorção	Solventes orgânicos
		Selexol
		Flúor
		Rectisol
		Soluções de sais alcalinos
	Absorção	Potássio quente e potássio quente inibido
		Alcanolaminas
		Mono, di - tri - etanol amina
	Adsorção	Deglicolamina
		Ucarsol-CR
Separação por membranas	Peneiras moleculares	
	Carvão ativado	
Siloxina ²	Adsorção	Membrana de fibra oca
		Carvão ativado

Fonte: ¹ALVES,2000; ²CAPSTONE, 2001

3.5 EXEMPLOS DE PLANTAS EXISTENTES NO BRASIL E NO MUNDO

A recuperação do biogás, associada ao seu uso energético, pode colaborar para o aumento da eficiência ambiental e energética dos sistemas de tratamento de esgotos, uma vez que

um subproduto do processo, o biogás, retorna ao sistema na forma de matéria prima, energia. Algumas das alternativas tecnológicas encontradas na literatura propondo a solução ao gerenciamento dos resíduos do processo de tratamento de esgoto, como a utilização de turbinas a gás, embora bastante conhecidas, sofrem grande rejeição por apresentarem elevado custo de implantação, em função da necessidade de investimentos elevados para a limpeza do biogás e dos gases de exaustão.

Atualmente o maior projeto de geração de energia elétrica a partir de biogás do país está instalado no aterro Bandeirantes em São Paulo, com capacidade instalada de 20 MW.

3.5.1 NO BRASIL

O biogás gerado nas estações de tratamento anaeróbio de esgotos é mais rico em metano que o similar produzido em aterros sanitários. Exemplo disso é constatado na ETE de Barueri, cujo biogás produzido contém cerca de 66,5% de metano em sua composição média, o que equivale ao potencial de geração de 2,5MW e corresponde a 1/4 da capacidade instalada média demandada pela unidade, ou seja, de 10 MW.

Craveiro (1984) levantou algumas pesquisas com vinhaça, em andamento, na década de 80, em escala de laboratório, ou como planta piloto no CENPES (PETROBRÁS), COPPE - UFRJ, CETESB e IPT. Nesse mesmo trabalho, o autor mostra algumas aplicações do gás produzido: nas caldeiras das indústrias de açúcar e álcool e nos veículos da própria destilaria, após a remoção do gás carbônico.

No início da década de 90, foi realizado pela Prefeitura de Piracicaba, com apoio da Dedini, Codistil e da CETESB, um estudo da viabilidade de recuperação de biogás a partir desse efluente para uso na frota municipal de ônibus. Além da vinhaça, rica em potássio, ser usada para fazer fertirrigação do solo para a produção da cana-de-açúcar pela Usina Canavieira, o empreendimento poderia servir-se desse subproduto para gerar energia por digestão anaeróbia. O estudo foi apresentado na Rio-92, mas não implantado devido à queda no preço do óleo Diesel, o que tornava mais atrativo o uso desse combustível.

Em 1986, a experiência foi implementada com sucesso na Usina São João, na cidade de São João da Boa Vista, substituindo o combustível de sua frota própria. Com a interrupção da produção de álcool, a Usina hoje só produz açúcar, tendo assim finalizado sua produção de vinhaça, e conseqüentemente de biogás.

Na usina São Martinho foram desenvolvidos estudos técnicos e econômicos (1995), visando o aproveitamento energético do biogás. Foram estudadas as seguintes alternativas: queima em caldeiras para substituição de álcool e bagaço; geração de gás quente para secagem de leveduras em “spray-dryer”; substituição de óleo diesel em caminhões e geração de energia elétrica em turbina a gás. A usina optou pela secagem de levedura após avaliar os respectivos retornos financeiros, a disponibilidade de tecnologia, equipamentos e mercado.

Com relação aos resíduos gerados no meio rural considera-se que, além da potencial conversão em biogás, estes resíduos também podem permitir o aproveitamento energético indireto, através do seu uso para adubação, o que implica em economia da energia utilizada na fabricação do adubo.

De forma geral merecem destaque, para a geração de biogás, as produções de bovinos, suínos e aves. Essas são grandes geradoras de dejetos e, conseqüentemente, apresentam grande potencial de geração de biogás.

Por exemplo, um pequeno rebanho composto por 100 vacas em ordenha pode produzir 2.500 kg de estrume ao dia, gerando 100 m³ de biogás, energia equivalente a três botijões de GLP. Este resultado implica em potenciais ganhos anuais de R\$ 24.000,00 devidos à produção de biogás e outros R\$40 mil devidos à produção de fertilizantes. Vale lembrar que o rebanho nacional é de 40 milhões de bovinos para ordenha e outros 120 milhões de bovinos para corte (Nota Técnica VII – CENBIO, 2001).

A suinocultura e avicultura são igualmente promissoras. Por exemplo, com 1.000 suínos produzem-se diariamente 2.500 kg de estrume, o que equivale a 225 m³ de biogás, correspondendo a 7,5 botijões de GLP. Os potenciais ganhos são de R\$ 54.000,00, devido à

produção do biogás, e outros R\$ 70.000,00 devidos à produção de fertilizantes. Analogamente, no Brasil existem aproximadamente 36 milhões de suínos e são produzidos anualmente outros três milhões de frangos, o que ressalta o potencial de aplicação dessas tecnologias no meio rural (Nota Técnica VII – CENBIO, 2001).

A experiência do Brasil na geração de energia elétrica a partir do aproveitamento energético do biogás de aterros sanitários vem crescendo gradualmente.

A usina do aterro de Bandeirantes, em São Paulo, é a maior do mundo neste segmento, com capacidade para gerar energia para uma população de 400 mil habitantes durante dez anos. Outro exemplo de aterro bem sucedido no Brasil é o Nova Iguaçu, no Rio de Janeiro, primeiro do mundo a receber o aval da ONU para vender créditos de carbono ao Governo Holandês no valor de 8,5 milhões de Euros.

Outro exemplo a ser citado é o do aterro São João, um dos maiores aterros do Brasil, localizado na região metropolitana de São Paulo. O objetivo do projeto é explorar o biogás produzido no aterro São João, usando-o para gerar eletricidade. O aterro foi projetado de acordo com as práticas modernas e atualmente está classificado como 8,3 (de 0 a 10) de acordo com a avaliação do aterro da agência ambiental de São Paulo (CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental). O projeto está no último estágio de desenvolvimento, com implementação programada para Abril de 2006. Não serão reduzidas apenas as emissões de metano, mas também 20 MW de capacidade de energia renovável instalada será explorada.

Outros aterros, como o da Vega na Bahia e o do ESTRE Paulínia em Campinas / SP, são alguns exemplos desta prática que vem se tornando cada vez mais difundida no Brasil.

Até 2005, a previsão é a de que o potencial energético em lixões seja de 344 MW, o suficiente para abastecer a residência de 6 milhões e meio de pessoas. A partir do esgoto também é possível obter energia com o gás metano. Nesse caso são utilizados Biodigestores para a conversão.

3.5.2 NO MUNDO

No Parque Natural das Serras de Aire e Candeeiros, em Portugal, foi construída uma estação coletiva de tratamento de efluentes de suinocultura. Esse órgão é responsável pela produção de biogás, cuja valorização em energia elétrica permite não só atender às necessidades energéticas da estação, como também à venda de energia excedente, gerando uma receita que suporta os custos operacionais (PIRES, 1996 apud VILLELA e SILVEIRA, 2002).

Em Buenos Aires, na Argentina, existe uma granja com um rebanho de cabras e ovelhas e também um pequeno número de aves. O biogás gerado a partir do material orgânico da granja é utilizado para alimentar um termo-tanque que colabora para o aquecimento da câmara de digestão e ainda de outros recintos (NOGUEIRA et al., 1995 apud VILLELA e SILVEIRA, 2002).

Na França, há vários anos, o CIRAD - Centro de Cooperação Internacional em Pesquisa Agrônômica para o Desenvolvimento, explora as diversas possibilidades de aproveitamento da biomassa. Em uma de suas unidades de pesquisa há um órgão que trabalha com o processo "trans-palha" para a produção de biogás.

Elaborado no Senegal, na África, entre 1985 e 1995, esse processo consta atualmente de 18 instalações de produção de biogás, a partir de diversos tipos de matéria orgânica (principalmente restos em forma de palha). O biogás é obtido em câmaras cilíndricas feitas de chapas metálicas montadas e soldadas localmente.

Essas instalações funcionam em regime de batelada. Um subproduto, o biofertilizante, é muito valorizado no cinturão urbano de "hortifrutis". Várias dessas instalações já existem ou estão em projeto na África (Senegal, Nigéria, Togo, Sudão, Mali e Tchad), no México, no Brasil e na Colômbia (THÉRY, 1997 apud VILLELA e SILVEIRA, 2002).

Em alguns outros países em desenvolvimento, principalmente no caso da Índia, China, Nepal, entre outros, existem milhares de instalações rurais que recuperam o biogás gerado

por resíduos animais e humanos. Esta prática já ocorre há décadas, mas recentemente tem ganhado ainda mais força por meio de incentivos promovidos recentemente pelo mercado de créditos de carbono através do MDL vinculado ao Protocolo de Quioto.

Alguns outros exemplos de unidades geradoras de energia através do biogás de tratamento de esgoto no mundo são demonstrados no Anexo A.

4 ASPECTOS TÉCNICOS DA CONVERSÃO DO BIOGÁS

4.1 PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO ENERGÉTICA COM O USO DO BIOGÁS

Existem diversas tecnologias para efetuar a conversão energética do biogás. Entende-se por conversão energética o processo que transforma um tipo de energia em outro. No caso do biogás, a energia química contida em suas moléculas é convertida em energia mecânica por um processo de combustão controlada (relação da mistura entre ar e combustível). Essa energia mecânica ativa um alternador que a converte em energia elétrica.

Ainda é possível mencionar a queima direta do biogás em caldeiras para co-geração ou energia térmica e do surgimento de novas tecnologias, porém não comerciais atualmente, como a da célula combustível, mas as turbinas a gás e os motores de combustão interna do tipo “Ciclo – Otto” são as tecnologias mais utilizadas para esse tipo de conversão energética.

A geração de energia elétrica a partir do biogás pode ser considerada como alternativa por suas significativas vantagens estratégicas, econômicas e ambientais:

- Vantagens estratégicas: geração descentralizada; próxima aos pontos de carga, não necessitando de investimentos em linhas de transmissão;
- Vantagens econômicas: utilização de combustível disponível no local e de baixo custo (resíduo de processo); dinamização do setor de máquinas e equipamentos no país;
- Vantagens ambientais: utilização de energia renovável (biomassa), com menores emissões poluentes e com balanço de carbono negativo (contribuindo para redução do efeito estufa).

Entretanto, apesar de todas estas vantagens, a geração de energia a partir de biogás ainda é muito reduzida no país. Características peculiares dos setores envolvidos, bem como o

pouco interesse de grande parte das concessionárias, aliado à complexidade de legislação do setor elétrico, até recentemente vigente no país, acabaram por desestimular este processo de geração.

Para a geração de energia elétrica a partir do biogás, existem basicamente dois tipos de tecnologias disponíveis comercialmente: turbinas a gás e grupos geradores de combustão interna (Ciclo Otto).

No caso das turbinas a gás, elas ainda podem ser divididas em microturbinas, com uma faixa de potência de até 100 kW, e turbinas de médio e grande porte, com faixas de potências de poucas centenas de kW até quase 300 MW.

Além destas, existem também as chamadas turbinas a vapor. Porém, elas não utilizam diretamente um combustível para a queima, como nos casos das turbinas a gás, mas convertem a energia térmica do vapor proveniente de um sistema de co-geração, como uma caldeira a gás por exemplo, em energia mecânica.

Já os motores de combustão interna são máquinas que transformam a energia térmica de um combustível em energia mecânica através do acionamento de pistões confinados em cilindros, sendo os ciclos de operação do tipo Otto e Diesel os mais comumente utilizados.

Todas estas opções tecnológicas serão melhor detalhadas nos subitens a seguir.

4.1.1 TURBINAS A GÁS

As turbinas a gás são equipamentos constituídos por compressor, câmara de combustão e a turbina de expansão (ciclo Brayton). O ar comprimido é injetado na câmara de combustão fornecendo o oxigênio para a queima do combustível. Esta reação exotérmica à alta pressão, transfere a energia química do combustível para os gases, elevando sua temperatura. O gás resultante é expandido na turbina, de onde se extrai a energia mecânica para acionamento do compressor e da carga acoplada ao eixo. Nas turbinas usadas em aviões a jato, os gases quentes são exauridos através de bocais que transformam a energia

dos gases em empuxo.

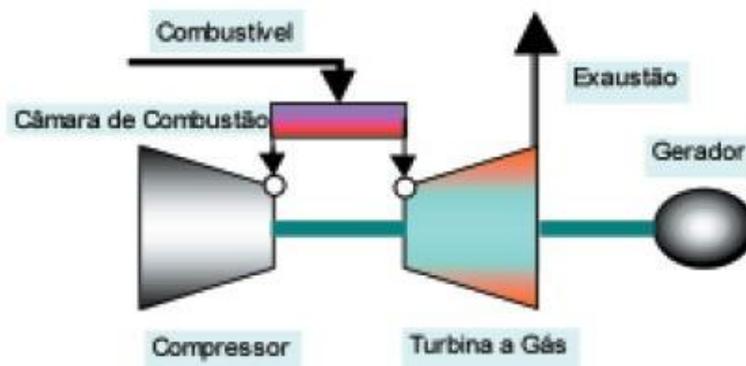


Figura 4.1 – Turbina a gás e gerador de energia elétrica

Fonte: “Manual de Administração de Energia”, Secretaria de Energia do Governo do Estado de São Paulo, 2001

A carga acoplada ao eixo (ou eixos) da turbina, além do compressor de ar do conjunto, pode ser constituída por gerador de energia elétrica, bombas, compressores ou um eixo motor qualquer. As turbinas de pequena e média potência giram a rotações mais elevadas. Dependendo da carga, pode ser necessário inserir um redutor de velocidade entre a turbina e sua carga. Algumas turbinas possuem mais de um eixo: neste caso, cada eixo acionado por um conjunto de pás de turbina, gira a velocidade diferente.

Por razões de limitação de temperatura suportável pelos materiais utilizados na construção das turbinas, a massa de ar injetada na câmara da combustão é muito superior à quantidade requerida para se estabelecer a reação estequiométrica da combustão. Assim, os gases de exaustão da turbina contém ainda uma quantidade significativa de oxigênio.

Quanto mais elevada for a temperatura e a pressão dos gases na entrada do primeiro estágio da turbina, e quanto mais reduzida for a temperatura dos gases de exaustão, maior será a eficiência da turbina a gás. A evolução tecnológica dos fatores que afetam estes parâmetros tem promovido, nos últimos anos, o contínuo aperfeiçoamento destas máquinas.

O compressor de ar consome uma parcela significativa da energia mecânica resultante da conversão da energia térmica dos combustíveis.

As turbinas a gás estão disponíveis desde a potência de poucas centenas de kW até quase 300 MW.

4.1.2 MICROTURBINAS A GÁS

As microturbinas para geração de energia elétrica são derivadas da tecnologia utilizada nas APU's (Airborne Power Unit). Estas unidades são utilizadas para fornecer energia elétrica para os sistemas centrais dos aviões quando estes estão no solo e com as turbinas principais desativadas. São pequenas turbinas, na faixa de 30 kW, operando com o ciclo Brayton, ou seja, utilizando o mesmo princípio de funcionamento das turbinas a gás de maior porte.

O ar atmosférico entra no compressor, onde sua pressão é elevada. A seguir, o ar comprimido segue para a câmara de combustão, onde o combustível é injetado e se mistura com o ar. A mistura é então inflamada por meio de queimadores. Os gases aquecidos e em alta pressão são então expandidos através das pás da uma turbina, fazendo com que esta gire em alta velocidade. A turbina de expansão é montada no mesmo eixo do compressor e do gerador elétrico. Assim, quando o ciclo se completa, a turbina de expansão é responsável por fornecer a energia necessária para girar o compressor e o gerador elétrico.

No caso dos sistemas estacionários os gases, depois da expansão na turbina, ainda contém grande quantidade de energia térmica. Esta energia pode ser utilizada em trocadores de calor para, dependendo do sistema, produzir frio ou vapor de processo. Estes sistemas caracterizam um ciclo de co-geração.

Deve ser mencionado que na época em que o projeto Energ-Biog foi desenvolvido (2002 a 2005), fez-se uma pesquisa, principalmente pela internet, na busca de outros fabricantes de microturbinas. Porém, poucos foram os fornecedores encontrados deste tipo de tecnologia e nenhum deles, naquela época, tinha o equipamento disponível comercialmente, somente a empresa americana Capstone. Portanto, vale a pena sugerir uma nova pesquisa de mercado no sentido de buscar novas opções de fornecedores de equipamentos similares ao da microturbina da Capstone.

As figuras 4.2 e 4.3 a seguir mostram o princípio de funcionamento da Microturbina Capstone (com recuperação de calor) e o interior da Microturbina Capstone, respectivamente.

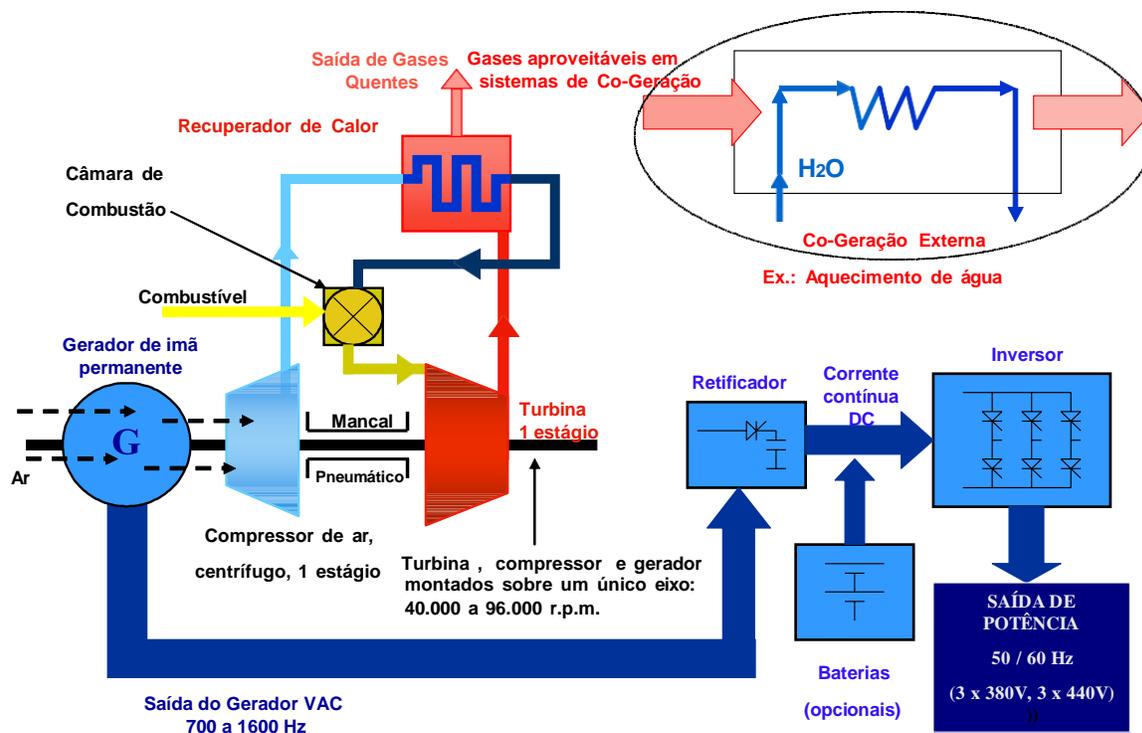


Figura 4.2 – Princípio de funcionamento da Microturbina Capstone (com recuperação de calor)

Fonte: ENEDIS, 2002

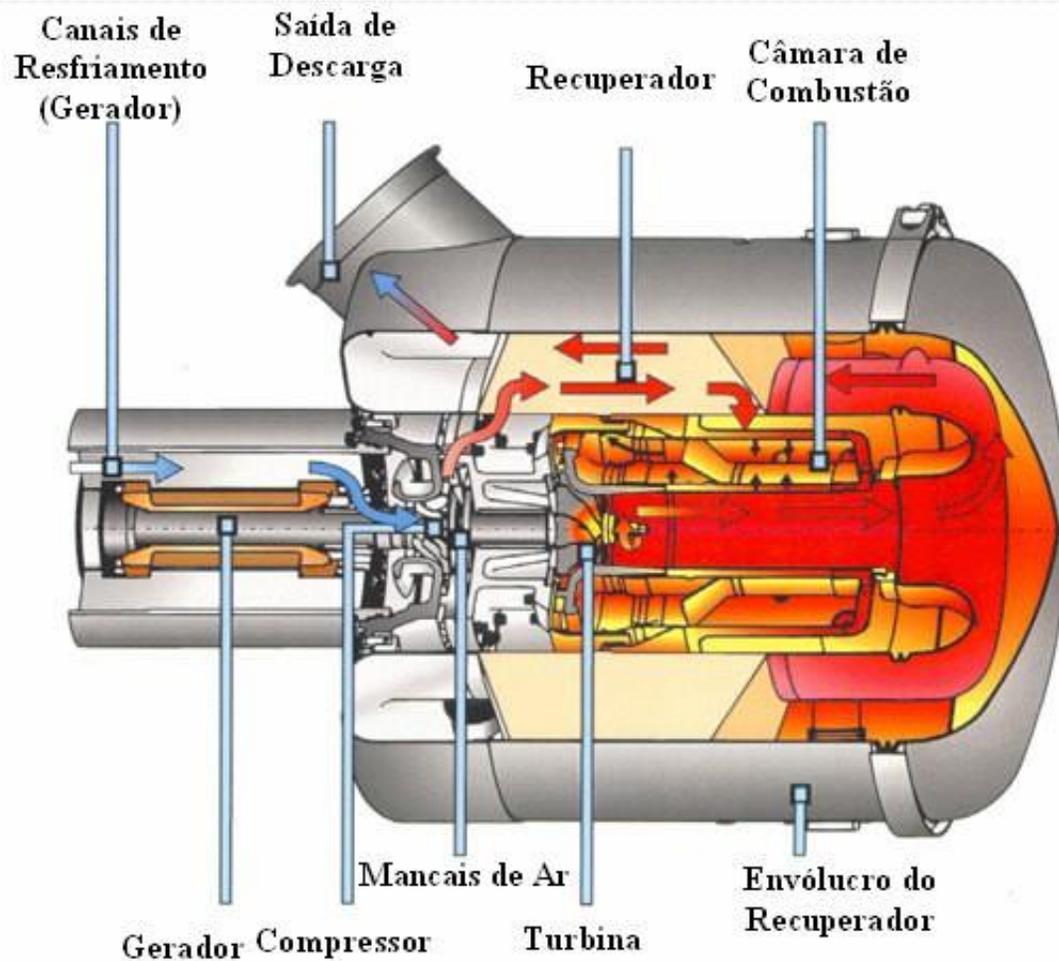


Figura 4.3 – Interior da Microturbina Capstone

Fonte: ENEDIS, 2002

4.1.3. TURBINAS A VAPOR

As Turbinas a Vapor (TV) são máquinas de combustão externa (os gases resultantes da queima do combustível não entram em contato com o fluido de trabalho que escoar no interior da máquina e realiza os processos de conversão da energia do combustível em potência de eixo). Devido a este fato, apresentam uma flexibilidade em relação ao combustível a ser utilizado, podendo usar inclusive aqueles que produzem resíduos sólidos (cinzas) durante a queima.

Na Turbina a vapor, o fluido de trabalho é vapor de água sob pressão e a alta temperatura. Como as turbinas a vapor são máquinas de combustão externa então o calor necessário para a ebulição do condensado e para o superaquecimento posterior deve ser transferido dos produtos de combustão ao fluído de trabalho através das serpentinas no interior da caldeira.

As turbinas a vapor podem ser fabricadas sob uma extensa gama de configurações, para diversas pressões, diferentes números de estágios, de condensação, de extração simples e controlada, simples e múltiplas entradas, etc.

São produzidas na faixa de potência desde poucos kW até pouco mais de 1.000 MW.

A figura a seguir mostra alguns dos tipos de turbinas a vapor usualmente utilizadas em instalações de co-geração.

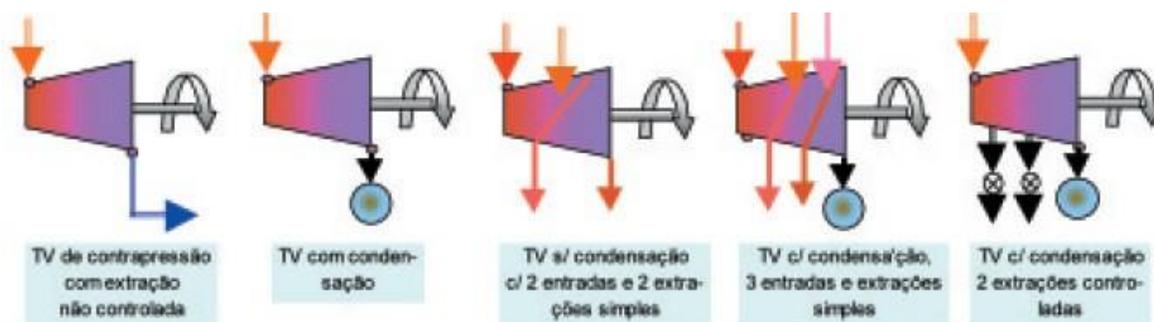


Figura 4.4 – Tipos de turbinas a vapor

Fonte: “Manual de Administração de Energia”, Secretaria de Energia do Governo do Estado de São Paulo, 2001

Há diversas classificações possíveis para as turbinas a vapor, mas a mais comum é dividi-las entre:

- De condensação:

Nestas, o vapor sai da turbina a uma temperatura pouco maior que a ambiente e a uma pressão um pouco menor. Ao deixar a turbina passa por um condensador para voltar ao

estado líquido, e ser reaproveitado no ciclo. É o tipo mais comum em usinas termelétricas e nucleares.

- De Contra-Pressão:

O vapor não passa por um condensador ao sair da turbina. Ele deixa a turbina ainda com certa pressão e temperatura e pode ser aproveitado em outras etapas de uma planta de processo químico, seja em aquecedores, destiladores, estufas, ou simplesmente é lançado na atmosfera. Este tipo é muito usado acionamento ou co-geração de energia, em usinas petroquímicas, navios, plataformas de petróleo, entre outros.

4.1.4 MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA

Em 1867, Nikolaus August Otto, engenheiro Alemão, desenvolveu o ciclo "Otto" de quatro tempos, que é largamente utilizado em transportes até nos dias de hoje (figura 4.5).

O motor a diesel surgiu em 1892 com outro engenheiro alemão, Rudolph Diesel. O motor a diesel é projetado para ser mais pesado e mais potente do que os motores a gasolina. Eles são usados em máquinas pesadas, locomotivas, navios, e em alguns automóveis (figura 4.6).

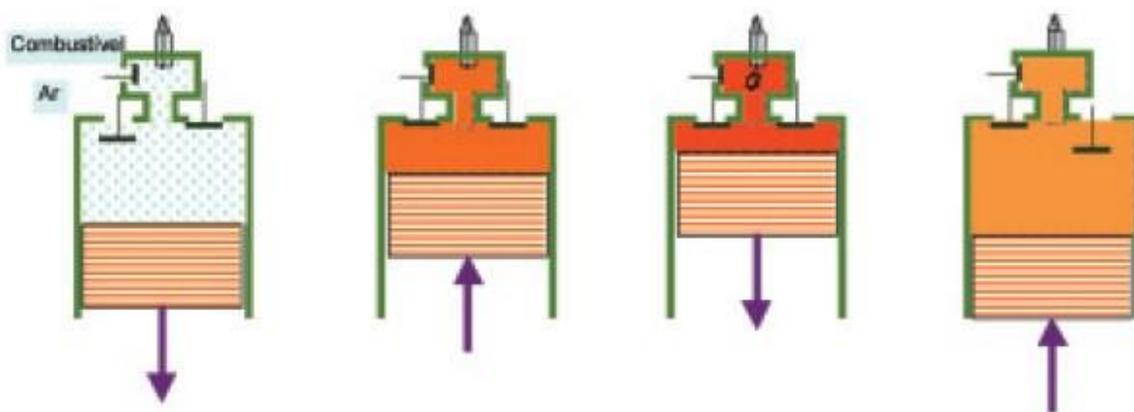


Figura 4.5 – Desenho esquemático do funcionamento de um motor ciclo Otto

Fonte: Manual de Administração de Energia, Secretaria de Energia do Governo do Estado de São Paulo, 2001

São motores que se aproximam do ciclo de combustão interna de ignição por centelha. Seu rendimento é função apenas da relação de compressão (VAN WYLEN, 1998). Aplicam-se tanto para geração de energia elétrica, pelo acoplamento de um gerador ao motor, quanto à geração de energia mecânica, que pode ser empregada no acionamento de bomba hidráulica, compressor ou veículo.

A diferença básica entre o ciclo Otto e Diesel está na forma em que ocorre a combustão. No ciclo Diesel, a combustão ocorre pela compressão do combustível na câmara de combustão, enquanto no ciclo Otto, a combustão ocorre pela explosão do combustível por meio de uma fagulha na câmara de combustão.

O ciclo de Otto consiste em expansão/resfriamento adiabática, seguida de resfriamento a volume constante, aquecimento/compressão adiabático, e aquecimento a volume constante.

A válvula de entrada de ar abre no tempo preciso para permitir a entrada de ar (misturada ao combustível) no cilindro. A válvula de escape abre no tempo preciso para permitir que os gases deixem o cilindro. A vela dá ignição da mistura no cilindro, o que cria a explosão. A força da explosão é transferida ao pistão. O pistão desce e sobe em um movimento periódico. A força do pistão é transferida através da manivela para o eixo de transmissão.

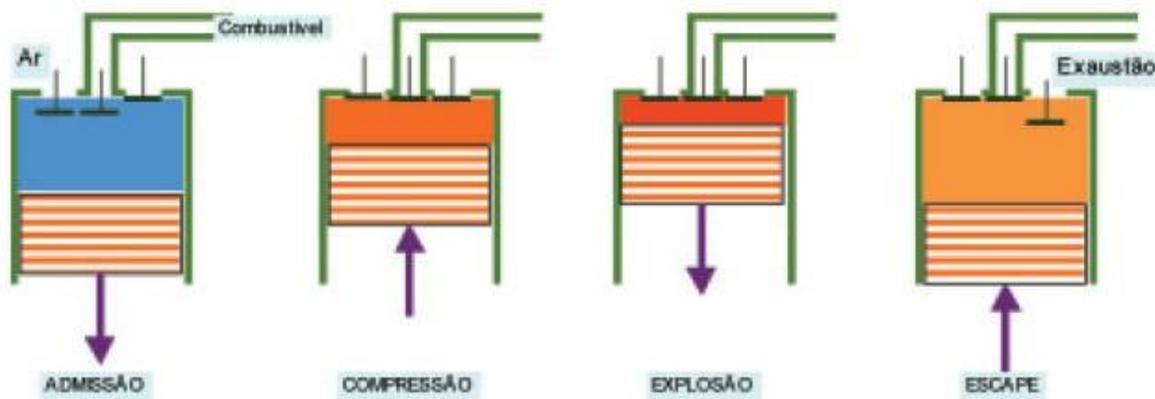


Figura 4.6 – Representação esquemática do funcionamento de um motor Diesel

Fonte: “Manual de Administração de Energia”, Secretaria de Energia do Governo do Estado de São Paulo, 2001

4.2 CO-GERAÇÃO

A co-geração, definida como o processo de transformação de energia térmica de um combustível em mais de uma forma de energia útil.

As formas mais frequentes de energia útil são as energias mecânica e a térmica. A energia mecânica pode ser utilizada diretamente no acionamento de equipamentos ou para geração de energia elétrica. A energia térmica é utilizada diretamente no atendimento das necessidades de calor para processos, ou indiretamente na produção de vapor ou na produção de frio.

4.2.1 CALDEIRAS E EQUIPAMENTOS DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA TÉRMICA

As caldeiras são equipamentos construídos para aquecer um fluido ou produzir vapor a partir da queima de combustíveis. Nas caldeiras para vapor d'água, de acordo com as necessidades do processo, o vapor pode ser produzido nas condições de saturação ou superaquecido.

As caldeiras de combustão utilizam uma gama muito extensa de combustíveis sólidos, líquidos e gasosos.

Já as caldeiras de recuperação são equipamentos destinados ao aproveitamento do calor residual de algum sistema ou processo, para a geração de vapor ou para aquecimento de algum fluido.

São muito utilizadas em co-geração de energia elétrica e térmica, para recuperar a energia residual dos gases de exaustão de turbinas a gás ou de motores alternativos.

Nas aplicações de recuperação de calor de turbinas a gás, na configuração de geração elétrica em ciclo combinado, este equipamento pode ser muito sofisticado, com múltiplas pressões, e circuitos complexos de troca de calor. Nas aplicações que exigem maior produção de vapor, maior pressão e temperatura ou maior flexibilidade de operação, são,

algumas vezes dotados de queima suplementar de combustível, exaurindo ou não, o oxigênio residual da queima do combustível da turbina a gás. Dependendo da quantidade de combustível adicional pode ser necessário adição de ar para queima. Quando possível, utiliza-se como combustível suplementar, outro combustível mais barato que o da turbina a gás.

Os motores de combustão interna permitem outras formas de recuperação de energia além contida nos gases de exaustão. Os circuitos de refrigeração das camisas e o sistema de resfriamento de óleo são duas outras fontes de energia recuperáveis (com temperaturas menores que a dos gases de exaustão). Nos motores dos grupos geradores, a recuperação da energia residual dos gases é feita com caldeiras mais simples em razão do seu conteúdo energético. Nos demais circuitos a recuperação é feita com trocadores de calor líquido-líquido.

4.2.2 TIPOS DE CO-GERAÇÃO

A partir da fonte de calor disponível para a co-geração, esta pode ser classificada em dois grandes grupos (tipos):

- A co-geração de “bottoming”;
- A co-geração de “topping”.

Na co-geração de “bottoming” o processo utiliza a energia a temperaturas mais elevadas e a energia co-gerada é o resultado da recuperação do calor residual do processo.

Na co-geração de “topping”, a energia utilizada (acionamento) é extraída no nível mais alto da temperatura da combustão, e a energia recuperada (co-gerada) no nível mais baixo.

As figuras a seguir ilustram os dois tipos: a primeira é “bottoming” e a segunda “topping”.

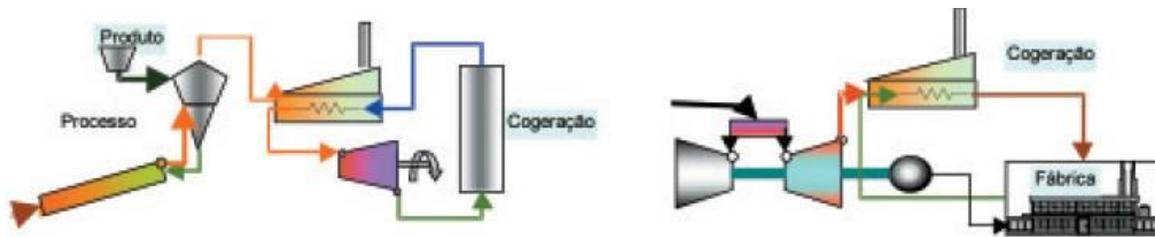


Figura 4.7 – Co-geração “bottoming” e “topping” respectivamente

Fonte: “Manual de Administração de Energia”, Secretaria de Energia do Governo do Estado de São Paulo, 2001

4.3 CICLOS DE CO-GERAÇÃO

A escolha de um dos sistemas apresentados a seguir, por permitirem diferentes configurações, deve levar em conta a viabilidade técnico-econômica, as necessidades estratégicas e outras variáveis como disponibilidade de água, espaço, combustível, condições ambientais, etc.

4.3.1 CICLO DE CO-GERAÇÃO COM TURBINAS A VAPOR

Neste ciclo de co-geração a energia térmica resultante da combustão é transferida, através de caldeira, para a água que vaporiza e superaquece. O vapor superaquecido é expandido em uma turbina que aciona uma carga mecânica (ou gerador elétrico). O vapor é extraído na saída da turbina, nas condições de temperatura e pressão requeridas para o processo que utiliza este calor útil. Geralmente o fluido é devolvido à caldeira no estado de condensado para re-iniciliar o ciclo de transferência de energia.

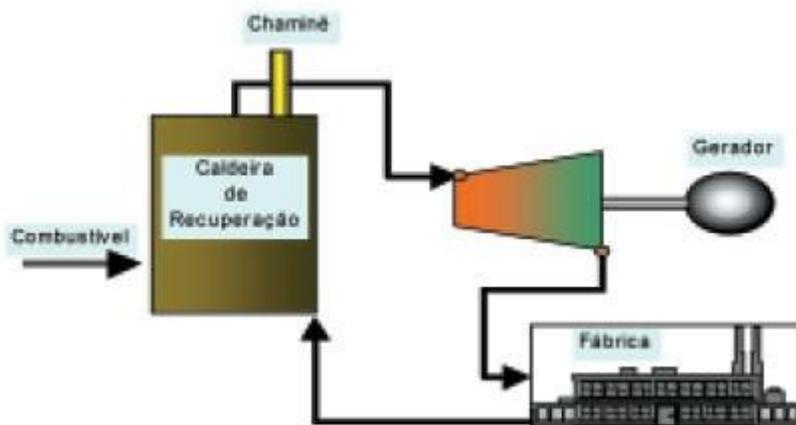


Figura 4.8 – Ciclo de co-geração com turbina a vapor

Fonte: “Manual de Administração de Energia”, Secretaria de Energia do Governo do Estado de São Paulo, 2001

Esse ciclo de co-geração permite a utilização de combustíveis mais baratos, como resíduos industriais, carvão, lenha, bagaço de cana, biogás, entre outros, muitas vezes os únicos disponíveis no local.

4.3.2 CICLOS DE CO-GERAÇÃO COM TURBINAS A GÁS

Na saída da turbina a gás, os gases de exaustão apresentam ainda uma temperatura relativamente elevada, da ordem de 380 a 600 °C. Estes gases possuem um elevado conteúdo energético, da ordem de 50 a 70% da energia contida no combustível.

A co-geração se baseia no aproveitamento de parte desta energia térmica. Dependendo das características da carga térmica, o aproveitamento pode ser maior ou menor. Os processos que utilizam temperaturas mais baixas podem aproveitar mais energia residual dos gases de exaustão.

Os usos mais frequentes para esta energia são: a utilização dos gases quentes para secagem, geração de vapor através de uma caldeira de recuperação, aquecimento de fluido térmico, condicionamento ambiental, etc.

A figura seguinte mostra uma instalação de co-geração onde uma turbina a gás aciona um

gerador que produz energia elétrica que alimenta a fábrica que hospeda a instalação. Os gases quentes da saída da turbina produzem vapor em uma caldeira de recuperação que alimenta a fábrica com esta utilidade.

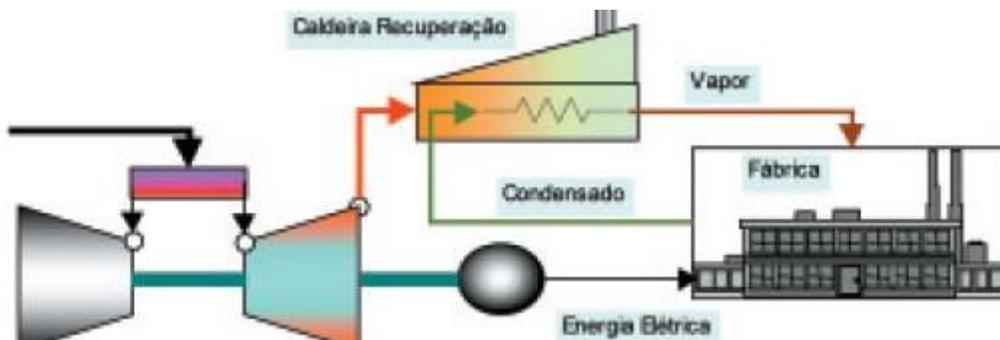


Figura 4.9 – Ciclo de co-geração com turbina a gás

Fonte: “Manual de Administração de Energia”, Secretaria de Energia do Governo do Estado de São Paulo, 2001

4.3.3 GERAÇÃO ELÉTRICA COM CICLO COMBINADO

O ciclo combinado é o processo de produção de energia elétrica utilizando turbinas a gás e turbinas a vapor. O combustível é queimado em uma turbina a gás e a energia contida nos gases de exaustão produz vapor em uma caldeira de recuperação. O vapor da caldeira de recuperação aciona uma turbina a vapor de condensação. Tanto a turbina a gás quanto a turbina a vapor acionam geradores para produção de energia elétrica, que é a única forma de energia útil retirada do sistema.

Este ciclo prioriza a eficiência de conversão da energia do combustível para a energia elétrica. As grandes instalações em ciclo combinado atingem atualmente eficiências superiores a 55%.

4.3.4 CO-GERAÇÃO COM CICLO COMBINADO

Esta forma de co-geração é utilizada nas situações em que se deseja produzir energia elétrica e energia térmica úteis em quantidades variáveis de acordo com as cargas

consumidoras ou para atendimento de mercados específicos. É constituído basicamente de um ciclo combinado com flexibilização da geração elétrica e de energia térmica (normalmente vapor) através da extração de vapor na turbina a vapor, condensação parcial, queima suplementar de combustível na caldeira de recuperação. Existem plantas tão flexíveis que podem operar desde a produção máxima de energia elétrica sem extração de vapor para o processo industrial até a produção máxima de vapor para processo sem produção de energia elétrica.

Outra forma de co-geração deste tipo é aquela em que os acionamentos são de equipamentos mecânicos (bombas, compressores, etc.) ao invés de geradores elétricos.

A queima adicional de combustíveis pode reduzir os custos globais de operação, em determinadas situações por utilizar combustíveis mais baratos. A eficiência pode ser muito elevada, dependendo do balanço de massa e energia que se obtém em determinados projetos. A figura seguinte mostra uma configuração deste ciclo.

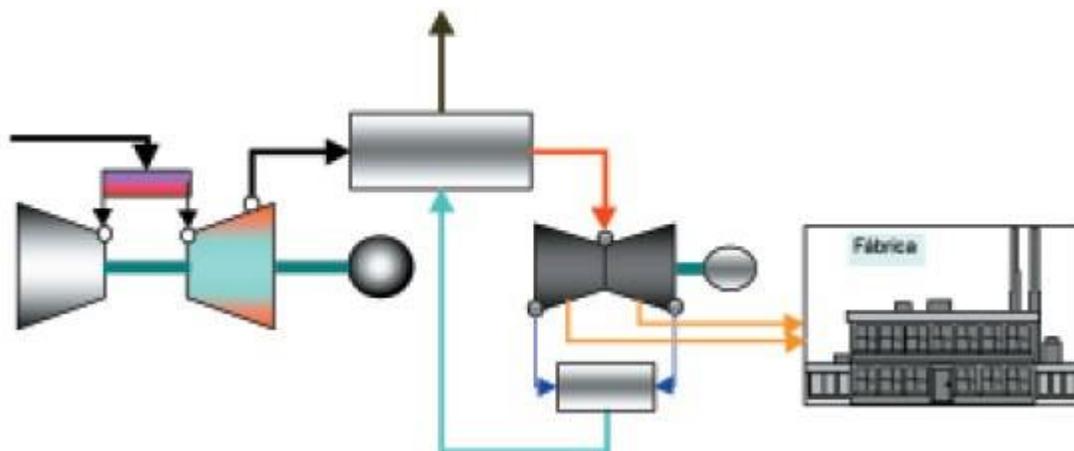


Figura 4.10 – Ciclo combinado com co-geração

Fonte: “Manual de Administração de Energia”, Secretaria de Energia do Governo do Estado de São Paulo, 2001

4.3.5 CICLOS DE CO-GERAÇÃO COM MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA

Este ciclo de co-geração utiliza motores alternativos de combustão interna produzindo

trabalho (energia elétrica ou acionamento mecânico) recuperando a energia térmica residual dos gases de exaustão, e eventualmente, o calor dos sistemas de lubrificação de resfriamento das camisas dos pistões.

A quantidade de energia residual recuperada não é das mais expressivas, por isso sua aplicação mais freqüente é nas instalações que necessitam de pequenas quantidades de calor a temperatura moderadas e maiores quantidades de energia elétrica ou força motriz.

São comuns plantas de co-geração utilizando estes ciclos, nas potências de poucas dezenas de kW até potências da ordem de 20 MW ou pouco mais.

4.4 ANÁLISE TÉCNICA COMPARATIVA ENTRE AS TECNOLOGIAS

Embora os motores, de modo geral, possuam maior eficiência de conversão elétrica, as turbinas a gás podem apresentar um aumento de sua eficiência global de conversão, quando operadas em sistemas de co-geração (calor e eletricidade) (COELHO apud COSTA et al., 2001). Além disso, é possível perceber que a taxa de emissão de NO_x (gás de grande impacto referente ao efeito estufa), nas turbinas e microturbinas é muito menor se comparada com a dos motores. Sendo assim, a grande vantagem da utilização deste tipo de tecnologia, em particular a da microturbina, está diretamente vinculada ao ganho ambiental, quando comparada com a tecnologia de grupos geradores de combustão interna (ciclo – Otto), responsáveis por uma taxa de emissão de NO_x na ordem de 3.000 ppm (CENBIO, 2002).

Outra alternativa tecnológica é a conversão de motores ciclo Diesel para ciclo Otto, por meio da substituição dos bicos injetores por velas de ignição, além de outras adaptações necessárias.

Este tipo de adaptação era comum nos anos 70, época em que os motores a gás eram muito raros. A vantagem desta adaptação era tirar proveito da alta taxa de compressão dos motores Diesel para compensar o baixo poder calorífico do biogás.

Atualmente, além da alta disponibilidade de motores a gás, os motores ciclo Otto apresentam taxas de compressão próximas das dos motores Diesel, a um custo inferior.

5 ASPECTOS SÓCIO – AMBIENTAIS

5.1 INTRODUÇÃO SOBRE A MUDANÇA DO CLIMA

Amplamente estudada e discutida, a mudança do clima apresenta-se como um dos maiores desafios ao contínuo desenvolvimento da humanidade no planeta Terra. O reconhecimento da importância desse problema firmou-se em 1979 na Primeira Conferência Mundial sobre o Clima, onde se introduziu o conceito de que ações do homem, potencialmente, podem afetar o clima e serem adversas à qualidade de vida do próprio homem.

No decorrer da década de 80 e início de 90, várias conferências intergovernamentais focaram o assunto referente à mudança do clima. Entretanto, o **Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas** (conhecido pela sigla **IPCC**, do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*) estabelecido em 1988 pelo **Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, PNUMA** (conhecido pela sigla **UNEP**, do inglês *United Nations Environment Programme*) e pela **Organização Mundial de Meteorologia (OMM)**, gerou seu primeiro relatório em 1990, onde se confirmavam evidências científicas sobre a mudança do clima. Esse relatório forneceu as bases para a negociação da **Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC)**, também conhecida pela sigla **UNFCCC** (*United Nations Framework Convention on Climate Change*). Ainda em 1990, realizou-se a Segunda Conferência Mundial sobre o Clima, onde princípios importantes como o de “responsabilidades comuns, mas diferenciadas” – que quer dizer que todos os países têm responsabilidade pela mitigação do aquecimento do planeta, mas que o papel que cada um deve exercer é diferenciado entre países ricos e pobres – foi levantado e mais tarde incluso na CQNUMC (CLIMATE CHANGE INFORMATION KIT, 1999).

Em 1992, no Rio de Janeiro, a “Cúpula da Terra” reuniu negociadores de todo o mundo e assim 175 países (sendo 150 naquela data e demais posteriormente) assinaram a CQNUMC. Esta convenção passou a ser válida na data de 21 de março de 1994, e já em setembro do mesmo ano os países desenvolvidos estavam enviando comunicações

descrevendo suas estratégias para com a mudança do clima. As discussões relacionadas ao comprometimento para com a Convenção seguiram sendo coordenadas pelo Comitê Intergovernamental de Negociação, o qual havia sido criado para a Convenção. Entretanto, este Comitê foi dissolvido em fevereiro de 1995, passando a autoridade máxima da Convenção à **Conferência das Partes (COP – Conference of Parties)**. A Conferência das Partes, estabelecida pelo Artigo 7 da CQNUMC é representada pelas “Partes”, que são os países signatários da Convenção. De acordo com o segundo parágrafo desse artigo, “como órgão supremo desta Convenção, a Conferência das Partes manterá regularmente sob exame a implementação desta Convenção e de quaisquer de seus instrumentos jurídicos que a Conferência das Partes possa adotar, além de tomar, conforme seu mandato, as decisões necessárias para promover a efetiva implementação desta Convenção.” (UNFCCC, 1992, p.17).

Embora na composição da atmosfera terrestre 78% seja nitrogênio, 21% oxigênio e 0,9% argônio, estes gases não causam efeito estufa. Os gases de efeito estufa são gases com no mínimo três átomos, o que faz com que vibrem a frequência mais baixa, ou seja, a mesma frequência da energia infravermelha refletida pela Terra (HAWKEN, 1999, p.220). Há ainda o vapor d’água como gás de efeito estufa predominante na atmosfera, porém esse gás não é influenciado pelas atividades do homem. Outro gás causador do efeito estufa é o cloro-flúor-carbono (CFC), que devido ao seu efeito para com a redução da camada de ozônio, tem sua emissão regida pelo Protocolo de Montreal, não tendo, assim, a regulamentação de sua emissão no âmbito da CQNUMC.

A concentração de dióxido de carbono, o gás que mais contribui para a intensificação do efeito estufa, aumentou, em volume, de 280 partes por milhão, antes da Revolução Industrial, para quase 370 partes por milhão atualmente. Tal resultado é devido, basicamente, à queima de combustíveis fósseis para geração de energia.

Mantendo-se os níveis de emissão no ritmo atual, duplicar-se-ão os níveis de dióxido de carbono na atmosfera, comparativamente ao período pré-industrial, no decorrer do século 21.

Especialistas no assunto estimam que o aquecimento global será incrementado de 1 a 3,5°C durante os próximos 100 anos. Portanto, a solução para o problema está no fim da era dos combustíveis fósseis, utilizando energias mais limpas ou renováveis como forma de reduzir drasticamente as emissões de GEE.

As sessões da Conferência das Partes ocorreram no ano de 1995 em Berlim (COP-1), no ano seguinte em Genebra (COP-2) e posteriormente em dezembro de 1997 na cidade de Quioto, no Japão (COP-3), onde se estabeleceu o Protocolo de Quioto. Sequencialmente ocorreram COP-4, no ano de 1998, em Buenos Aires; COP-5, no ano de 1999, em Bonn na Alemanha; e COP-6, na cidade de Haia, na Holanda, no ano de 2000. É importante ressaltar que havia uma grande expectativa depositada na reunião de Haia por parte dos grupos de interesse para uma imediata ratificação do Protocolo de Quioto e, conseqüente, para o início da formatação do modelo de transação de créditos de carbono. Essa expectativa, porém, foi frustrada devido ao impasse entre negociadores de governos europeus e do governo norte americano. Dessa forma, a reunião da COP-6 foi adiada para uma segunda etapa de negociações, que ocorreu em julho de 2001 em Bonn, Alemanha, chamada de COP-6.5 ou COP-6 bis. As COPs subseqüentes foram em 2002 (COP-8), em Nova Deli, na Índia, 2003 (COP-9), em Milão, na Itália, e a COP-10 em Buenos Aires em dezembro de 2004. Com o Protocolo de Quioto ratificado, passam a ocorrer os Encontros entre as Partes (MOP – *Meeting of Parties*), além das COPs. A MOP-1/COP-11 ocorreu em Montreal, de 28 de novembro a 9 de dezembro de 2005.

5.2 AQUECIMENTO GLOBAL

A revolução industrial, que se iniciou no século XIX na Europa, trouxe diversos benefícios para a humanidade, como meios de transporte rápidos e eficientes, aumento da produtividade com o uso de máquinas e até mesmo aumentou a expectativa de vida da população do planeta. Entretanto, a intensa demanda por energia que o processo de revolução gerou, acabou criando também problemas para o meio ambiente, como a poluição de rios, solos e da atmosfera. Um dos problemas que só a partir dos anos 70 começou a ser diagnosticado e analisado é o chamado efeito estufa, ou aquecimento global do clima. Esse aquecimento está ligado principalmente ao aumento da concentração de

gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera, provenientes de atividades industriais. Dentre outros, são GEE o metano (CH₄) e o dióxido de carbono (CO₂), considerado o maior vilão deles, sendo um produto resultante da queima de combustíveis fósseis, como a gasolina e o óleo diesel que alimentam automóveis e unidades geradoras de energia elétrica, dentre outras coisas. Veja abaixo o gráfico da variação da temperatura média da Terra do início do século XX até 2005.

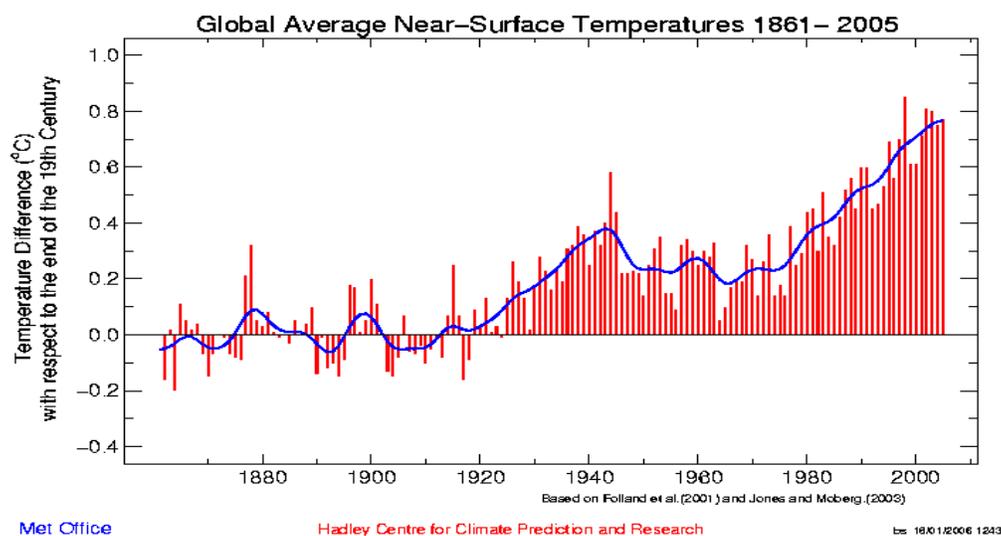


Figura 5.1 - Temperatura Média do Globo Terrestre entre os anos de 1861 a 2005

Fonte: Hadley Centre, Reino Unido

5.3 GASES DE EFEITO ESTUFA

Efeito Estufa é um fenômeno natural causado pelo acúmulo de gases na atmosfera, principalmente vapor d'água e dióxido de carbono, que provocam a retenção do calor na superfície da Terra. Os gases funcionam como uma redoma, que mantém a temperatura da terra em torno de 16° C.

Sem eles, o sol não conseguiria aquecer a Terra o suficiente para que ela fosse habitável, pois a temperatura média do planeta estaria em torno de 17 °C negativos e a superfície seria coberta de gelo.

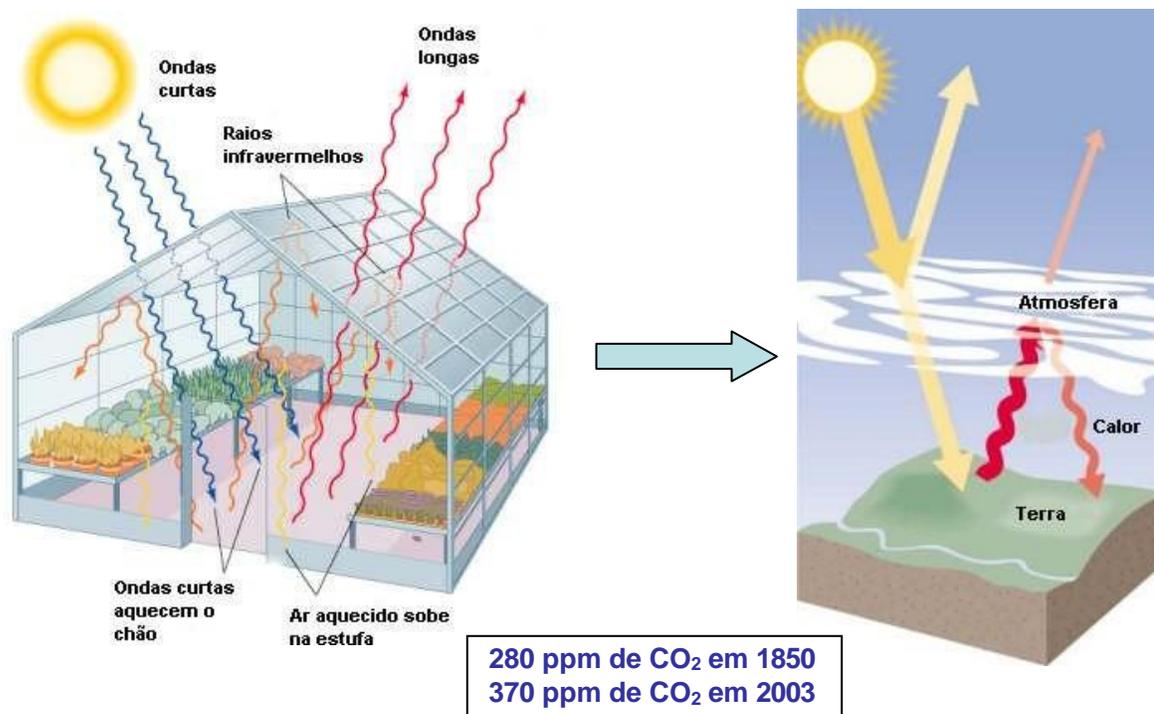


Figura 5.2 – Esquema ilustrativo do Efeito Estufa

Fonte: ECONERGY, 2005

O fenômeno se intensifica com o excesso de emissões de gases poluentes, como o dióxido de carbono (CO₂), resultante da queima de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e derivados), florestas e pastagens; o metano (CH₄), produzido pela decomposição da matéria orgânica; o óxido nitroso (N₂O), gerado pela atividade das bactérias no solo, e compostos de clorofluorcarbono (CFC), utilizados em embalagens de plástico, refrigeradores, aerossóis e outros produtos. Estes são os chamados gases estufa.

O Painel Internacional sobre Mudanças Climáticas estima que a temperatura global média tenha subido em 0,6°C no século 20, e pode elevar-se em mais 1°C até 2030. Até 2090, a projeção indica aumento de até 4°C, caso medidas de prevenção não sejam tomadas. Um das conseqüências do superaquecimento do planeta seria o aumento do nível dos oceanos devido ao derretimento das geleiras.

Se o problema se agravar, o nível do oceano pode subir cerca de um metro, inundando

costeiras e podendo provocar inclusive o desaparecimento de algumas ilhas do globo terrestre.

O aumento da temperatura do ar também modificaria o regime dos ventos e aumentaria a evaporação da água, criando mais nuvens e chuvas. Projeções para meados do século XXI indicam a possibilidade de chuvas intensas em áreas hoje desérticas e falta de água em regiões atualmente férteis.

5.4 PAINEL INTERGOVERNAMENTAL DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS – IPCC

Com as evidências de que o aquecimento global é uma realidade, principalmente a partir da década de oitenta, o mundo começou a se preocupar com o que aconteceria no futuro. Assim, em 1988, a Organização Meteorológica Mundial (WMO) e o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) criaram o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climática (IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change) com o objetivo de fornecer informações científicas, técnicas e sócio-econômicas relacionadas às mudanças climáticas globais.

O IPCC constitui uma fonte totalmente confiável que reúne cientistas de todo mundo que se baseiam em obras científicas e técnicas publicadas para a elaboração de relatórios especiais, relatórios de avaliação, artigos técnicos, materiais-suporte e metodologias.

Seus trabalhos são muito utilizados por pesquisadores e tomadores de decisão. Quando solicitado, presta assessoria à Conferência das Partes (COP) da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima.

Seu principal trabalho são os relatórios de avaliação (Assessment Reports) das mudanças climáticas, o primeiro foi publicado em 1990 e serviu como base para a Conferência das Partes iniciarem as negociações sobre as mudanças climáticas. O segundo relatório, publicado em 1995 ofereceu incentivo para as negociações do que viria a ser o Protocolo de Quioto.

O terceiro relatório foi lançado em 2001 e continuou o trabalho de oferecer informações sobre as mudanças climáticas, subsidiando as discussões da COP7, onde foi decidido que estes relatórios continuariam sendo produzidos como fonte constante de dados confiáveis sobre as mudanças climáticas. Seu quarto volume está previsto para ser lançado em 2007.

5.5 MUDANÇAS CLIMÁTICAS: EVOLUÇÃO DOS DEBATES

1988 - Organização Meteorológica Mundial (WMO) e Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) criam o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) para melhorar o entendimento científico sobre o tema através da cooperação dos países membros da ONU.

1990 - Sob recomendação do IPCC, a Assembléia Geral da ONU inicia as negociações para a adoção da Convenção sobre Mudanças Climáticas.

1992 - A Convenção Quadro das Nações Climáticas (UNFCCC) é adotada em 9 de maio, em Nova York. O Brasil é o primeiro país a assinar a Convenção, em 4 de junho, durante a Conferência Internacional sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (Eco - 92), no Rio de Janeiro.

1994 - A Convenção é ratificada pelo Brasil em 28 de fevereiro e entra em vigor em 21 de março. A UNFCCC reconheceu as mudanças climáticas como um problema ambiental real e global; assumiu a interferência humana nas mudanças climáticas e a necessidade de cooperação internacional na solução da emissão de gases que contribuem com o efeito estufa num nível em que a ação humana não afete o clima ou que as mudanças ocorram lentamente, além de assegurar que a produção de alimentos e que o desenvolvimento econômico sejam sustentáveis.

1995 - No dia 7 de abril, em Berlim (Alemanha), acontece a primeira reunião anual dos representantes dos países signatários da UNFCCC. O encontro é denominado Conferência das Partes (COP). Na COP - 1 é proposta a constituição de um protocolo e decisões sobre o acompanhamento das obrigações da Convenção, batizado em 97 de Protocolo de Quioto.

1996 - Entre os dias 8 e 19 de julho acontece a COP - 2, em Genebra (Suíça). Neste encontro, por meio da Declaração de Genebra, é firmada a criação de obrigações legais com metas de redução na emissão de gases que aumentam o efeito estufa.

1997 - A COP - 3, no dia 11 de dezembro, em Quioto (Japão), dá continuidade às negociações da conferência anterior e culmina com a adoção do Protocolo de Quioto, estabelecendo metas de redução de gases de efeito estufa para os principais países emissores, chamados países do anexo I. Para entrar em vigor, o Protocolo de Quioto precisa ser ratificado por pelo menos 50 Estados Partes da Convenção, incluindo os países do anexo I que, em 1990, contabilizaram pelo menos 55% das emissões totais de CO₂. O Protocolo também traz a opção dos países do Anexo I compensarem suas emissões através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), considerando como medida de redução projetos sócio/ambientais sustentáveis implementados nos países em desenvolvimento.

1998 - O Protocolo de Quioto é aberto à assinatura em 16 de março, em Nova Iorque, e a COP - 4 acontece em Buenos Aires, direcionando os trabalhos para implementar e ratificar o Protocolo de Quioto.

1999 - De 22 de outubro a 5 de novembro é realizada a COP - 5 em Bonn (Alemanha), dando continuidade aos trabalhos iniciados em Buenos Aires.

2000 - Na COP - 6, de 13 a 24 de novembro, em Haia (Países Baixos), as negociações são suspensas pela falta de acordo entre a União Européia e os Estados Unidos em relação aos sumidouros e às atividades de mudança do uso da terra. No Brasil, um Decreto Presidencial cria o Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas.

2001 - As discussões são retomadas na COP - 6 1/2, em 27 de junho, em Bonn (Alemanha), já sem contar com os Estados Unidos, que se retira sob a alegação de que os custos para a redução de emissões seriam muito elevados para a economia norte-americana. Os Estados Unidos contestam também a ausência de metas de redução para os países do Sul, em especial a China, Índia e o Brasil. Vale lembrar que os Estados Unidos são responsáveis por cerca de 25% das emissões globais de gases de efeito estufa conforme os registros de 1990

utilizados como parâmetro. No mesmo ano, entre 29 de outubro e 10 de novembro, em Marrakesh (Marrocos), acontece a COP - 7.

2002 - A Cúpula Mundial sobre Desenvolvimento Sustentável (Rio+10) acontece entre os dias 26 de agosto e 4 de setembro, em Johannesburg, África do Sul. As negociações internacionais não têm grandes avanços. Mas inicia a discussão sobre o estabelecimento de metas de uso de fontes renováveis na matriz energética dos países. Entre os dias 23 de outubro e 1º de novembro acontece a COP - 8, em Nova Deli, na Índia.

2003 - A conferência Mundial sobre Mudanças Climáticas realizada em Moscou entre 29 de setembro e 3 de outubro teve como objetivo a ratificação do Protocolo de Quioto pela Rússia. Diante da insegurança econômica dos russos, o Presidente Vladimir Putin não ratificou o Protocolo e adiou sua decisão para o segundo semestre de 2004. O governo russo também reforçou as incertezas científicas sobre a existência do aquecimento global, seguindo o discurso do governo americano, o que é inconcebível já que muitos estudos científicos concordam que o aquecimento global está em curso e que se dá por razões antropogênicas.

2004 – Em 30 de setembro a Rússia ratifica sua adesão ao Protocolo de Quioto. A Rússia, terceiro maior emissor (cerca de 17% do total global), era o único país capaz de fazer o protocolo entrar em vigor. Na COP10 delegados de cerca e 150 governos marcaram o relançamento das negociações sobre a mudança climática, com o novo impulso imprimido pela ratificação russa ao protocolo de Kyoto.

2005 – Em 16 de fevereiro entra em vigor o Protocolo de Kioto. A COP11 foi marcada por um pacto estabelecido entre União Européia, Canadá e países em desenvolvimento (G77), o pacto ainda tem de se tornar oficial com a aceitação formal de todas as partes e concentra-se na adoção de oficinas de trabalho para definir passos contra o efeito estufa e as mudanças climáticas (AMBIENTE BRASIL, 2006¹⁰).

¹⁰ Informação disponível no site Ambiente Brasil (www.ambientebrasil.com.br), na seção “Mudanças Climáticas: Evolução dos Debates”, em janeiro de 2005.

5.6 ANÁLISE AMBIENTAL COMPARATIVA DAS EMISSÕES GASOSAS DAS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO ENERGÉTICA

Se a alternativa para o aproveitamento do biogás for a conversão elétrica, os benefícios ambientais estarão vinculados as emissões evitadas pela geração de energia elétrica utilizando um combustível renovável e à eficiência dos sistemas de conversão. Nesse sentido o que deve ser analisado são os fatores de emissão das tecnologias de conversão. As principais tecnologias para a conversão elétrica do biogás são as turbinas e os motores de combustão interna ciclo Otto.

Tabela 5.1 – Comparação das tecnologias de conversão

	Potência Instalada	Rendimento Elétrico	Emissões de NOx
Motores a Gás			
Ciclo – Otto	30 kW – 20 MW	30% – 40%	250 ppm – 3.000 ppm
Turbinas a Gás (Médio Porte)	500 kW – 150 MW	20% - 30%	35 ppm – 50 ppm (gás de aterro)
Microturbinas (Pequeno Porte)	30 kW – 100 kW	24% - 28%	< 9 ppm

Fonte: CENBIO, 2003

Como é possível observar na tabela acima a principal diferença em termos de emissões atmosféricas entre as duas tecnologias esta vinculada ao NOx.

O principal impacto causado pelas emissões de NOx é a formação do ozônio troposférico. O ozônio é uma molécula paradoxal. Desempenha relevante papel na estratosfera (11-50 km de altitude) como filtro solar, onde 20 mg de O₃ / m³ oferecem uma proteção impedindo ou diminuindo a passagem de radiação ultravioleta. No nível do solo (troposfera – até 11 km de altitude), é um dos principais poluentes “fotooxidantes”, causando doenças respiratórias, irritação ocular e prejudicando o desenvolvimento dos vegetais.

Aproximadamente 40-60% do O₃ inalado é absorvido pela mucosa nasal, sendo que o restante alcança as vias respiratórias mais baixas. A exposição a níveis em níveis

atmosféricos elevados de O_3 causa decréscimo na função pulmonar, aumento da responsividade brônquica a agentes broncoconstritores específicos e não específicos, estando relacionada a um risco elevado de exacerbações da asma, em pacientes suscetíveis (ASMA BRÔNQUICA, 2004¹¹).

Sob a ação do Ultravioleta, o dióxido de nitrogênio (NO_2) se dissocia em monóxido de nitrogênio (NO) e em O . Este último reage com o O_2 para formar o O_3 .

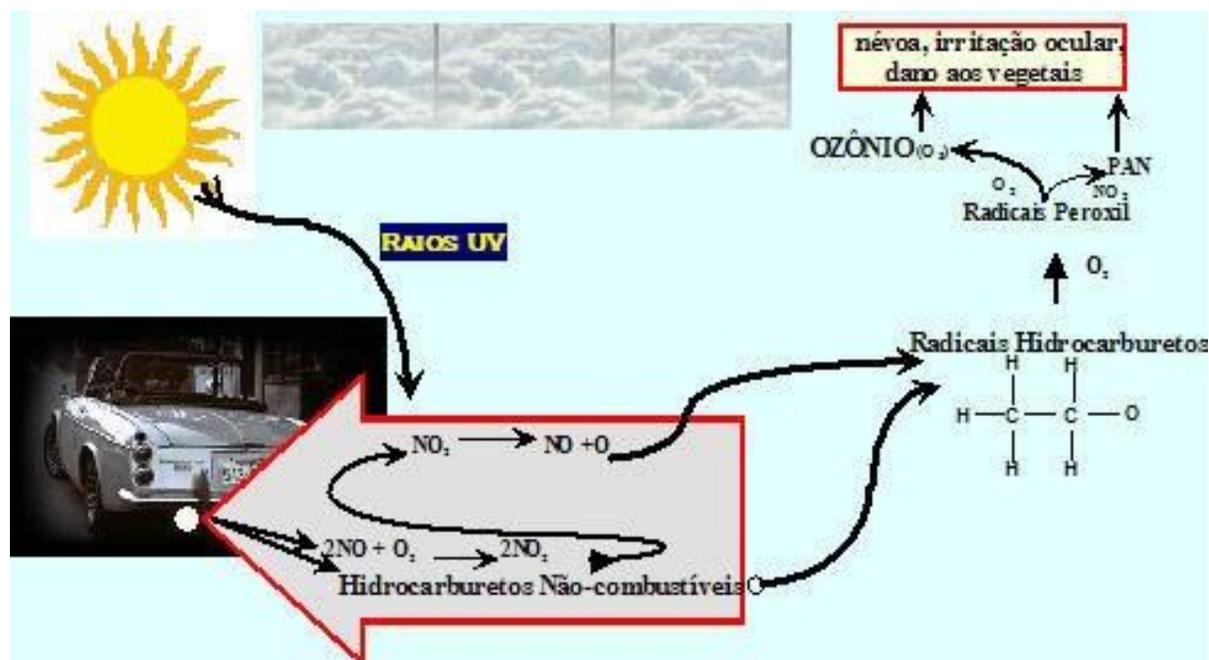


Figura 5.3 – Processo de formação de O_3 troposférico

Fonte: CENBIO, 2004

Se o sistema de conversão estiver instalado em áreas onde a atmosfera estiver saturada de poluentes ou sob restrições de missões legais, o alto investimento na tecnologia de turbinas a gás se justifica.

¹¹ Informação disponível no site Asma Brônquica (www.asma-bronquica.com.br), na seção “Tipos de Asma”, em janeiro de 2004.

6 ESTUDO DE CASO (ETE – SABESP / BARUERI)

6.1 PREFÁCIO SOBRE A ORIGEM DO PROJETO ENERGI-BIOG

O referido projeto foi concebido durante a missão técnica realizada, por especialistas do CENBIO e da SABESP (Suani Teixeira Coelho e Paulo Borges), nos Estados Unidos no período de quatro a quinze de agosto de 2001. Durante esta missão foram visitadas as principais instalações de geração de energia elétrica com microturbinas a gás produzidas pela Capstone Turbine Corporation (www.microturbine.com), visando avaliar as perspectivas para sua utilização em unidades de tratamento de esgotos da SABESP. Foram visitadas também instalações semelhantes que utilizavam outras tecnologias, como motores de combustão interna, além do NREL (National Renewable Energy Laboratory) onde mantiveram contato com a equipe técnica local.

Simultaneamente a este convênio, foi apresentado à FINEP (Financiadora de estudos e Projetos) um projeto complementar (“Energ-Biog” convênio nº 23.01.0653.00) por meio do BUN (Biomass Users Network) em que foram incluídos os recursos necessários para a aquisição dos equipamentos previstos para a execução do projeto. O mesmo foi aprovado e possibilitou a aquisição da microturbina Capstone, do sistema de purificação de gases e dos equipamentos periféricos tais como sensores de pressão e temperatura, filtros, etc.

Dentre os objetivos do projeto, consta um estudo comparativo de desempenho entre as duas tecnologias (microturbina e motor), para uma mesma faixa de potência. Esta faixa de potência foi determinada em função do tamanho das ETEs do Estado de São Paulo, pois a grande maioria delas tem produção de biogás suficiente para abastecer motores deste porte. Cabe ainda lembrar que a ETE de Barueri é a maior da América Latina, representando assim um caso único no País em termos de produção de biogás.

Inicialmente, estava prevista a importação da microturbina, juntamente com o sistema de purificação do biogás, da fabricante americana, Capstone Microturbines, com a qual haviam sido estabelecidos contatos comerciais, por meio das visitas técnicas realizadas por representantes do CENBIO.

O alto preço do equipamento e o aumento da cotação do dólar levaram a intensificação de pesquisas em busca de melhores condições de aquisição da microturbina, que resultaram no encontro de uma empresa representante da Capstone na América Latina, chamada ENEDIS (Energia Distribuída), uma divisão da Perez Companc da Argentina, atualmente subsidiária da Petrobras, que já havia importado o equipamento e se propôs a estabelecer uma parceria, fornecendo-o a preço bem menor e fixado em reais, pois tinha interesse em acompanhar os testes e a performance do equipamento.

O orçamento apresentado pela Capstone era referente a um pacote fechado que incluía itens cuja importação seria desnecessária, como sílica gel para reter a umidade do gás. Além disso, equipamentos similares com fornecedores nacionais, como é o caso do compressor de gás, seriam importados a um custo 300% superior, sem necessidade. Optando pela ENEDIS e pela CompAir (fabricante do compressor), foi atingida uma redução de 50% no custo total de equipamentos previsto no projeto, além da utilização de fornecedores de equipamentos locais.

Em se tratando de um projeto pioneiro na América Latina (é a primeira microturbina operando com biogás na América Latina), era esperado um maior envolvimento da equipe da Capstone no desenvolvimento do projeto, principalmente no desenvolvimento do sistema de limpeza do gás. Vários contatos foram feitos nesse sentido e as respostas, quando enviadas, deixavam muito a desejar. O contrário ocorreu em relação à equipe técnica da ENEDIS que, desde o momento em que foi contatada, se mostrou disposta e atuante quando requisitada nas várias reuniões técnicas que ocorreram.

Além disso, enquanto a Capstone pedia um prazo de no mínimo seis meses para a entrega dos equipamentos, os fornecedores da microturbina e dos equipamentos de compressão e purificação do biogás, ofereciam um prazo de trinta a sessenta dias e assim o fizeram quando contratados.

A microturbina é fabricada pela Capstone nos EUA e foi adquirida pela ENEDIS, seu representante e agente de serviços para o Mercosul. A ENEDIS foi responsável pelo treinamento dos profissionais da SABESP e do CENBIO, os quais receberam treinamento sobre a programação do software e operação do sistema, com o objetivo de garantir o bom funcionamento do equipamento, enquanto estiverem sendo realizados os estudos.

O “start – up” da instalação da microturbina na ETE da SABESP, em Barueri, foi realizado no dia 10 de Dezembro de 2002. A Inauguração Oficial foi realizada no dia 18 de dezembro de 2002 no local e contou com a ilustre presença do Secretário de Energia do Estado de São Paulo, Mauro Arce, do Secretário do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, José Goldemberg e do Vice – Presidente da SABESP, Antonio Marsiglia Netto.

A análise comparativa entre os dois sistemas (microturbina e grupo gerador) seria conduzida utilizando-se os dados obtidos no sistema da microturbina instalado na ETE de Barueri e referências bibliográficas, que fornecem as informações sobre os grupos geradores convencionais. Porém, os participantes do projeto Energ-Biog, vislumbraram a possibilidade da instalação de um grupo gerador de pequeno porte, com potência nominal similar à da microturbina (30 kW), operando em paralelo com a mesma e sob as mesmas condições de trabalho. Isso possibilitaria a obtenção de dados mais precisos em termos de desempenho dos equipamentos, possibilitando um estudo comparativo real com dados empíricos ao invés de referências bibliográficas somente.

Durante as pesquisas sobre o mercado de tecnologias de conversão de biogás em energia elétrica foi identificado, no mês de fevereiro de 2003, um fabricante nacional que produz grupos geradores a biogás baseados em motores automotivos. O fabricante, de razão social “Trigás”, localiza-se na cidade de Caxias do Sul – RS. Foi então que a equipe do CENBIO visitou a fábrica e constatou tratar-se de um equipamento que agrega as características necessárias ao projeto. Além do custo bastante atrativo, quando comparado com os geradores convencionais (R\$ 500/kW contra R\$ 3.000/kW dos convencionais), o equipamento possui potência equivalente a da microturbina (30 kW), o que colaboraria para a melhoria do estudo comparativo. O grupo gerador da Trigás foi adquirido pela equipe técnica do CENBIO em meados de 2004 e o equipamento entrou em operação em dezembro do mesmo ano.

6.2 A SITUAÇÃO ATUAL NA SABESP – COMPANHIA DE SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DE SÃO PAULO

A Sabesp é hoje uma das maiores empresas de saneamento do mundo e a maior do setor nas Américas. Na tabela 6.1 são mostrados alguns dados operacionais da SABESP:

Tabela 6.1 – Dados Operacionais da SABESP

Dados Gerais	
População Total Atendida	25 milhões de pessoas
Municípios atendidos	368
Índice de tratamento de água	100%
Índice de esgotos coletados	78%
Índice de esgotos tratados	63%
Dados do Tratamento de Águas	
Ligações cadastradas de água	6,4 milhões
Estações de Tratamento de água	194
Reservatórios	2034
Capacidade do armazenamento de água (reservatórios)	2,7 bilhões de litros
Poços	1057
Adutoras	4.936 quilômetros
Redes de distribuição de água	52.661 quilômetros
Dados do Tratamento de Esgotos	
Estações de tratamento de esgotos	437
Capacidade de tratamento de esgotos	37,1 mil litros por segundo
Redes coletoras de esgotos	34.974 quilômetros
Coletores, emissários e interceptores	1.623 quilômetros
Ligações cadastradas de esgotos	4,8 milhões

Fonte: SABESP, 2006¹²

A tabela 6.2 a seguir mostra o consumo per capita de água no Brasil de acordo com o resultado do Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgotos de 2001, apresentado pelo Sistema Nacional de Informações Sobre Saneamento – SNISS.

¹² Informação disponível no site da SABESP (www.sabesp.com.br), na seção “Dados Operacionais da SAESP”, em janeiro de 2006.

Tabela 6.2 – Consumo per capita de água nas diferentes regiões brasileiras

Região	Empresa	Consumo médio per capita de água (l/hab/dia)
Norte	CAER/RR	138,22
Norte	CAERD/RO	110,74
Norte	CAESA/AP	163,03
Norte	COSAMA/AM	51,13
Norte	COSANPA/PA	99,98
Norte	DEAS/AC	101,08
Nordeste	AGESPISA/PI	74,45
Nordeste	CAEMA/MA	114,62
Nordeste	CAERN/RN	118,1
Nordeste	CAGECE/CE	119,41
Nordeste	CAGEPA/PB	108,51
Nordeste	CASAL/AL	113,81
Nordeste	COMPESA/PE	79,73
Nordeste	DESO/SE	109,44
Nordeste	EMBASA/BA	115,3
Sudeste	CEDAE/RJ	219,21
Sudeste	CESAN/ES	194,03
Sudeste	COPASA/MG	141,61
Sudeste	SABESP/SP	160,84
Sul	CASAN/SC	127,59
Sul	SANEPAR/PR	125,17
Sul	CORSAN/RS	129,73
Centro-Oeste	CAESB/DF	193,29
Centro-Oeste	SANEAGO/GO	120,79
Centro-Oeste	SANEMAT/MT	163,29
Centro-Oeste	SANESUL/MS	112,58

Fonte: www.sabesp.com.br

Diante dos valores apresentados nas tabelas 6.1 e 6.2, especificamente a respeito da população total atendida pela SABESP (25 milhões de habitantes) e do consumo médio per capita de água (160 litros/habitante/dia) no Estado de São Paulo, torna-se possível estimar que, em relação aos efluentes líquidos, a Grande São Paulo produz aproximadamente 46,3 m³/s. Deste total, 49% (22,75 m³/s) é tratado, sendo cerca de 23% (10,8 m³/s) pelo processo de digestão anaeróbia, mas o biogás produzido é queimado em “flares” ou queimadores.

A SABESP possui 5 unidades principais para o tratamento de esgoto na Grande São Paulo, cuja quantidade de esgoto tratado equivale a aproximadamente 11,3 m³/s, conforme tabela apresentada a seguir:

Tabela 6.3 - Volume de Resíduos Tratados na Grande São Paulo

Unidades de Tratamento da Grande São Paulo	Capacidade Instalada (m ³ /s)	Quantidade de Esgoto Tratado (m ³ /s)	Produção Média de Biogás (m ³ /dia)
Barueri	9,5	7,5	24.000
Suzano	1,5	0,7	3.000
ABC	3,0	1,4	1.200
São Miguel Paulista	1,5	0,5	n.d.
Parque Novo Mundo	2,5	1,2	n.d.
Total na Grande SP	18,0	11,3	28.200

Fonte: SABESP, 2001

A unidade de Barueri é a única onde um pré-estudo de viabilidade para o aproveitamento do biogás para a geração de energia elétrica foi realizado¹³, indicando uma produção média de 24.000 m³ (tratamento primário) por dia de biogás (chegando a 28.000 m³/dia em alguns períodos), com um PCI (poder calorífico inferior, estimado) de 4.850 kcal/Nm³ (20.2 MJ/Nm³) com a seguinte composição (%):

Tabela 6.4 - Composição em % do Biogás da ETE da SABESP em Barueri, SP**Composição Média da Mistura Gasosa**

Metano (CH ₄)	62,5%
Dióxido de Carbono (CO ₂)	31%
Oxigênio (O ₂) + Nitrogênio (N ₂)	6,5%

Fonte: CQM Engenharia, 2001

Tabela 6.5 - Outras Características**Outras Características**

Enxofre Total (como S)	9,369 mg/m ³
P.C.S.	5.500 Kcal/m ³
Densidade	0,874 g/l
Pressão	250 mm c.a. (Medida no Gasômetro)
Volume Produzido	22.000 m ³ /dia (aprox.)

Fontes: CQM Engenharia, 2001

A utilização do processo de digestão anaeróbia em detrimento da aeróbia favorece o sistema de tratamento a medida em que a produção de lodo é menor o que reduz os custos de tratamento, no entanto a produção de gás metano é muitas vezes maior. O metano produzido no processo de

¹³ CQM Engenharia. Estudo sobre Utilização de Biogás produzido na ETE Barueri, São Paulo, 2001. Material disponível na Estação de Tratamento de Esgoto da SABESP em Barueri / SP.

digestão anaeróbia pode causar grande impacto ambiental se for liberado diretamente na atmosfera. Para evitar que isso aconteça uma parte é utilizada na própria estação de tratamento para produzir calor e manter o digestor na temperatura adequada. O excedente é queimado em “flares” ou “queimadores” para reduzir o impacto ao meio ambiente, transformando metano em dióxido de carbono e liberando calor para o ambiente.

O processo de conversão energética proposto para a Estação de Tratamento de esgoto (ETE) de Barueri, localizada na Grande São Paulo, converteu parte do biogás, que era queimado em “flare” ou “queimador”, em energia elétrica utilizando uma microturbina própria para biogás¹⁴ e um motor ciclo Otto adaptado.

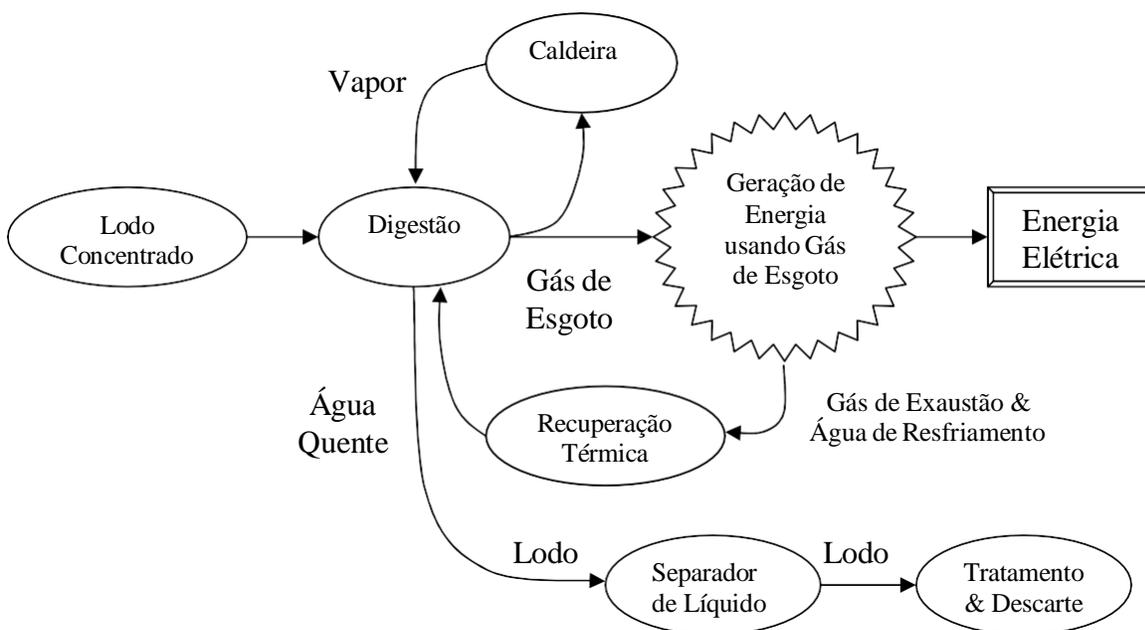


Figura 6.1 - Princípio do Fluxo do Sistema

Fonte: CENBIO, 2002

A figura acima mostra esquematicamente como pode ser feito o aproveitamento do gás. Aproximadamente 30% da energia contida no biogás é convertida em energia elétrica enquanto outros 60% podem ser introduzidos em sistemas de reaproveitamento, como é o caso do aquecimento do biodigestor. Essa porcentagem de 30% está diretamente ligada à eficiência das

¹⁴ Microturbina para biogás disponível no mercado internacional pela Capstone Co.

tecnologias de conversão da energia contida no biogás em energia elétrica (motores ou turbinas). Se for implantado um sistema de co-geração o rendimento global aumenta à medida que a energia térmica contida nos gases de exaustão pode ser utilizada como calor de processo (CENBIO, 2002).

6.3 CARACTERÍSTICAS DA INSTALAÇÃO DA MICROTURBINA NA ETE DA SABESP EM BARUERI

Entre os meses de novembro e dezembro de 2002, foi montada a instalação física da microturbina de 30 kW, a biogás, na forma de uma bancada para testes.

Para a montagem deste laboratório de testes, foi aproveitada toda a infra-estrutura oferecida pela chamada “Casa da Caldeira”, na ETE da SABESP em Barueri.

Nas figuras a seguir, pode-se acompanhar a evolução das obras civis, instalação do sistema e inauguração oficial.



Figura 6.2 – Foto aérea da Estação de Tratamento de Esgoto da SABESP em Barueri / SP

Fonte: SABESP, 2003



Figura 6.3 – Casa da Caldeira e os biodigestores ao fundo



Figura 6.4 – Local da instalação



Figura 6.5 – Obra civil e base de concreto



Figura 6.6 – Início das instalações elétricas e de rede



Figura 6.7 – Ajustes nos equipamentos da instalação



Figura 6.8 – Display da Microturbina



Figura 6.9 – Instalação finalizada



Figura 6.10 – Tubulação de alimentação da Caldeira e da instalação da Microturbina



Figura 6.11 – Caldeira do local da instalação



Figura 6.12 – Inauguração Oficial da Instalação (18/12/2002)



Figura 6.13 – Solenidade de abertura com a presença do Secretário da Energia e de Recursos Hídricos, Saneamento e Obras e Presidente da SABESP – Mauro Arce, do Secretário do Meio Ambiente – José Goldemberg e do Vice-Presidente da Metropolitana de Produção – Antônio Marsiglia Netto

No mesmo prédio da instalação existe uma caldeira a biogás (para a manutenção da temperatura dos biodigestores da ETE), uma área livre ao lado para a possibilidade de inclusão de outra caldeira (o que não ocorreu, sendo, portanto, este o espaço físico destinado a montagem da bancada, aproveitando-se também a facilidade que a tubulação de alimentação da caldeira oferecia para a criação da tomada de biogás a ser alimentado na microturbina), e uma sala reservada e isolada ao lado, onde se localizavam os transformadores da instalação da caldeira (essa sala foi escolhida para ser a chamada “Sala do Operador da Microturbina”).

O “layout” do local da instalação encontra-se na figura 6.14, a seguir.

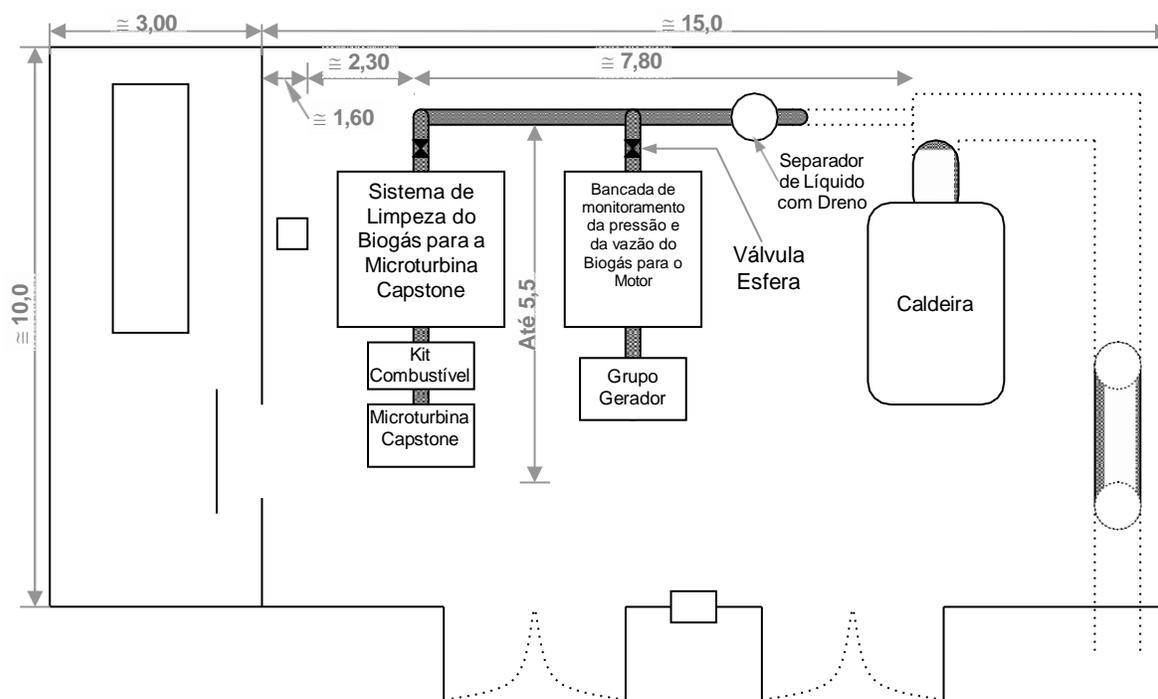


Figura 6.14 – Layout do local da instalação

Fonte: CENBIO, 2002

Na bancada de testes da microturbina, na Sala da Caldeira, foram instalados: 11 Válvulas Esferas, 5 Plugs Reservas, 3 Sensores de Pressão, 3 Sensores de Temperatura, 3 Filtros Coalescentes, 1 Filtro de Carvão Ativado, 2 Secadores por Refrigeração, 1 Compressor de Palhetas, 1 Separador de Líquido com Dreno, 1 Filtro de Partículas, 1 Válvula Reguladora de Pressão, 1 Medidor de Vazão e a Microturbina.

Na chamada Sala do Operador da Microturbina, foram instalados: 1 Quadro de Distribuição de Energia, 1 Quadro de Transferência de Energia, 3 Medidores de Consumo de Energia (um para o Compressor e outros dois para os Secadores por Refrigeração), 1 Medidor de Energia Gerada (energia elétrica gerada pela Microturbina), 3 Displays de visualização de dados (referentes aos sensores de temperatura, pressão e medidor de vazão), 1 microcomputador completo (para armazenamento de todos os dados da instalação), 1 mesa, 2 cadeiras, 1 telefone e 1 armário.

6.3.1 EQUIPAMENTOS UTILIZADOS

Os equipamentos empregados na ETE de Barueri, bem como suas funções, são descritos na tabela 6.6. Nas figuras 6.15 e 6.16, são apresentados uma foto e um esquema das instalações do projeto, respectivamente.

A quantidade de biogás a ser consumida pela microturbina equivale a 20 m³/h ou 480 m³/dia, em média.

Tabela 6.6 – Função dos equipamentos da instalação do projeto

Equipamento	Função
Válvula Esfera 1	Abertura e fechamento da passagem de biogás no começo da linha (bancada 1).
Manômetro	Mede a pressão na entrada da linha.
Plug Reserva 1	Disponibiliza a coleta de amostra do biogás, antes do sistema de purificação, para análise em laboratório.
Sensor de Pressão 1	Disponibiliza e armazena dados sobre a pressão na linha, na bancada 1, para monitoramento pelo computador.
Sensor de Temperatura 1	Disponibiliza e armazena dados sobre a temperatura na linha, na bancada 1, para monitoramento pelo computador.
Filtro Coalescente 1	Retirada de particulados, óleo e parte da umidade presente no biogás.
Filtro de Carvão Ativado	Retirada de compostos de enxofre (principalmente H ₂ S) e siloxina, presentes no biogás.
Válvula Esfera 2	Abertura e fechamento da passagem de biogás antes do Secador por Refrigeração 1 (final da bancada 1).
Secador por Refrigeração 1	Retirada da umidade presente no biogás.
Compressor de Palhetas	Eleva a pressão na linha para 80 psi, devido a pressão de trabalho exigida pela microturbina.
Válvulas Esfera 3	Abertura e fechamento da passagem de biogás depois do Compressor de Palhetas (início da bancada 2).
Separador de Líquido com Dreno	Retirada do excesso de umidade presente no biogás na entrada da linha.
Filtro Coalescente 2	Retirada de particulados, óleo e parte da umidade presente no biogás após a compressão do mesmo.

continua...

continuação

Tabela 6.6 – Função dos equipamentos da instalação do projeto

Equipamento	Função
Sensor de Temperatura 2	Disponibiliza e armazena dados sobre a temperatura na linha, na bancada 2, para monitoramento pelo computador.
Sensor de Pressão 2	Disponibiliza e armazena dados sobre a pressão na linha, na bancada 2, para monitoramento pelo computador.
Plug Reserva 2	Disponibiliza a coleta de amostra do biogás, após a compressão do mesmo, para análise em laboratório.
Plug Reserva 3	Reserva para futura implantação de um novo equipamento.
Válvulas Esfera 4	Abertura e fechamento da passagem de biogás antes do Secador por Refrigeração 2 (final da bancada 2).
Secador por Refrigeração 2	Retirada da umidade formada no biogás após a compressão do mesmo.
Válvula Esfera 5	Abertura e fechamento da passagem de biogás depois do Secador por Refrigeração 2 (início da bancada 3).
Filtro Coalescente 3	Retirada de particulados, óleo e parte da umidade presente no biogás após a secagem do mesmo.
Filtro de Gás	Retirada de particulados presentes no biogás, antes da entrada do mesmo na microturbina.
Válvula Reguladora de Pressão	Regula a pressão de entrada do biogás (entre 75 ~ 80 psi) na microturbina.
Sensor de Temperatura 3	Disponibiliza e armazena dados sobre a temperatura na linha, na bancada 3, para monitoramento pelo computador.
Sensor de Pressão 3	Disponibiliza e armazena dados sobre a pressão na linha, na bancada 3, para monitoramento pelo computador.
Plug Reserva 4	Disponibiliza a coleta de amostra do biogás, após o sistema de purificação do mesmo, para análise em laboratório.
Plug Reserva 5	Reserva para futura implantação de um novo equipamento.
Medidor de Vazão	Disponibiliza e armazena dados sobre a vazão na linha, na bancada 3, para monitoramento pelo computador.
Válvula Esfera 6	Abertura e fechamento da passagem de biogás antes da entrada do mesmo na microturbina (final da bancada 3).
Microturbina Capstone	Responsável pela geração de energia elétrica e térmica (pelos gases de exaustão) por meio da combustão do biogás.

Fonte: CENBIO, 2003



Figura 6.15 – Foto da Instalação do projeto

Fonte: CENBIO, 2003

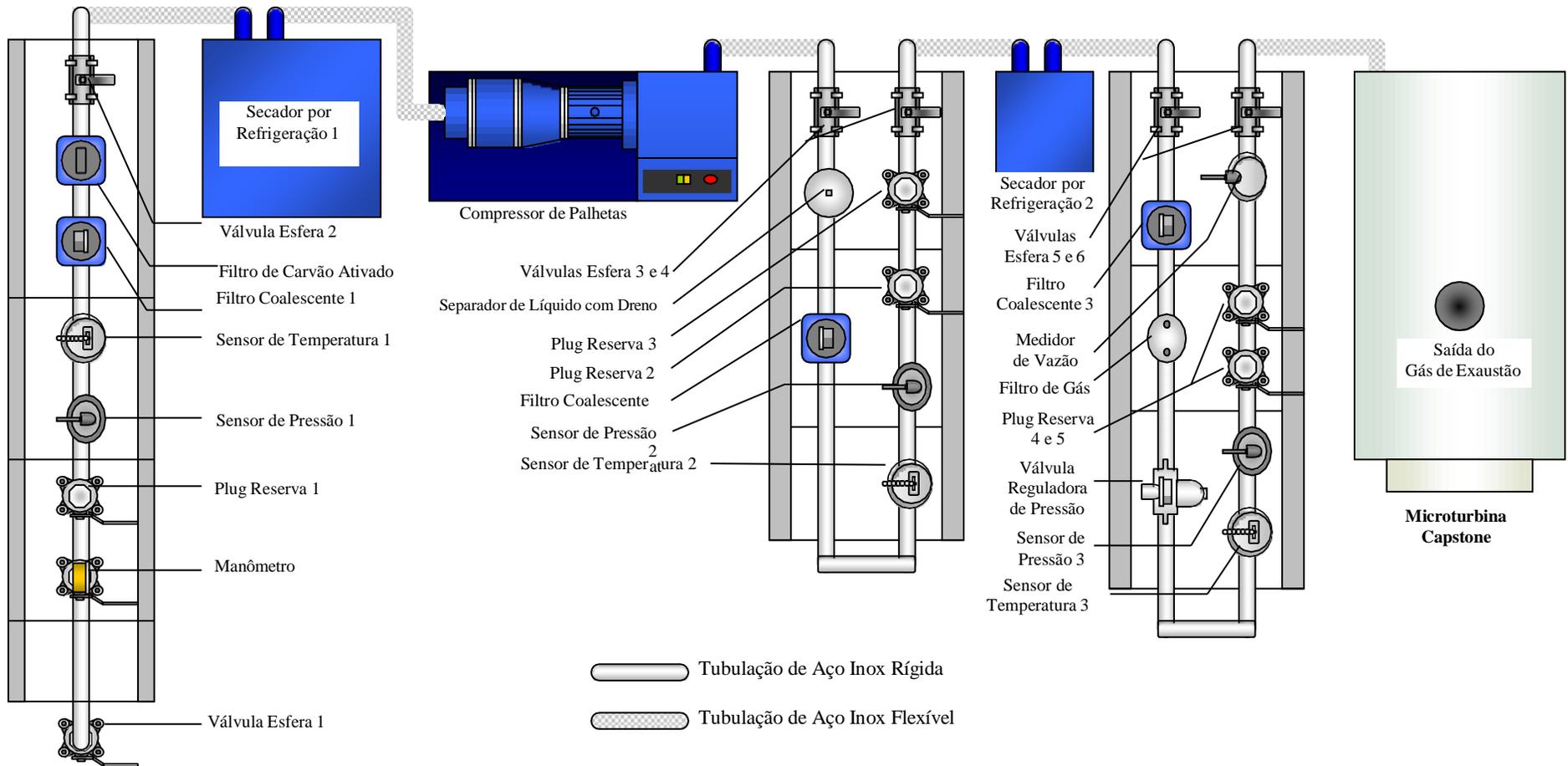


Figura 6.16 – Layout da Instalação do projeto

Fonte: CENBIO, 2003

A tabela seguir, fornece algumas características da Microturbina Capstone utilizada na instalação.

Tabela 6.7 – Características da Microturbina Capstone Modelo 330 Gás de Aterro / Gás de Digestor

Propriedades da Turbina Capstone Modelo 330	
Altura	1.900 mm
Largura	714 mm
Profundidade	1.344 mm
Peso	478 kg
Nível de ruído	58 dBA
Emissão de NOx	< 9ppm
Emissão de CO	36 ppm
Emissão CH ₄	5 ppm
Fluxo de combustível (Metano – PCS)	440.000 kJ/h
Potência gerada	15 –30 kW/h
Frequência	50 / 60 Hz
Temperatura do gás de exaustão	261° C
Energia total de exaustão	305.000 kJ/h
Calor gerado	13.000 kJ/kWh
RPM	96.000

Fonte: Capstone, 2001

6.4 SISTEMA DE PURIFICAÇÃO DO BIOGÁS UTILIZADO NA INSTALAÇÃO DA MICROTURBINA

O biogás gerado na ETE da SABESP, em Barueri, contém certas impurezas que podem comprometer o bom funcionamento do sistema de purificação (secadores por refrigeração), de compressão (compressor de paletas) e de geração de energia elétrica (microturbina), presentes na instalação. As impurezas mais relevantes encontradas no biogás são basicamente:

- Umidade: pode comprometer o bom funcionamento das partes internas da microturbina (bicos injetores, câmara de combustão, paletas da turbina), além de provocar o empobrecimento do Poder Calorífico do biogás;

- H₂S: também pode comprometer o bom funcionamento das partes internas dos secadores, do compressor e da microturbina, pelo efeito da corrosão causada pelo H₂S na forma gasosa ou solubilizado na água;
- Presença de ar na tubulação: causa empobrecimento do Poder Calorífico do biogás;
- CO₂: gás inerte que também causa empobrecimento do Poder Calorífico do biogás, porém, a microturbina utilizada na instalação, foi projetada para operar com níveis de CO₂, entre 30% e 50%. Devido a este fato, não se tornou necessária a retirada deste elemento do biogás.

Para a retirada da umidade presente no biogás foram utilizados, ao longo da linha, filtros coalescentes e dois secadores por refrigeração; um antes e outro após o compressor. Quanto à remoção do H₂S gasoso, foi utilizado um filtro de carvão ativado, operando pelo princípio de adsorção, enquanto que, para a remoção do H₂S solubilizado na água, foram utilizados secadores por refrigeração e filtros coalescentes.

Tendo em vista que a microturbina corresponde ao equipamento de maior custo da instalação, o sistema de purificação empregado neste projeto, piloto na América Latina, foi dimensionado de forma a garantir que as características do biogás estejam dentro das especificações requeridas pela microturbina.

Os resultados das análises do biogás já realizadas demonstram que o sistema de purificação proposto atendeu às necessidades requeridas pelo equipamento de conversão, ou seja, a microturbina a biogás.

6.5 RESULTADOS DOS TESTES

Com base no “Relatório Técnico das Análises do Biogás”, elaborado pelo CENBIO em 2003, foi realizado um estudo da viabilidade do processo de análise do biogás da ETE da SABESP, em Barueri. Este documento apresenta, analisa e comenta as duas opções disponíveis para a realização do serviço de coleta de amostras de biogás para análise. A primeira opção leva em conta a compra do analisador portátil (GEM-500, da CES-Landtec) pelo CENBIO e a realização do serviço de coleta de amostra e análise do biogás no local

pelo IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas. A segunda opção leva em conta a compra, pelo CENBIO, do serviço de coleta de amostra e análise do biogás no local (valor fechado mediante contrato) pela White Martins. De acordo com o que foi apresentado e analisado no estudo realizado, para efeitos de custos e de praticidade, foi recomendada a segunda opção.

6.5.1 ANÁLISE DO BIOGÁS

No início do mês de junho de 2003, foi firmado um Contrato de Prestação de Serviços entre a empresa White Martins e o CENBIO / BUN, referente a serviços de coleta de amostra e análise do biogás na ETE da SABESP, em Barueri. Foram feitas no total 24 análises do biogás ao longo da linha da instalação da microturbina.

A análise do biogás utilizado para alimentar a turbina forneceu informações importantes sobre as características tanto do biogás gerado na própria estação como do seu comportamento ao longo da instalação da microturbina. Foi possível também, avaliar o rendimento do sistema de purificação do gás, bem como o resultado dos gases de exaustão, que possibilitaram a comparação dos desempenhos entre as tecnologias (microturbina e motor).

As coletas de amostra para cada análise do biogás foram retiradas em 3 pontos (nos chamados “Plugs Reservas” da figura 6.1.6), sendo o primeiro (Conjunto A ou Bancada 1) antes do sistema de purificação, ou seja, na forma “In-Natura”, o segundo (Conjunto B ou Bancada 2) após o compressor e o terceiro (Conjunto C ou Bancada 3) antes da entrada da microturbina, após todo o sistema de purificação.

Os parâmetros determinados nas análises do biogás foram:

- Composição do gás (CH_4 , CO_2 , O_2 , N_2 em % e/ou ppm);
- Compostos de Enxofre: (Sulfeto de Hidrogênio, Sulfeto de Carbonila, Metil Mercaptan, Etil Mercaptan, Normal Propil Mercaptan, Iso-Propil Mercaptan, T- Butil Mercaptan) com ênfase no Sulfeto de Hidrogênio (H_2S) (em ppm);

- Umidade absoluta (em %);
- Densidade relativa e absoluta;
- Poder Calorífico Inferior e Superior (em kJ/m^3).

As fotos a seguir ilustram o procedimento de coleta de amostra e análise do biogás na ETE da SABESP, em Barueri.



Figura 6.17 – Laboratório móvel da White Martins



Figura 6.18 – Coleta de amostra do biogás em saco plástico apropriado, denominado “bag”, no Ponto – 1 (antes do sistema de purificação), na primeira bancada



Figura 6.19 – Procedimento de análise da umidade presente no biogás pelo método do Ponto de Orvalho (P.O.)



Figura 6.20 – Coleta de amostra do gás para análise da concentração de H_2S presente no biogás

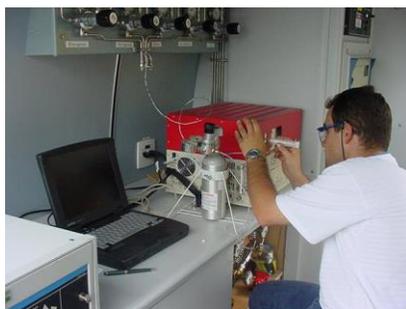


Figura 6.21 – Amostra sendo injetada em um Cromatógrafo Gasoso para determinação da concentração de H_2S presente no biogás



Figura 6.22 – Os dados são enviados ao computador que calcula as concentrações de cada um dos componentes encontrados na mistura

A tabela a seguir exibe a composição do biogás (mínima, média e máxima) nos três pontos de coleta da instalação.

Tabela 6.8 – Composição (mínima, máxima e média) do biogás, nos 3 pontos da linha da microturbina, em comparação com os dados obtidos com as especificações exigidas pela Capstone, fabricante da microturbina

COMPONENTES	O2	N2	CO2	CH4	H2S	H2O	PCI	PCS	Densidade Relativa	Densidade
PADRÃO CAPSTONE	0 - 10	0 - 50	0 - 50	30 - 100	0 - 70.000	0 - 5	13.800 - 27.605	28.000 - 45.000	0,85 - 1,00	.
UNIDADES	% vol.	% vol.	% vol.	% vol.	ppm em vol.	% vol.	kJ/m3 A 25 °C	kJ/m3 A 25 °C	a 15°C 101,325 kPa	kg/m3
Mínimo A	0,05	0,10	28,00	65,00	19,0	1,80	21678,3	24099,6	0,8312	1,019
Máximo A	0,40	2,40	32,70	68,90	340,0	3,10	22990,6	25556,7	0,8741	1,071
Média A	0,07	0,46	30,57	66,53	134,0	2,52	22195,1	24673,7	0,8555	1,048
Mínimo B	0,05	0,10	29,50	66,20	24,4	0,30	22101,2	24531,2	0,8431	1,033
Máximo B	0,20	1,70	33,20	69,70	375,0	0,60	23254,8	25901,3	0,8781	1,076
Média B	0,06	0,41	31,23	67,88	145,8	0,40	22648,7	25182,2	0,8602	1,054
Mínimo C	0,01	0,10	29,80	65,20	19,0	0,10	21758,6	24192,2	0,8464	1,037
Máximo C	0,30	1,80	33,30	69,60	379,0	0,20	23208,8	25756,6	0,8782	1,076
Média C	0,06	0,42	31,388	67,90	145,8	0,147	22638,9	25126,9	0,8611	1,055

Fonte: CENBIO, 2003

Os 3 pontos de amostragem do biogás foram coletados por meio dos “Plugs Reservas” distribuídos ao longo das 3 bancadas do sistema de purificação e compressão do gás para a microturbina.

6.5.2. ANÁLISE DOS GASES DE EXAUSTÃO

As características do biogás mudam de acordo com sua composição, logo a composição dos gases de exaustão é consequência da composição do combustível, e também das condições de uso do mesmo. Levando em conta sua composição média e a realização da combustão em presença de ar atmosférico, poderão existir nos fumos da combustão SO_x, NO_x e CO, entre outros poluentes.

Para a análise dos gases de exaustão, foi contratado o serviço do laboratório móvel da White Martins, o mesmo utilizado para o serviço de análise do biogás na instalação da microturbina. Ao todo, foram feitas 24 análises do biogás na instalação da microturbina, conforme explicado no subitem anterior, 4 análises dos gases de exaustão da microturbina e mais uma análise dos gases de exaustão do grupo gerador da Trigás. As 4 análises dos gases de exaustão da microturbina foram realizadas nos dias 9, 16, 18 e 19 de dezembro de 2003, em paralelo com as últimas análises do biogás.

As coletas de amostra dos gases de exaustão foram realizadas na tomada adaptada, feita no encaixe entre a microturbina e a tubulação de exaustão da mesma.

Os parâmetros determinados nas análises dos gases de exaustão da microturbina foram:

- Concentração dos gases (em % ou em ppm): O₂, NO e NO₂ (NO_x), CO e CO₂ (CO_x), SO₂ e C_xH_y ou THC (hidrocarbonetos totais).

As fotos a seguir ilustram o procedimento de coleta de amostra e análise dos gases de exaustão da microturbina na ETE da SABESP, em Barueri.



Figura 6.23 – Detalhe do interior do laboratório móvel da White Martins



Figura 6.24 – Analisadores dos gases de exaustão da microturbina



Figura 6.25 – Visão geral do interior do laboratório móvel da White Martins



Figura 6.26 – Coleta de amostra dos gases de exaustão da microturbina



Figura 6.27 – Detalhe da adaptação feita para a coleta de amostra dos gases de exaustão da microturbina



Figura 6.28 – Análise dos dados para cálculo dos resultados

A tabela a seguir exhibe a composição (mínima, máxima e média) dos gases de exaustão da microturbina. As coletas de amostra dos gases de exaustão foram realizadas na tomada adaptada, feita no encaixe entre a microturbina e a tubulação de exaustão da mesma.

Tabela 6.9 – Composição (mínima, máxima e média) dos gases de exaustão da microturbina, em comparação com os dados fornecidos pela Capstone, fabricante da microturbina

COMPONENTES	O ₂	CO ₂	CO	SO ₂	NO	NO _x	THC
PADRAO CAPSTONE	18	Não disp.	36	Não disp.	Não disp.	0 - 9	5
UNIDADE	% vol.	% vol.	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
Mínimo	18,0	2,1	10,0	0,001	0,014	0,162	42,0
Máximo	18,5	2,1	145,0	2,900	0,037	0,640	51,0
Média	18,2	2,1	80,8	1,800	0,029	0,412	46,0

Fonte: CENBIO, 2003

No dia 19 de dezembro de 2003, foram finalizadas as análises do biogás e dos gases de exaustão da microturbina, previstos para o ano de 2003.

No caso do grupo gerador da Trigás, a análise dos gases de exaustão do equipamento foi realizada somente no dia 29 de dezembro de 2004, logo após a instalação e início de operação do equipamento.

A coleta de amostra dos gases de exaustão foi realizada na tomada adaptada, feita na tubulação de exaustão do mesmo.

Os parâmetros determinados na análise dos gases de exaustão do grupo gerador foram os mesmos considerados para a microturbina, ou seja:

- Concentração dos gases (em % ou em ppm): O_2 , NO e NO_2 (NO_x), CO e CO_2 (CO_x), SO_2 e C_xH_y ou THC (hidrocarbonetos totais).

A foto a seguir ilustra o procedimento de coleta de amostra e análise dos gases de exaustão do grupo gerador da Trigás instalado na ETE da SABESP, em Barueri.



Figura 6.29 – Coleta de amostra dos gases de exaustão do grupo gerador

Fonte: CENBIO, 2004

A tabela a seguir exibe a composição média dos gases de exaustão do grupo gerador.

Tabela 6.10 – Composição média dos gases de exaustão do grupo gerador da Trigás

COMPONENTES	O ₂	CO ₂	CO	SO ₂	NO	NO _x	THC
UNIDADE	% vol.	% vol.	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
Média	9,5	14,7	-	0,65	0,001	0,001	0,16

Fonte: CENBIO, 2005

Segundo o Engenheiro Silvio Figueiredo do agrupamento térmico do Instituto de Pesquisa Tecnológica (IPT)¹⁵, as emissões dos gases de exaustão estão diretamente relacionadas à carga e a temperatura de combustão. Durante a análise, o grupo gerador em questão estava submetido a uma carga de aproximadamente 18 kW (cerca de 60% de sua carga máxima) e, por ser uma carga relativamente baixa, acarretou em uma temperatura de combustão inferior a necessária para a formação dos gases como o SO₂, o NO e o NO_x. Como o ajuste da admissão do ar ainda não estava em seu ponto ótimo, o resultado real da queima fica ainda mais impreciso. Seria necessária a realização de novas análises dos gases de exaustão do grupo gerador, mas isso não foi possível por motivos econômicos e de ordem técnica, uma vez que o grupo gerador passou a apresentar maiores problemas em sua operação.

6.5.3 CONSUMO ESPECÍFICO DE BIOGÁS DA MICROTURBINA E DO GRUPO GERADOR

6.5.3.1 CONSUMO ESPECÍFICO DE BIOGÁS DA MICROTURBINA

Durante os testes de desempenho da microturbina, verificou-se que o consumo específico de biogás variava em função da potência exigida pelo equipamento. A partir dos dados coletados, foi possível a elaboração do gráfico a seguir.

¹⁵ Engenheiro Silvio Figueiredo do agrupamento térmico do IPT, informação verbal. São Paulo, 11 de agosto de 2005.

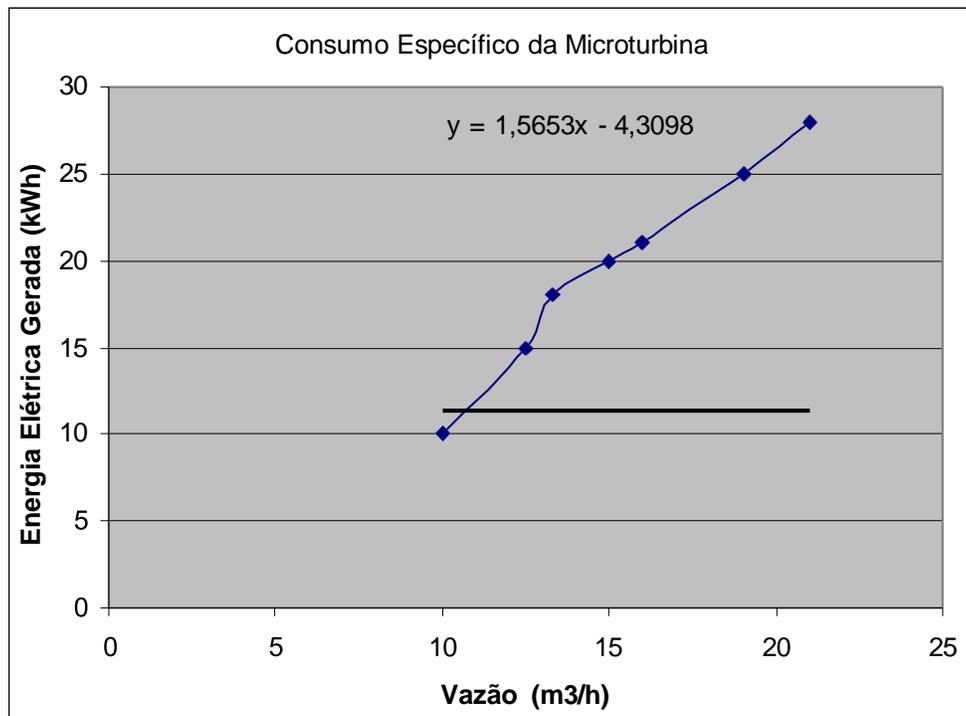


Figura 6.30 – Gráfico do Consumo Específico da Microturbina

Fonte: CENBIO, 2004

Diante do gráfico torna-se possível verificar o padrão de consumo específico médio da microturbina, que se encontra na tabela 6.11, bem como a relação entre a vazão de biogás consumida pela microturbina e a energia elétrica líquida entregue à rede, que se encontra na tabela 6.12.

Tabela 6.11 – Relação entre a vazão de biogás consumida pela microturbina e a energia elétrica gerada pela mesma

	$R_1 = \text{m}^3/\text{kWh}$	$R_2 = \text{kWh}/\text{m}^3$
Mínima	0,7985	1,2523
Máxima	1,6641	0,6009
Média	0,9871	1,0131

Fonte: CENBIO, 2004

Na tabela acima, R_1 representa a relação empírica entre a vazão de biogás consumida pela microturbina (expressa em m^3/h) e a energia elétrica gerada pela mesma (expressa em kWh). Já R_2 representa a relação inversa entre os valores, ou seja, a relação entre a energia

elétrica gerada pela microturbina (expressa em kWh) e a vazão de biogás consumida pela mesma (expressa em m³/h).

Tabela 6.12 – Relação entre a vazão de biogás consumida pela microturbina e a energia elétrica líquida entregue à rede [Microturbina – (Compressor + Secador A + Secador B)]

	$R_1' = \text{m}^3/\text{kWh}$	$R_2' = \text{kWh}/\text{m}^3$
Mínima	1,2181	0,8210
Máxima	1,7367	0,5758
Média	1,5525	0,6441

Fonte: CENBIO, 2004

Na tabela acima, R_1' representa a relação empírica entre a vazão de biogás consumida pela microturbina (expressa em m³/h) e a energia elétrica líquida entregue à rede (expressa em kWh), ou seja, a energia gerada pela microturbina, descontando-se a energia consumida pelo sistema de compressão e purificação do biogás, compostos pelos dois secadores por refrigeração e o compressor. Já R_2' representa a relação inversa entre os valores, ou seja, a energia elétrica líquida entregue à rede (expressa em kWh) e a vazão de biogás consumida pela mesma (expressa em m³/h).

- Potência líquida do sistema da microturbina:

A potência líquida entregue pelo sistema deve levar em conta a energia gerada pela microturbina, descontando-se a energia elétrica consumida pelo compressor e pelos dois secadores por refrigeração. Dessa forma tem-se que:

- Média da energia elétrica gerada pela Microturbina = 25,0 kWh;
- Média da energia elétrica consumida pelo Compressor = 4,45 kWh;
- Média da energia elétrica consumida pelo Secador A = 0,65 kWh;
- Média da energia elétrica consumida pelo Secador B = 0,40 kWh.

Assim sendo, torna-se possível calcular a potência líquida entregue à rede pelo sistema:

- Energia elétrica líquida entregue à rede (kWh) = $25,0 - (4,45 + 0,65 + 0,40) = 19,5$ kWh

6.5.3.2 CONSUMO ESPECÍFICO DE BIOGÁS DO GRUPO GERADOR

Durante os testes de desempenho do grupo gerador da Trigás houveram problemas técnicos com os equipamentos de automação e medição impossibilitando a coleta de dados em tempo real como no caso da microturbina. Diante disso, o consumo específico do grupo- gerador da Trigás foi adotado com base nas informações fornecidas pelo fabricante do equipamento, a Trigás, conforme a tabela a seguir.

Tabela 6.13 – Relação entre a vazão de biogás consumida pelo grupo-gerador da Trigás e a energia elétrica gerada pelo mesmo

	$R_1 = \text{m}^3/\text{kWh}$	$R_2 = \text{kWh}/\text{m}^3$
Mínima	0,3	3,33
Máxima	0,5	2,0
Média	0,4	2,5

Fonte: Trigás, 2004

Na tabela acima, R_1 representa a relação empírica, de acordo com o fabricante do equipamento, entre a vazão de biogás consumida pelo grupo gerador (expressa em m^3/h) e a energia elétrica gerada pelo mesmo (expressa em kWh). Já R_2 representa a relação inversa entre os valores, ou seja, a relação entre a energia elétrica gerada pelo grupo gerador (expressa em kWh) e a vazão de biogás consumido pelo mesmo (expressa em m^3/h).

6.6 ANÁLISES DOS RESULTADOS

A tabela a seguir exhibe uma comparação dos resultados obtidos por meio das análises feitas no biogás gerado na ETE da SABESP, em Barueri, com as especificações do gás combustível de alimentação da microturbina (Modelo: C30 L/DG), de acordo com o fabricante Capstone.

Tabela 6.14 – Comparação dos resultados das análises do biogás com as especificações definidas pelo fabricante Capstone

Variante	Unidade	Capstone	Barueri	Observações
O₂	% Volume	0 – 10	0,00 - 6,30	Aprovado
N₂	% Volume	0 – 50	0,22 - 23,8	Aprovado
CO₂	% Volume	0 – 50	25,0 - 30,8	Aprovado
CH₄	% Volume	30 – 100	44,1 - 69,9	Aprovado
H₂S	ppm em vol.	0 – 70.000	0,08 - 230	Aprovado
H₂O (P.O.)*	% Volume	0 – 5	0,1 - 2,8	Aprovado
P.C.I.	kJ/m ³	13.800 – 27.605	14.715 - 23.852	Aprovado

(*) P.O.: Ponto de Orvalho.

Fonte: CENBIO, 2003

Conseqüentemente, é possível concluir que o sistema de purificação projetado atende às especificações técnicas do combustível, exigidas pela microturbina. Vale ressaltar que a escolha e o dimensionamento dos equipamentos da linha do sistema de purificação e de compressão do biogás foram feitos de acordo com as necessidades técnicas da microturbina, ou seja, procurou-se projetar um sistema que atendesse seguramente aos parâmetros necessários para a operação do equipamento gerador.

Com relação aos valores relacionados aos consumos específicos da microturbina e do grupo gerador apresentados nas tabelas 6.11 e 6.13 respectivamente, conclui-se que o sistema da microturbina consome uma maior quantidade de biogás por kWh gerado (0,99 m³/kWh ou 1,01 kWh/m³) quando comparado com o grupo gerador (0,4 m³/kWh ou 2,5 kWh/m³). No caso de todo o sistema da microturbina, ou seja, descontando-se o consumo de energia pelos dois secadores e o compressor da instalação, o consumo específico como um todo passa a ser obviamente ainda maior (1,55 m³/kWh ou 0,64 kWh/m³), como observado na tabela 6.12.

Outro dado relevante está vinculado às emissões da microturbina. As análises dos gases de exaustão conduzidas na ETE de Barueri indicaram emissões de NO_x da ordem 1 ppm, levando-se em conta que o fabricante do equipamento (Capstone) garante uma taxa de emissão de NO_x inferior a 9 ppm.

Comparando os valores da análise dos gases de exaustão do grupo gerador da Trigás (vide tabela 6.10) utilizado no projeto com os da microturbina, e levando-se em consideração que esta análise foi realizada quando o grupo gerador Trigás estava submetido a 60% da carga máxima, observa-se que a emissão de oxigênio pela microturbina é praticamente o dobro da apresentada pelo grupo gerador. Esse fato demonstra que a queima de combustível pela microturbina ocorre com grande excesso de oxigênio. Já o teor de dióxido de carbono dos gases de exaustão do motor são maiores do que o apresentado pela microturbina. Vale ressaltar que o balanço dos gases de exaustão, ou seja, a fração restante referente aos 100% da composição dos gases, é considerada como sendo o nitrogênio (N_2).

Apesar da emissão dos demais gases de exaustão, como o dióxido de enxofre (SO_2) e os óxidos de nitrogênio (NO_x), serem aparentemente menores no motor da Trigás do que na microturbina da Capstone, não se pode comparar a emissão destes gases, pois segundo a White Martins¹⁶, provavelmente, houve diluição destes poluentes na água presente no biogás da SABESP. Vale ressaltar que no caso do grupo gerador não havia um sistema de purificação instalado, permitindo a queima do biogás com alto teor de umidade. Por último, as emissões dos hidrocarbonetos totais (C_xH_y) no grupo gerador, apesar de menores se comparados aos da microturbina, não são confiáveis e nem justificáveis, uma vez que o sistema de admissão e mistura do ar e do biogás no grupo gerador apresentou problemas de instabilidade operacionais.

Os valores correspondentes às porcentagens ou concentrações iniciais dos componentes do biogás antes da admissão em ambos os equipamentos geradores são diferentes, pois no caso da microturbina havia um sistema de purificação do gás e no caso do grupo gerador não, o que afeta significativamente os valores referentes à composição dos gases de exaustão.

Devido às explicações anteriores, os valores dos gases de exaustão encontrados no grupo gerador da Trigás estão sujeitos a interpretações duvidosas. Portanto, para se evitar uma análise precipitada e imprecisa destes resultados, recomenda-se a realização de novas coletas de amostra dos gases de exaustão do equipamento em questão, operando em plena

¹⁶ Engenheiro Químico Toshiyuki Yamashita, informação verbal. São Paulo, 4 de agosto de 2005.

carga, visando a obtenção de dados mais concretos e próximos da realidade. Somente assim seria possível uma análise comparativa de ambas as tecnologias mais criteriosa em termos quantitativos e qualitativos.

7 ASPECTOS ECONÔMICOS DA CONVERSÃO DO BIOGÁS

7.1 COMPARAÇÃO ECONÔMICA ENTRE AS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO ENERGÉTICA DO BIOGÁS DISPONÍVEIS COMERCIALMENTE: MICROTURBINA E GRUPO GERADOR

Neste capítulo, é considerado o estudo de caso do projeto Energ-Biog para se efetuar a análise econômica da planta de geração, na qual serão abordadas e comparadas duas opções: a instalação de uma microturbina de pequeno porte e a instalação de um grupo gerador, também de pequeno porte, ambos com a mesma faixa de potência instalada, ou seja, 30 kW. Dessa forma, é permitida uma comparação diretamente proporcional entre as tecnologias de conversão energética do biogás. Isso também permite que este estudo seja realizado da maneira mais realista e atual possível, visando a sua replicação em ETE's de municípios de pequeno porte.

7.1.1 INVESTIMENTO E CUSTO DE CAPITAL

7.1.1.1 GERAÇÃO DE 30 kW (ISO) COM UMA MICROTURBINA CAPSTONE

Para o início da avaliação dos dados obtidos durante o projeto Energ-Biog, torna-se necessário considerar o “Overhaul¹⁷” da microturbina Capstone que é de 40.000 horas, de acordo com o seu fabricante, Capstone. A tabela a seguir mostra os custos com os equipamentos, materiais e acessórios realmente necessários para a geração de energia elétrica, a partir do biogás de tratamento de esgoto, utilizando uma microturbina de 30 kW. Não foram considerados os custos com automação, monitoramento e instalação dos equipamentos.

¹⁷ “Overhaul”: termo técnico em inglês utilizado para descrever a necessidade de revisão geral ou renovação completa de um determinado equipamento.

Tabela 7.1 – Custo dos equipamentos, materiais e acessórios para a geração de energia elétrica, a partir do biogás de tratamento de esgoto, utilizando uma microturbina de 30 kW

Equipamentos	Modelo	Quant.	Custo (R\$)*
Microturbina Capstone de 30 kW a Biogás	C330	1	109.756,10
Compressor de Palhetas	V04G	1	24.630,30
Secador por Refrigeração	CRD0230	1	3.800,00
Secador por Refrigeração	CRD0055	1	1.600,00
Filtro Coalescente	CF0036	3	2.400,00
Filtro de Carvão Ativado	CF0036	1	800,00
Tubulação	Aço inox	20 m	1.800,00
Válvulas esfera	Aço inox	6	720,00
Conexões	Aço inox	7	140,00
Tubulação de exaustão com isolamento térmico	Aço carb.	4 m	2.400
Obra civil	Concreto	18 m ²	3.000,00
Investimento total em equipamentos			151.046,40

(*) Os preços acima descritos estão baseados no Dólar comercial de venda do dia 01/04/2002 (1 US\$ = 2,2935 R\$) e não incluem IPI.

Fonte: CENBIO, 2004

De posse do custo total de investimento em equipamentos, pode-se calcular a relação de custo pelo quilowatt instalado (R_3):

$$R_3 \text{ R\$/kW} = \text{R\$ } 151.046,40 / 30 \text{ kW} = 5.034,88 \text{ R\$/kW ou } = 2.195,28 \text{ US\$/kW}$$

Outro fator a ser considerado é o de que a microturbina gera 30 kW nas condições ISO, ou seja, pressão de 1 atmosfera (nível do mar) e temperatura de 15°C. No caso da microturbina instalada na ETE da SABESP, em Barueri / SP, há uma variação de pressão e de temperatura que devem ser considerados uma vez que a altitude em que se encontra o projeto é de aproximadamente 720 m acima do nível do mar, com uma pressão média de 0,92 atmosferas e um temperatura em torno de 22°C¹⁸. Estes fatores causam uma perda no rendimento do equipamento, reduzindo a potência máxima a valores entre 23 e 28 kW.

Em setembro de 2004 o “Greenhouse Gas Technology Center Southern Research Institute”

¹⁸ Meteorologista Luis Alves do Clima Tempo, informação verbal. São Paulo, 01 de março de 2006.

juntamente com a “U.S. Environmental Protection Agency – EPA” publicaram o chamado “Relatório de Verificação de Tecnologia Ambiental¹⁹” contendo resultados de um projeto de geração de energia a partir do biogás de resíduos suínos utilizando uma microturbina Capstone de 30 kW. Dentre os resultados, torna-se útil destacar um gráfico que ilustra o efeito da temperatura ambiente (em graus Fahrenheit) sobre a produção de energia (em kW), apresentado logo abaixo.

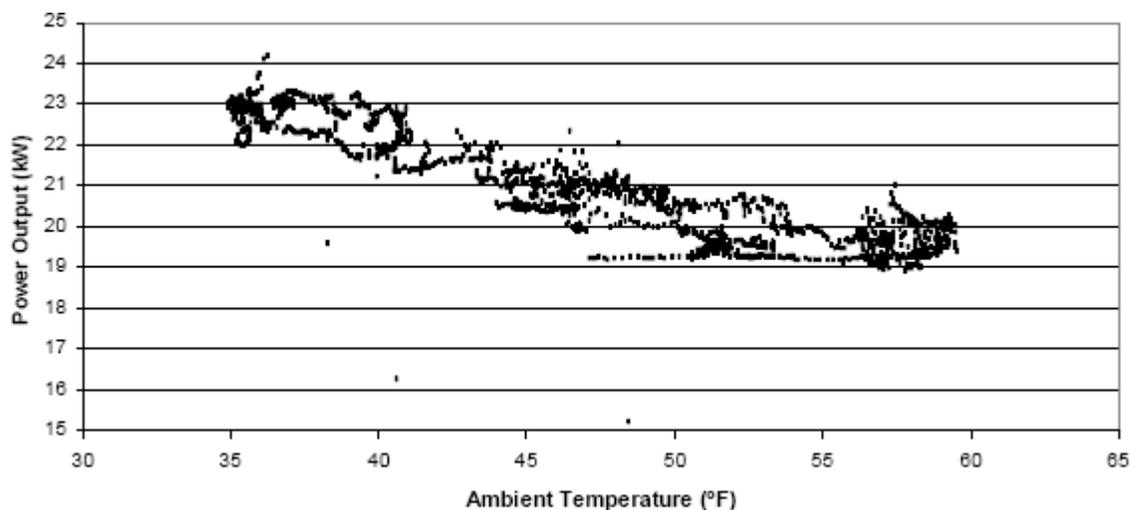


Figura 7.1 – Gráfico do efeito da temperatura ambiente sobre a produção de energia da Microturbina

Fonte: CENBIO, 2004

Porém, deve ser levado em conta que, para a operação adequada da microturbina, torna-se necessária a utilização do sistema de purificação e compressão do biogás, que incluem equipamentos como os secadores por refrigeração e o compressor, que consomem energia elétrica.

Portanto, a partir dos dados do capítulo sobre o Estudo de Caso (ETE – SABESP / Barieri), tem-se que;

¹⁹ Greenhouse Gas Technology Center Southern Research Institute and the U.S. Environmental Protection Agency – EPA. Environmental Technology Verification Report: Swine Waste Electric Power and Heat Production – Capstone 30 kW Microturbine System. September 2004. Disponível no site da Capstone (www.microturbine.com).

Energia elétrica gerada pela microturbina (E_g):

- Mínima = 23 kW
- Máxima = 28 kW
- Média = 25 kW

A somatória da energia elétrica consumida pelos dois secadores e pelo compressor (E_c):

- Mínima = 4,5 kW
- Máxima = 6,5 kW
- Média = 5,5 kW

Com base nesses dados foi possível calcular, no capítulo sobre o Estudo de Caso, a energia elétrica líquida (E.E.L.) entregue à rede:

$$E.E.L. = E_g - E_c \quad (1)$$

$$E.E.L. = 25 - 5,5 = 19,5 \text{ kW}$$

Onde:

E.E.L. = Média da energia elétrica líquida entregue à rede;

E_g = Média da energia elétrica gerada pela microturbina;

E_c = Média da energia elétrica consumida pelos secadores e mais o compressor.

Com base nesses cálculos, surge uma nova relação de custo pelo quilowatt instalado (R_3'):

$$R_3' \text{ R\$/kW} = \text{R\$ } 151.046,40 / 19,5 \text{ kW} = 7.745,97 \text{ R\$/kW} \text{ ou } = 3.377,36 \text{ US\$/kW}$$

7.1.1.2 GERAÇÃO DE 30 kW (ISO) COM UM GRUPO GERADOR DA TRIGÁS

Para a avaliação da geração de 30 kW com um grupo gerador da Trigás foi considerado que o “Overhaul” do equipamento é de 5.000 horas, de acordo com o seu fabricante. A tabela a seguir identifica os custos com os equipamentos, materiais e acessórios realmente necessários para a geração de energia elétrica, a partir do biogás de tratamento de esgoto, utilizando uma um grupo gerador de 30 kW. Não foram considerados os custos com automação, monitoramento e instalação dos equipamentos.

Tabela 7.2 – Custo dos equipamentos, materiais e acessórios para a geração de energia elétrica, a partir do biogás de tratamento de esgoto, utilizando um grupo gerador de 30 kW

Equipamentos	Modelo	Quant.	Custo (R\$)*
Grupo gerador de 30 kW a Biogás	Triernet	1	21.200,00
Tubulação	Aço inox	4 m	360,00
Válvulas esfera	Aço inox	2	240,00
Conexões	Aço inox	4	80,00
Tubulação de exaustão com isolamento térmico	Aço carb.	3 m	1.800,00
Obra civil	Concreto	6 m ²	1.000,00
Investimento total em equipamentos			24.680,00

(*) Os preços acima descritos estão baseados no Dólar comercial de venda do dia 01/04/2002 (1 US\$ = 2,2935 R\$) e não incluem IPI.

Fonte: CENBIO, 2004

De posse do custo total de investimento em equipamentos, pode-se calcular a relação de custo pelo quilowatt instalado (R_4):

$$R_4 \text{ R\$/kW} = \text{R\$ } 24.680 / 30 \text{ kW} = 822,67 \text{ R\$/kW ou } = 358,69 \text{ US\$/kW}$$

Outro fator a ser considerado é que o grupo gerador da Trigás gera 30 kW nas condições estabelecidas pelo seu fabricante, ou seja, pressão de 1 atmosfera (nível do mar) e temperatura de 20 °C. No caso do grupo gerador a ser instalado na ETE da SABESP, em Barueri / SP, também deve-se considerar uma variação de pressão e de temperatura, fatores estes que causam uma perda no rendimento do equipamento, reduzindo a potência máxima

a valores entre 25 e 28 kW.

Com base nessa afirmação, surge uma nova relação de custo pelo quilowatt instalado (R_4'):

$$R_4' \text{ R\$/kW} = \text{R\$ } 24.680,00 / 25 \text{ kW} = 987,20 \text{ R\$/kW ou } = 430,43 \text{ US\$/kW}$$

Porém, deve ser levado em conta que o tempo de vida útil do grupo gerador equivale a 1/8 do da vida útil da microturbina. Isso implica, por uma questão de equivalência, na correção das relações de custo pelo quilowatt instalado, ou seja, de 8 vezes. Contudo, o recondicionamento do grupo gerador equivale a 1/3 do custo inicial, enquanto que no caso da microturbina, a troca do corpo da turbina representa um valor semelhante ao do investimento inicial.

Para um regime de 40.000 horas de operação, no caso do motor, deve-se considerar portanto, um investimento inicial de 24.680,00, mais 7 vezes o valor do recondicionamento do motor, obtendo dessa forma duas novas relações (R_5) e (R_5'):

$$R_5 \text{ R\$/kW} = (\text{R\$ } 24.680 + 7 \times \text{R\$ } 8.226,67) / 30 \text{ kW}$$

$$R_5 \text{ R\$/kW} = 2.742,22 \text{ R\$/kW} = 1.195,65 \text{ US\$/kW}$$

e

$$R_5' \text{ R\$/kW} = (\text{R\$ } 24.680 + 7 \times \text{R\$ } 8.226,67) / 25 \text{ kW}$$

$$R_5' \text{ R\$/kW} = 3.290,67 \text{ R\$/kW} = 1.434,78 \text{ US\$/kW}$$

7.1.2 CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M) DAS TECNOLOGIAS SELECIONADAS

Para se determinar o custo de operação e manutenção é necessário computar os custos de

operação, referentes aos gastos com a mão de obra para operar o sistema e o custo do combustível necessário. Os custos de manutenção são referentes aos gastos com substituição de filtros, injetores e qualquer outro tipo de componente.

Em ambos os casos analisados neste estudo (Microturbina da Capstone e Grupo Gerador da Trigás), os custos de mão de obra e combustível foram considerados nulos. Não se atribuiu valor à mão de obra para operação, uma vez que esta atividade foi incorporada à rotina de trabalho já existente na planta, não sendo necessária a contratação de novos funcionários. O custo do combustível foi considerado nulo em função da disponibilidade do biogás na ETE da SABESP, em Barueri, tendo em vista que o gás gerado é um subproduto do processo anaeróbico de tratamento de esgoto na estação.

7.1.2.1 CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DA MICROTURBINA CAPSTONE

Para o levantamento dos custos de manutenção da microturbina, foram considerados os itens listados no Manual de Serviços da Capstone e seus respectivos indicadores de inspeções, intervalos de manutenção e troca de componentes. Os custos relacionados aos itens listados na tabela 7.3, fornecidos pela ENEDIS, representante das microturbinas da Capstone na América Latina, consideram os custos individuais dos componentes, impostos com importação, despesas alfandegárias e impostos locais. Estas informações são ilustradas na tabela a seguir.

Tabela 7.3 - Manutenção Preventiva da Microturbina Capstone

MICROTURBINA CAPSTONE				
Componente	Inspeção e intervalo	Manutenção e intervalo	Custo O&M*	Custo O&M* ("Overhaul")**
Filtro de ar da Turbina	Limpeza a cada 6 meses ou 4.000 horas	Troca a cada 8.000 horas	R\$ 317,88	R\$ 1.589,40
Filtro de admissão de combustível (sistema interno de gás)	Limpeza a cada 6 meses ou 4.000 horas	Inspecionar a cada 20.000 horas	R\$ 3.027,88	R\$ 6.055,76
Filtro de admissão de combustível (externo)	Limpeza a cada 6 meses ou 4.000 horas	Troca a cada 8.000 horas	R\$ 3.085,67	R\$ 15.428,37
Ignitor (sistema de gás)	Troca a cada 20.000 horas	R\$ 979,32	R\$ 1.958,65
Conjunto dos injetores (sistema de gás)	Troca a cada 20.000 horas	R\$ 3.018,25	R\$ 6.036,49
TET Termopar (sistema de gás)	Troca a cada 20.000 horas	R\$ 738,51	R\$ 1.477,01

(*) Os preços acima descritos estão baseados no Dólar comercial de venda do dia 01/04/2002 (1 US\$ = 2,2935 R\$). (**) O “Custo O&M (“Overhaul”)” é uma projeção do “Custo O&M”, ou seja, leva em consideração os tempos de intervalos de manutenção de cada componente em função do tempo de vida útil (“Overhaul”) da microturbina, estimado em 40.000 horas, de acordo com o fabricante do equipamento, Capstone.

Fonte: CENBIO, 2004

A partir das informações da tabela anterior, é possível obter o custo total de operação e manutenção da microturbina, ou seja, R\$ 32.545,68 ou US\$ 14.190,40, para um regime de operação de 40.000 horas.

Para o levantamento dos custos de manutenção do sistema de purificação do biogás para a microturbina, foram considerados os itens listados nos Manuais dos Equipamentos da CompAir e seus respectivos indicadores de inspeções, intervalos de manutenção e troca de componentes. Os custos relacionados aos itens listados na tabela 7.4, fornecidos pela CompAir, consideram os custos individuais dos componentes, impostos com importação, despesas alfandegárias e impostos locais. Estas informações são ilustradas na tabela a seguir.

Tabela 7.4 - Manutenção Preventiva dos Componentes do Sistema de Limpeza do Biogás para a Microturbina

SISTEMA DE PURIFICAÇÃO DO BIOGÁS PARA A MICROTURBINA CAPSTONE				
Componente	Inspeção e intervalo	Manutenção e intervalo	Custo O&M*	Custo O&M* ("Overhaul")**
Filtro Coalescente 1 (Bancada 1)	Troca do elemento filtrante a cada 10.000 horas	R\$ 802,73	R\$ 3.210,90
Filtro de Carvão Ativado (Bancada 1)	Troca do carvão ativado a cada 10.000 horas	R\$ 802,73	R\$ 3.210,90
Secador por	Verificar a tensão a	Limpeza interna e troca de peças		
Refrigeração 1	cada 2.000 horas	internas avariadas a cada 8.000 horas	R\$ 3.807,21	R\$ 19.036,05
Compressor de Palhetas	Verificar a tensão e trocar o óleo a cada 1.000 horas	Limpeza interna das válvulas, do elemento compressor e troca de peças internas avariadas a cada 2.000 horas	R\$ 3.296,10	R\$ 65.922,00
Filtro Coalescente 2 (Bancada 2)	Troca do elemento filtrante a cada 4.000 horas	R\$ 802,73	R\$ 8.027,25
Secador por	Verificar a tensão a	Limpeza interna e troca de peças		
Refrigeração 2	cada 2.000 horas	internas avariadas a cada 8.000 horas	R\$ 1.605,45	R\$ 8.027,25
Filtro Coalescente 3 (Bancada 3)	Troca do elemento filtrante a cada 10.000 horas	R\$ 802,73	R\$ 1.605,45

(*) Os preços acima descritos estão baseados no Dólar comercial de venda do dia 01/04/2002 (1 US\$ = 2,2935 R\$). (**) O “Custo O&M (“Overhaul”)” é uma projeção do “Custo O&M”, ou seja, leva em consideração os tempos de intervalos de manutenção de cada componente em função do tempo de vida útil (“Overhaul”) da microturbina, estimado em 40.000 horas, de acordo com o fabricante do equipamento, Capstone.

Fonte: CENBIO, 2004

A partir das informações da tabela anterior, é possível obter o custo total de operação e manutenção do sistema de limpeza do biogás para a microturbina, ou seja, R\$ 109.039,80 ou US\$47.542,97, para um regime de operação de 40.000 horas.

De posse dos dados das tabelas 7.3 e 7.4, pode-se calcular a relação de custo de operação e manutenção em função da energia elétrica gerada (R_6). Para tanto, os seguintes dados devem ser considerados:

- Custo total de operação e manutenção = R\$ 141.585,48 (R\$ 32.545,68 + R\$ 109.039,80) ou US\$ 61.733,37;
- Média da energia elétrica líquida entregue à rede pelo sistema = 19,5 kW;

- Regime de operação = 24 horas;

- “Overhaul” ou tempo de vida útil da microturbina = 40.000 horas;
- Fator de disponibilidade = 80 % ou 0,8.

$$R_6 \text{ R\$/kW} = \text{R\$ } 141.585,48 / (19,5 \text{ kW} \times 40.000 \text{ horas} \times 0,8) = \text{R\$/kWh } 0,2269 \text{ ou} = \\ \text{US\$/kWh } 0,0989$$

7.1.2.2 CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO GRUPO GERADOR DA TRIGÁS

Para o levantamento dos custos manutenção do grupo gerador, foram considerados os itens listados no Manual do Proprietário da Trigás e seus respectivos indicadores de inspeções, intervalos de manutenção e troca de componentes. Os custos relacionados aos itens listados na tabela 7.5, baseados em fornecedores de São Paulo, consideram os custos individuais dos componentes e impostos locais. Estas informações são ilustradas na tabela a seguir.

Tabela 7.5 – Manutenção Preventiva do Grupo Gerador da Trigás

GRUPO GERADOR DA TRIGÁS				
Componente	Inspeção e intervalo	Manutenção e intervalo	Custo O&M*	Custo O&M* ("Overhaul")**
Óleo lubrificante	Troca do óleo a cada 200 horas	Troca do filtro a cada 400 horas	R\$ 101,00	R\$ 1.262,50
Filtro de ar	Limpeza a cada 1.000 horas	Troca do filtro a cada 2.000 horas	R\$ 15,00	R\$ 37,50
Sistema de combustível	Limpeza dos filtros a cada 200 horas	Limpeza da válvula de gás a cada 2.000 horas	R\$ 80,00	R\$ 200,00
Sistema de refrigeração	Verificar a tensão da correia a cada 200 horas	Troca do líquido refrigerante, da correia dentada e do esticador da correia a cada 1.000 horas Troca da correia e do jogo de	R\$ 221,00	R\$ 1.105,00
Alternador	Verificar rolamentos a cada 400 horas	velas a cada 1.000 horas e troca dos rolamentos a cada 2.000 horas	R\$ 298,00	R\$ 745,00
Rolamento do gerador	Lubrificar a cada 1.000 horas	R\$ 10,00	R\$ 50,00

(*) Os preços acima descritos estão baseados no Dólar comercial de venda do dia 01/04/2002 (1 US\$ = 2,2935 R\$). (**) O “Custo O&M (“Overhaul”)” é uma projeção do “Custo O&M”, ou seja, leva em consideração os tempos de intervalos de manutenção de cada componente em função do tempo de vida útil (“Overhaul”) do grupo gerador, estimado em 5.000 horas, de acordo com o fabricante do equipamento, Trigás.

A partir das informações da tabela anterior, é possível obter o custo total de operação e manutenção do sistema do grupo gerador, ou seja, R\$ 3.400,00 ou US\$ 1.482,45, para um regime de operação de 5.000 horas.

De posse dos dados da tabela 7.5, pode-se calcular a relação de custo de operação e manutenção em função da energia elétrica gerada (R_7). Para tanto, os seguintes dados devem ser considerados:

- Custo total de operação e manutenção = R\$ 3.400,00 ou US\$ 1.482,45;
- Média da energia elétrica líquida entregue à rede pelo sistema = 25 kW;
- Regime de operação = 24 horas;
- “Overhaul” ou tempo de vida útil do grupo gerador = 5.000 horas;
- Fator de disponibilidade = 80 % ou 0,8.

$$R_7 \text{ R\$/kW} = \text{R\$ } 3.400,00 / (25 \text{ kW} \times 5.000 \text{ horas} \times 0,8)$$

$$R_7 = 0,0340 \text{ R\$/kWh ou } = 0,0148 \text{ US\$/kWh}$$

7.1.3 COMPARAÇÃO DA GERAÇÃO COM OUTROS COMBUSTÍVEIS / CUSTOS

- Petróleo / Diesel:

Embora conhecido desde os primórdios da civilização humana, somente em meados do século XIX tiveram início a exploração de campos e a perfuração de poços de petróleo. A partir de então, a indústria petrolífera teve grande proliferação, principalmente nos Estados Unidos e na Europa. Apesar da forte concorrência com o carvão e com outros combustíveis considerados nobres naquela época, o petróleo ganhou projeção no cenário internacional, principalmente após a invenção dos motores a gasolina e a óleo Diesel.

A insegurança quanto à garantia de fornecimento, bem como com a qualidade da eletricidade consumida no processo produtivo, está incentivando alguns industriais a adquirirem novos sistemas de grupos geradores diesel, o que reflete num aumento nos gastos

com combustíveis para os industriais locais, reforçando a dependência do país com a relação a este combustível para geração de eletricidade.

De acordo com Silva e Vieira (2004), cerca de 80% do custo da energia gerada por grupos geradores devem ser debitados ao preço do combustível. Neste ponto, o consumo específico do combustível do motor utilizado pode ser de vital importância. As recomendações técnicas neste sentido apontam para um limite de 300 litros por MWh (ou 0,30 l/kWh). Como o consumo específico é uma variável em função da carga, apresentando seus valores mínimos com cerca de 80% da potência nominal, é recomendável que não se superdimensionem os grupos geradores para essas aplicações. Os valores ótimos de consumo específico dos motores Diesel situam-se na faixa de 220 a 225 gramas por kWh disponibilizados no volante para acionamento do alternador. Se considerarmos um rendimento de 95% para o mesmo, teremos um consumo da ordem de 231 a 237 gramas ou 0,270 a 0,277 litros por kWh gerado. Ao preço de 1,40 reais por litro, resulta de 0,38 a 0,39 reais por kWh a parcela de custo devido ao combustível.

- Gás natural:

No caso do gás natural, a geração de energia elétrica é feita pela queima do gás combustível em turbinas a gás, cujo desenvolvimento é relativamente recente (após a Segunda Guerra Mundial). Junto ao setor elétrico, o uso mais generalizado dessa tecnologia tem ocorrido somente nos últimos 15 ou 20 anos. Ainda assim, restrições de oferta de gás natural, o baixo rendimento térmico das turbinas e os custos de capital relativamente altos foram, durante muitos anos, as principais razões para o baixo grau de difusão dessa tecnologia no âmbito do setor elétrico.

Nos últimos anos, esse quadro tem-se modificado substancialmente, tornando o gás natural uma das principais alternativas de expansão da capacidade de geração de energia elétrica em vários países, inclusive no Brasil. Atualmente, as maiores turbinas a gás chegam a 330 MW de potência e os rendimentos térmicos atingem 42%. Em 1999, os menores custos de capital foram inferiores a US\$ 200 por kW instalado, em várias situações e faixas de potência (110-330 MW) (ANEEL, 2002).

- Energia solar:

No caso da energia solar, a radiação do sol pode ser diretamente convertida em energia elétrica, por meio de efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre esses, destacam-se os efeitos termoelétrico e fotovoltaico. O primeiro se caracteriza pelo surgimento de uma força eletromotriz, provocada pela junção de dois metais, quando tal junção está a uma temperatura mais elevada do que as outras extremidades dos fios. Embora muito empregado na construção de medidores de temperatura, seu uso comercial para a geração de eletricidade tem sido impossibilitado pelos baixos rendimentos obtidos e pelos custos elevados dos materiais.

O efeito fotovoltaico decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar (ou outras formas apropriadas de energia). Entre os materiais mais apropriados para a conversão da radiação solar em energia elétrica, os quais são usualmente chamados de células solares ou fotovoltaicas, destaca-se o silício. A eficiência de conversão das células solares é medida pela proporção da radiação solar incidente na superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Atualmente, as melhores células apresentam um índice de eficiência de 25% (GREEN et al., 2000).

Para a geração de eletricidade em escala comercial, o principal obstáculo tem sido o custo das células solares. Segundo Bajay et al. (2000), atualmente os custos de capital variam entre 5 e 15 vezes os custos unitários de uma usina a gás natural que opera com ciclo combinado. Têm-se observado, contudo, grandes reduções, como indicam estudos feitos pela Agência Internacional de Energia (IEA, 1998). Nos últimos dez anos, os custos de capital foram reduzidos em cerca de 40%, e espera-se o mesmo nos próximos dez anos. Os valores estão situados na faixa de US\$ 200 a US\$ 300 por MWh e entre US\$ 3 e US\$ 7 mil por kW instalado.

- Biomassa:

No caso da biomassa, o seu uso para a geração de eletricidade tem sido objeto de vários estudos e aplicações, tanto em países desenvolvidos como em países em desenvolvimento.

Entre outras razões, estão a busca de fontes mais competitivas de geração e a necessidade de redução das emissões de dióxido de carbono.

Na busca de soluções para esses e outros problemas subjacentes, as reformas institucionais do setor elétrico têm proporcionado maior espaço para a geração descentralizada de energia elétrica e a co-geração (produção combinada de calor útil e energia mecânica). Neste contexto, a biomassa apresenta-se técnica e economicamente competitiva. Além de mais favorável ao meio ambiente, o uso energético da biomassa promove a geração local e descentralizada de empregos, reduzindo o problema do êxodo rural e a dependência externa de energia, em função da sua disponibilidade local.

Estudos indicam que, nos Estados Unidos, a capacidade instalada no final dos anos 1970 era de apenas 200 MW, subindo para 8,4 GW no início dos anos 1990 (WALTER & NOGUEIRA, 1997). A maioria corresponde a plantas de co-geração, com utilização de resíduos agrícolas e florestais. Embora com eficiência termodinâmica relativamente baixa (18% a 26%), essas plantas têm sido economicamente competitivas. Os custos foram avaliados em cerca de US\$ 1.400,00 por kW instalado e entre US\$ 65,00 e US\$ 80,00 por kWh gerado.

Segundo os autores, as metas do Departamento Americano de Energia (DOE) são de 18 GW de capacidade instalada em 2010 e, para 2030, 100 GW. Espera-se que o desenvolvimento de novas tecnologias, como o acoplamento de sistemas de gaseificação e a integração da pirólise às turbinas a gás, aumente substancialmente a eficiência termodinâmica das plantas e reduza os custos de capital e geração. Em termos de eficiência, estima-se que os índices serão de 35% a 40%. Quanto aos custos, o kW instalado deverá ficar na faixa de US\$ 770,00 a US\$ 900,00 e o MWh gerado, entre US\$ 40,00 e US\$ 50,00.

- Eólica:

No caso da energia eólica, seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de energia elétrica, ou através de

cataventos e moinhos para trabalhos mecânicos, como bombeamento de água.

O custo dos equipamentos, que era um dos principais entraves ao aproveitamento comercial da energia eólica, caiu muito entre os anos 1980 e 1990. Estimativas conservadoras indicam que o custo de uma turbina eólica moderna está em torno de US\$ 1.000,00 por kW instalado. Os custos de operação e manutenção variam de US\$ 0,006 a US\$ 0,01 por kWh de energia gerada, nos dez primeiros anos, e de US\$ 0,015 a US\$ 0,02 por kWh, após dez anos de operação (BTM, 2000).

7.1.4 CUSTO MÉDIO DA ENERGIA ELÉTRICA CONSUMIDA PELA ETE DA SABESP EM BARUERI / SP

O consumo de energia elétrica da Estação de Tratamento de Esgotos da SABESP, em Barueri / SP, foi levantado por meio de uma conta apresentada pela mesma referente ao mês de fevereiro de 2003, época em que o projeto Energ-Biog encontrava-se em andamento. Observou-se que o tipo de tarifação da ETE classifica-se como sendo “Azul – Alta Tensão – Serviço Público – Sub-grupo A2”. Por meio deste tipo de tarifação, a estação possui uma demanda contratada de potência de 9.400 kW (ponta) a 10.500 kW (fora de ponta), pagando de 0,059 R\$/kWh a 0,087 R\$/kWh. Este fato resulta em um total de cerca de R\$ 780.000,00 mensais (incluindo os impostos), somente com custos de energia elétrica,

Avaliando-se os dados referentes às quantidades e características do biogás gerado no processo de tratamento de esgoto, levando-se em conta as tecnologias de médio e grande porte de conversão energética, estima-se para esta estação, uma capacidade instalada equivalente a 2,6 MW, o que corresponde a aproximadamente 25 % do consumo energético da estação. Em outras palavras, se todo o biogás gerado na ETE de Barueri fosse utilizado para a geração de energia elétrica, cerca de R\$ 195.000,00 poderiam ser “economizados” mensalmente, embora para se chegar a uma conclusão definitiva quanto a viabilidade econômica do empreendimento, se faz necessário considerar os investimento iniciais, além da operação e manutenção do sistema.

Considerando-se o tipo de consumidor e a quantidade de energia contratada, o preço da

energia elétrica varia substancialmente. No caso das grandes consumidoras de energia, essencialmente as indústrias do setor privado, o preço da eletricidade ofertada já é consideravelmente inferior quando comparado com o preço da energia pago por consumidores domésticos. Nos casos de instituições vinculadas ao setor público, como no caso da SABESP em prol do saneamento básico, o preço da energia elétrica é ainda mais inferior, podendo inclusive existir algum tipo de subsidio por parte do governo brasileiro. Este fator acaba por comprometer diretamente a viabilidade econômica de projetos de geração de energia com biogás de esgoto, uma vez que se torna mais viável comprar eletricidade da rede do que gerar energia com o biogás da própria estação.

7.2 ANÁLISE ECONÔMICA COMPARATIVA

O custo de geração de ambos os sistemas (microturbina e grupo gerador) leva em conta os respectivos investimentos em equipamentos, somados aos respectivos custos de operação e manutenção, em função da energia elétrica gerada pelos sistemas, dentro dos respectivos regimes de operação e do tempo de vida útil dos equipamentos geradores. Em ambos os casos analisados neste estudo (Microturbina da Capstone e Grupo Gerador da Trigás), os custos de mão de obra e combustível foram considerados nulos (vide subitem 7.1.2).

7.2.1 CUSTO DE GERAÇÃO DA MICROTURBINA CAPSTONE

O custo de geração com a microturbina Capstone leva em conta o investimento total com equipamentos da instalação, somados aos custos de operação e manutenção, em função da energia elétrica a ser disponibilizada pelo sistema, considerando seu regime de operação e o tempo de vida útil do equipamento gerador. Para tanto, os seguintes dados devem ser considerados:

- Investimento total em equipamentos = R\$ 151.046,40 ou US\$ 65.858,47;
- Custo total de operação e manutenção = R\$ 141.585,48 (R\$ 32.545,68 + R\$ 109.039,80) ou US\$ 61.733,37;
- Potência instalada da microturbina = 30 kW;
- Média da energia elétrica líquida entregue à rede pelo sistema = 19,5 kW;
- Regime de operação = 24 horas;

- “Overhaul” ou tempo de vida útil da microturbina = 40.000 horas;
- Fator de disponibilidade = 80 % ou 0,8.

De posse desses dados, pode-se calcular a relação de custo total do sistema pelo quilowatt gerado pelo mesmo (R\$/kWh ou US\$/kWh) (R_8):

$$R_8 = (\text{R\$ } 151.046,40 + \text{R\$ } 141.585,48) / (19,5 \text{ kW} \times 40.000 \text{ horas} \times 0,8)$$

$$R_8 = 0,4690 \text{ R\$/kWh ou } 0,2045 \text{ US\$/kWh}$$

7.2.2 CUSTO DE GERAÇÃO DO GRUPO GERADOR DA TRIGÁS

O custo de geração com o grupo gerador da Trigás leva em conta o investimento total com equipamentos da instalação, somados aos custos de operação e manutenção, em função da energia elétrica a ser disponibilizada pelo sistema, considerando seu regime de operação e o tempo de vida útil do equipamento gerador. Para tanto, os seguintes dados devem ser considerados:

- Investimento total em equipamentos = R\$ 24.680 ou US\$ 10.760,85;
- Custo total de operação e manutenção = R\$ 3.400,00 ou US\$ 1.482,45;
- Potência instalada do grupo gerador = 30 kW;
- Média da energia elétrica líquida entregue à rede pelo sistema = 25 kW;
- Regime de operação = 24 horas;
- “Overhaul” ou tempo de vida útil da microturbina = 5.000 horas;
- Fator de disponibilidade = 80 % ou 0,8.

De posse desses dados, pode-se calcular a relação de custo total do sistema pelo quilowatt gerado pelo mesmo (R\$/kWh ou US\$/kWh) (R_9):

$$R_9 = \text{R\$ } 24.680,00 + \text{R\$ } 3.400,00 / 25 \text{ kW} \times 5.000 \text{ horas} \times 0,8$$

$$R_9 = \text{R\$/kWh } 0,2808 \text{ ou US\$/kWh } 0,1224$$

Tomando-se como referência o tempo de vida útil dos equipamentos, pode-se concluir, conforme a tabela abaixo, que a viabilidade econômica entre as duas alternativas apresentadas e discutidas anteriormente, mostra-se favorável à tecnologia dos grupos geradores.

Tabela 7.6 – Comparação entre as relações de custos das instalações para ambas as tecnologias (Microturbina Capstone e Grupo Gerador da Trigás)

	Microturbina Capstone	Grupo Gerador da Trigás
Relação entre investimento inicial e potência bruta instalada	$R_3 = 5.034,88 \text{ R\$/kW}$ ou 2.195,28 US\$/kW	$R_4 = 822,67 \text{ R\$/kW}$ ou 358,69 US\$/kW
Relação entre investimento inicial e potência líquida instalada	$R_3' = 7.745,97 \text{ R\$/kW}$ ou 3.377,36 US\$/kW	$R_4' = 987,20 \text{ R\$/kW}$ ou 430,43 US\$/kW
Relação entre custo de operação e manutenção pela energia elétrica produzida	$R_6 = 0,2269 \text{ R\$/kWh}$ ou 0,0989 US\$/kWh	$R_7 = 0,0340 \text{ R\$/kWh}$ ou 0,0148 US\$/kWh
Relação entre custo total e a energia elétrica produzida	$R_8 = 0,4690 \text{ R\$/kWh}$ ou 0,2045 US\$/kWh	$R_9 = 0,2808 \text{ R\$/kWh}$ ou 0,1224 US\$/kWh

Fonte: CENBIO, 2004

Considerando-se todos os dados e valores apresentados neste capítulo, torna-se possível apresentar o fluxo de caixa para os dois projetos em questão: o da microturbina e do grupo gerador. No entanto, algumas premissas devem ser adotadas para a elaboração do fluxo de caixa, tais como:

- Adotou-se o período de 3 meses para a construção das novas unidades;
- Os respectivos valores referentes à O&M foram distribuídos igualmente durante os semestres dos projetos;
- O recondicionamento do grupo gerador é feito em tempo desprezível;
- Toda a energia gerada por cada um dos equipamentos geradores será disponibilizada para a rede elétrica, de modo a abater do consumo da estação. Dessa forma, a receita do projeto está vinculada com a quantidade de energia exportada para a rede, multiplicada pelo valor médio da energia ofertada pelas concessionárias às estações de tratamento de esgotos de menor porte, adotado aqui

como R\$ 0,20 por kWh;

- A energia elétrica líquida entregue pela microturbina será de 19,5 kWh e do grupo gerador será de 25 kWh;
- O “overhaul” da microturbina e do grupo gerador serão de 40.000 horas e 5.000 horas, respectivamente. De forma a equalizar o período compreendido na análise de investimento, o regime de 40.000 horas de operação será adotado para ambos os casos (microturbina e grupo gerador);
- O fator de capacidade de operação será de 80% ou 0,8 e será considerado o tempo de 8.760 horas por ano;
- Não haverá financiamento;
- Considerou-se, simplificada, somente os custos de O&M e Capex;
- A taxa de juros adotada foi a de 13,75% ao ano. Este valor foi utilizado porque considerou-se como base para essa taxa de desconto a remuneração de um título público brasileiro (10,75% lastreado pela SELIC, retirando-se a projeção de 5% de inflação ao ano), mais uma taxa de 3% pelos riscos inerentes a esse projeto. Normalmente, no segmento energético, essa é a taxa requerida de retorno para a inversão de capital em projetos com essas características (novo e de pequena escala);
- O modelo desconsidera a inflação durante o período analisado.

Diante das premissas estabelecidas anteriormente, o fluxo de caixa projetado é demonstrado a seguir.

Fluxo de Caixa - Microturbina Capstone											
Semestres	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1. Entradas											
1.1 Receitas com Energia	0 R\$	13.665,60 R\$	13.665,60 R\$	13.665,60 R\$	13.665,60 R\$	13.665,60 R\$	13.665,60 R\$	13.665,60 R\$	13.665,60 R\$	13.665,60 R\$	13.665,60 R\$
2. Investimento Inicial (CAPEX)											
2.1 Total Investido	(151.046,40)										
3. Saídas Operacionais											
3.1 O&M		(15.731,72)	(15.731,72)	(15.731,72)	(15.731,72)	(15.731,72)	(15.731,72)	(15.731,72)	(15.731,72)	(15.731,72)	(15.731,72)
4. Fluxo de Caixa Livre	(151.046,40)	(2.066,12)									

Fluxo de Caixa - Grupo Gerado Trigás											
Semestres	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1. Entradas											
1.1 Receitas com Energia	R\$	17.520,00 R\$	17.520,00 R\$	17.520,00 R\$	17.520,00 R\$	17.520,00 R\$	17.520,00 R\$	17.520,00 R\$	17.520,00 R\$	17.520,00 R\$	17.520,00 R\$
2. Investimento Inicial (CAPEX)											
2.1 Total Investido	(24.680,00)		(8.226,67)	(8.226,67)	(8.226,67)	(8.226,67)	(8.226,67)	(8.226,67)	(8.226,67)	(8.226,67)	(8.226,67)
3. Saídas Operacionais											
3.1 O&M		(3.022,22)	(3.022,22)	(3.022,22)	(3.022,22)	(3.022,22)	(3.022,22)	(3.022,22)	(3.022,22)	(3.022,22)	(3.022,22)
4. Fluxo de Caixa Livre	(24.680,00)	14.497,78	6.271,11								

AVALIAÇÃO	
PROJETO MICROTURBINA	PROJETO GERADOR
VPL (R\$ 166.930,39)	VPL R\$ 80.857,18
Taxa Benchmark	
13,75%	ao ano
3,27%	ao semestre

Figura 7.2 – Fluxo de caixa dos projetos da microturbina e do grupo gerador

Através da análise do Valor Presente Líquido – VPL dos fluxos de caixa descontados prevalece a viabilidade do projeto que utiliza o grupo gerador em relação ao da microturbina. Basicamente, o baixo investimento inicial atrelado aos menores custos de O&M representam a causa desse resultado.

Embora o custo de geração utilizando-se as microturbinas seja alto em comparação com o custo utilizando-se os grupo geradores, deve-se levar em conta que a única vantagem do uso dessa tecnologia está diretamente vinculada à questão ambiental, principalmente no que se refere à emissão de NOx, gás de efeito estufa equivalente a 315 vezes o do CO₂.

Esta análise permite concluir que os grupos geradores possuem custos de implantação, operação e manutenção inferiores aos das turbinas e microturbinas, de 350 a 1.500 US\$/kW instalado e de 3.000 a 4.000 US\$/kW instalado, respectivamente. Isso se deve a complexidade de cada tipo de tecnologia (componentes internos, tipo de material, princípio de funcionamento, etc.), bem como suas especificações de operação (pressão, temperatura, composição específica do gás, etc.) e manutenção (periódica, preventiva, corretiva e “overhaul”).

O problema para ambos os tipos de tecnologias voltadas para pequenas escalas de potências (microturbinas e grupos geradores), é o preço elevado, em função da ainda pequena escala de produção, necessitando maiores incentivos para sua viabilização em maior escala.

Geralmente, a avaliação de equilíbrio econômico leva em conta apenas os fatores que compõem fluxo de caixa do empreendimento, que são o pagamento do financiamento somado aos custos de manutenção mais as taxas sendo compensados pela venda de eletricidade num determinado período. A diferença dessa equação define o lucro que o investidor avalia ser ou não compensador frente a outras opções de investimento.

A simples observação do fluxo de caixa não permite que essa prática seja considerada viável economicamente. Enquanto isso, todas as demais vantagens associadas são deixadas de lado.

8 POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DO BIOGÁS DE TRATAMENTO DE ESGOTO PARA O ESTADO DE SÃO PAULO (CENÁRIOS)

8.1 O USO DE BIOGÁS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA

A recuperação do biogás, associada ao seu uso energético, pode não ser solução final para a questão do gerenciamento dos resíduos no Brasil. Todavia é a melhor opção que se apresenta para o momento. Esforços devem ser feitos buscando a minimização da geração de resíduos e aumento da prática de reciclagem. São muitas as alternativas tecnológicas encontradas na literatura propondo a solução ao gerenciamento dos resíduos urbanos; todavia, boa parte delas, como gaseificação ou pirólise, está em estágio experimental e ainda necessitam recursos para sua efetivação em escala comercial. Os processos de incineração para resíduos urbanos, embora bastante conhecidos, sofrem grande rejeição por parte da sociedade e apresentam elevado custo de implantação em função da necessidade de investimentos elevados para a limpeza dos gases de exaustão.

Por este motivo considera-se que, no curto prazo, a geração através de biogás é a que apresenta melhores perspectivas para o país.

A gênese do biogás, já discutido nos capítulos anteriores, ocorre em aterros sanitários, estações de tratamento anaeróbio de efluentes ou digestores de resíduos rurais. Nestes locais a matéria orgânica presente nos resíduos degrada em uma atmosfera isenta de oxigênio, onde vivem as bactérias anaeróbias que, aliando outras condições favoráveis como temperatura, umidade e pH, produzem naturalmente o biogás.

O biogás é uma mistura gasosa rica em metano, que é o componente predominante no gás natural combustível, hoje importado parcialmente da Bolívia pelo Brasil e usado para geração de eletricidade, abastecimento de veículos automotores, geração de calor em indústrias e abastecimento doméstico e comercial em substituição ao GLP (gás liquefeito de petróleo) (Nota Técnica VII – CENBIO, 2001).

O potencial energético do biogás varia em função da presença de metano em sua composição: quanto mais metano, mais rico é o biogás. Quando este é originário de aterros, a proporção de metano é, em média, de 50%, quando é gerado em reatores anaeróbios de efluentes a concentração média é mais elevada, atingindo 65%. Entretanto, quando comparado com o gás natural (85 a 95% de metano), apresenta menor poder calorífico, em consequência do menor conteúdo de metano (Nota Técnica VII – CENBIO, 2001).

O biogás é considerado uma fonte de energia renovável e, portanto, sua recuperação e seu uso energético apresentam vantagens ambientais, sociais, estratégicas e tecnológicas significativas. Considerando que os lixões, aterros e os processos de tratamento de efluentes apresentam geração de biogás (metano) e que, sem captação/utilização, esta emissão tem impactos importantes no aquecimento global do planeta e na contaminação do lençol freático a nível regional, a utilização do biogás para geração de energia acaba por ser um forte candidato a projetos de comercialização de créditos de carbono. Tanto este fato é verdade que muitos países da União Européia comprometidos com a redução das emissões de gases efeito estufa estão investindo significativamente em projetos de geração de energia com biogás (Nota Técnica VII – CENBIO, 2001).

Uma vantagem adicional do uso do biogás é a característica de descentralização na geração, ou seja, todo adensamento populacional é também um centro importador de energia e a recuperação do biogás permite a redução dessa necessidade de importação. Independentemente do tipo de adensamento, seja ele residencial, industrial ou rural, ocorre ali geração de resíduos sólidos e líquidos e, havendo aplicação da tecnologia anaeróbia para o seu tratamento, há a conseqüente geração de biogás.

Um reflexo da deficiência no setor sanitário que ocorre em grande parte do Brasil é o reduzido número de aterros sanitários existentes para lixo urbano, bem como a fração de esgoto captada e tratada adequadamente.

No caso de efluentes líquidos domésticos, sabe-se que menos da metade dos municípios do país possui sistemas de coleta de esgotos e apenas 15% deste esgoto é tratado, segundo a Agência Nacional de Águas.

Com relação ao tratamento de efluentes industriais, merecem destaque as indústrias de refrigerantes, laticínios, cervejarias e alimentos. Grande parte dessas indústrias usam processos anaeróbios para o tratamento dos seus efluentes e, quando a opção é o Reator Anaeróbio de Fluxo Ascendente o potencial de geração, recuperação e uso energético do biogás é potencializado significativamente. Como exemplo, pode-se citar que os efluentes líquidos das cervejarias do Brasil, tratados por processo anaeróbio em reatores, deixam de hoje gerar cerca de 20MW de eletricidade.

Considerando-se as 60.000 toneladas de lixo de lixo geradas no país por dia e a taxa de coleta de 80 %, tem-se a geração de 650.000 toneladas de metano por ano. Considerando-se o fator de 2.000 t de metano/ano.MW, pode-se estimar que o potencial de geração de energia elétrica pelos resíduos sólidos urbanos no Brasil seja de 300 a 500 MW (Nota Técnica VII – CENBIO, 2001).

Este potencial de 500 MW inserido na matriz brasileira, que hoje atinge 80 GW, terá influência praticamente desprezível no aumento do preço final da energia ao consumidor em nível nacional, porém os benefícios ambientais, sociais e de geração descentralizada são significativos (Nota Técnica VII – CENBIO, 2001).

Porém, a PNSB – Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2000 informa que, na época em foi realizada, eram coletadas 125.281 toneladas de lixo domiciliar, diariamente, em todos os municípios brasileiros.

Dessa forma, se os cálculos da Nota Técnica VII elaborada pelo CENBIO em 2001 estiverem corretos, podemos estimar a geração de mais de 1.350.000 toneladas de metano por ano e conseqüentemente um potencial de geração de energia elétrica pelos resíduos sólidos urbanos no Brasil de aproximadamente 670 MW.

8.2 O USO DO BIOGÁS PRODUZIDO NAS PRINCIPAIS UNIDADES DE TRATAMENTO JÁ EXISTENTES

Até o primeiro bimestre de 2006, a SABESP possuía 435 Estações de Tratamento de

Esgotos distribuídas por todo o Estado de São Paulo. O tipo de tratamento que o esgoto recebe varia de ETE para ETE. Porém, nem todas as estações de tratamento operam com o processo de digestão anaeróbica do lodo, cujo processo está teoricamente associado à geração de biogás. Além disso, a SABESP afirma não ter condições e nem interesse em monitorar a quantidade de biogás que é produzida nas suas estações, tornando difícil a elaboração de cenários calculando-se o potencial do uso do biogás produzido nas unidades da SABESP já existentes.

Dessa forma, para os cálculos deste cenário foram selecionadas apenas as 5 unidades principais para o tratamento de esgoto na Grande São Paulo, cuja somatória da produção média de biogás é de aproximadamente 37.100 m³/dia, conforme a tabela apresentada a seguir:

Tabela 8.1 - Volume Estimado de Esgoto e Biogás Gerados nas 5 maiores ETEs da SABESP na Grande São Paulo

Unidades de Tratamento da Grande São Paulo	Quantidade de Esgoto Tratado (m ³ /s)	Quantidade de Esgoto Tratado (m ³ /dia)	Produção Média de Biogás (m ³ /dia)
Barueri	7,5	648.000	24.620
Suzano	0,7	60.480	2.300
ABC	1,4	120.960	4.600
São Miguel Paulista	0,5	43.200	1.640
Parque Novo Mundo	1,2	103.680	3.940
Total na Grande SP	11,3	976.320	37.100

Fonte: SABESP, 2001

Essa somatória foi calculada da seguinte forma:

Multiplica-se a “Quantidade de Esgoto Tratado (m³/s)” pela quantidade de segundos por dia, ou seja, um dia contém 86.400 segundos, obtendo assim a “Quantidade de Esgoto Tratado (m³/dia)”;

De posse deste valor, multiplica-se o mesmo pela taxa média de geração de biogás pelas estações da SABESP, equivalente a 38 m³ biogás/1000 m³ esgoto tratado, ou seja, 0,038, obtendo assim a “Produção Média de Biogás (m³/dia)”. Vale ressaltar que este valor é teórico e calculado, estando sujeito a variações devidas ao próprio processo de tratamento

de esgoto.

Uma vez que o valor da quantidade total de biogás produzida ou gerada por dia tenha sido estimada, torna-se possível calcular a capacidade instalada de geração de energia elétrica por meio da queima do biogás como combustível em equipamentos de geração de energia.

Para isso, faz-se necessária a utilização da seguinte equação:

$$PE = Q \text{ biogás} \times PCI \text{ biogás} \times \eta \text{ gerador} \times 4,1868 / 86.400 \quad (2)$$

Onde:

PE = Potencia elétrica (kW);

Q biogás = Vazão do biogás (m³/dia);

PCI biogás = Poder calorífico inferior do biogás (kcal/m³);

η gerador = Rendimento elétrico da tecnologia de conversão (%);

4,1868 = Fator de conversão de “kcal” (quilo caloria) para “kJ” (quilo Joule);

86.400 = Fator de conversão de dia para segundos.

Portanto, para calcular do potencial elétrico ou capacidade instalada de geração de energia a partir do biogás teoricamente produzido nas 5 unidades principais para o tratamento de esgoto da SABESP na Grande São Paulo, foram adotados os seguintes valores:

Q biogás = 37.100 m³/dia, baseado no valor calculado da tabela anterior;

PCI biogás = 5.300 kcal/m³, baseado no valor médio encontrado na ETE da SABESP, em Barueri / SP;

η gerador = 30%, baseado no valor médio de eficiência elétrica das tecnologias de conversão;

Assim, tem-se que:

$$PE = Q \text{ biogás} \times PCI \text{ biogás} \times \eta \text{ gerador} \times 4,1868 / 86.400 \quad (2)$$

$$PE = 37.100 \text{ m}^3/\text{dia} \times 5.300 \text{ kcal/m}^3 \times 0,3 \times 4,1868 \text{ kJ/kcal} / 86.400 \text{ s/dia}$$

$$PE = 2.858,51 \text{ kJ/s} = 2.858,51 \text{ kW} \approx 2,858 \text{ MW}$$

Portanto, conclui-se que o potencial de geração de biogás teoricamente produzido nas 5 unidades principais de tratamento de esgoto da SABESP na Grande São Paulo, igual a 37.100 m³/dia, equivale a uma capacidade instala de 2,858 MW.

8.3 O USO DO BIOGÁS SE TODO O ESGOTO DE SÃO PAULO FOSSE TRATADO

Para os cálculos deste cenário foram considerados os dados do IBGE referentes a população existente no Estado de São Paulo e os dados da SABESP referentes ao consumo per capita de água por habitante e a geração per capita de esgoto por habitante no Estado de São Paulo.

De acordo com as estimativas de população para os municípios brasileiros, com data de referência em 1º de julho de 2005, publicado no Diário Oficial da União, em 31 de agosto de 2005 pelo IBGE, temos que a estimativa de população para o Estado de São Paulo é de 44.442.795 habitantes.

De acordo com dados da SABESP, tem-se que:

- Cada habitante consome em média 200 litros ou 0,2 m³ de água por dia e cerca de 80 % da água consumida vira esgoto, gerando assim 160 litros ou 0,16 m³ de esgoto por habitante por dia;

- A cada 1.000 m³ de esgoto tratado são gerados cerca de 38 m³ de biogás, equivalente ao esgoto diário de 6.250 habitantes.

De posse destes valores, torna-se possível estimar a quantidade de esgoto e consequentemente de biogás gerados diariamente no Estado de São Paulo. Este valor é calculado da seguinte forma:

Multiplica-se o número de habitantes do Estado de São Paulo pelo índice de geração per capita de esgoto por habitante no Estado de São Paulo, obtendo assim a “Quantidade de Esgoto Tratado (m³/dia)”, ou seja:

$$\text{Quantidade de Esgoto Tratado} = 44.442.795 \text{ habitantes} \times 0,16 \text{ m}^3 \text{ de esgoto / hab. / dia}$$

$$\text{Quantidade de Esgoto Tratado} = 7.110.847,20 \text{ m}^3 \text{ de esgoto / dia}$$

De posse deste valor, multiplica-se o mesmo pela taxa média de geração de biogás pelas estações da SABESP, equivalente a 38 m³ biogás/1000 m³ esgoto tratado, ou seja, 0,038, obtendo assim a “Produção Média de Biogás (m³/dia)”, ou seja:

$$\text{Produção Média de Biogás} = 7.110.847,20 \text{ m}^3 \text{ esg./dia} \times 0,038 \text{ m}^3 \text{ biogás/m}^3 \text{ esg. Tratado}$$

$$\text{Produção Média de Biogás} = 270.212,194 \text{ m}^3/\text{dia}$$

Vale ressaltar que este valor é teórico e calculado, estando sujeito a variações devidas ao próprio processo de tratamento de esgoto.

De forma análoga ao subitem anterior, torna-se possível calcular a capacidade instalada de geração de energia elétrica por meio da queima do biogás como combustível em equipamentos de geração de energia.

Assim, tem-se que:

$$PE = Q \text{ biogás} \times PCI \text{ biogás} \times \eta \text{ gerador} \times 4,1868 / 86.400 \text{ (2)}$$

$$PE = 270.212,194 \text{ m}^3/\text{dia} \times 5.300 \text{ kcal/m}^3 \times 0,3 \times 4,1868 \text{ kJ/kcal} / 86.400 \text{ s/dia}$$

$$PE = 20.819,512 \text{ kJ/s} = 20.819,512 \text{ kW} \approx 20,820 \text{ MW}$$

Portanto, conclui-se que o potencial de geração de biogás teoricamente produzido se todo o esgoto do Estado de São Paulo fosse tratado pelo processo de digestão anaeróbica de tratamento de esgoto da SABESP, seriam gerados 270.212,194 m³/dia de biogás, equivale a uma capacidade instala de 20,820 MW.

9 ANÁLISE DE BARREIRAS EXISTENTES PARA IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS

9.1. BARREIRAS TECNOLÓGICAS

De forma geral, as barreiras tecnológicas para a implementação de projetos de aproveitamento energético do biogás estão associadas à não disponibilidade, a nível nacional, de tecnologias apropriadas para tal aplicação, bem como a falta de mão de obra especializada.

De fato, nos últimos anos o número de projetos voltados ao aproveitamento energético do biogás vem aumentando gradualmente. Porém, existem duas esferas de demanda de tecnologia: a de pequena escala e a de grande escala.

Os projetos de pequena escala vêm se desenvolvendo de forma mais freqüente nas áreas rurais do Brasil, principalmente na Região Sul do país onde a prática da criação de animais, em especial a suinocultura, ocorre de forma mais intensa. Para os projetos de pequena escala é de praxe a utilização de biodigestores, em especial os de lona, onde são submetidos os rejeitos animais para a geração de biogás por meio da degradação anaeróbica da matéria orgânica. Com a geração de biogás faz-se uso de grupos geradores de pequena escala de potencia adaptados a partir de motores automotivos. Esse tipo de projeto pode se tornar viável uma vez que não há a necessidade da utilização de materiais e equipamentos sofisticados, e sim adaptados e improvisados, o que barateia significativamente o custo de implantação desse tipo de projeto, porém, coloca em dúvida a qualidade, durabilidade e confiabilidade do sistema.

Os projetos de grande escala vêm se desenvolvendo de forma mais freqüente nas áreas metropolitanas do Brasil, principalmente em aterros localizados nas regiões Sudeste e Nordeste do país, onde a geração de resíduos sólidos ocorre de forma mais intensa. Para os projetos de grande escala é de praxe a utilização de grupos geradores de médio e grande

porte para a geração de energia elétrica. Porém, essa prática demanda maciços investimentos financeiros, principalmente pelo fato da maioria dos equipamentos utilizados serem importados. Não bastasse a necessidade de importação das tecnologias de média e grande escalas para a conversão energética do biogás, há a necessidade de importação de alguns materiais e equipamentos sofisticados para a captação, tratamento e compressão do biogás. Mesmo nos casos em que determinados fabricantes de equipamentos possuam uma filial no Brasil, os equipamentos voltados para a aplicação do biogás não são fabricados no Brasil e sim importados de suas unidades industriais localizadas principalmente na Europa e nos Estados Unidos, onde a prática de recuperação energética do biogás ocorre com maior assiduidade. A prática comum nestes casos, seria a da importação para o Brasil das peças de um determinado equipamento de uma indústria localizada no exterior para a montagem do equipamento e distribuição do mesmo em uma determinada filial ou representante comercial local.

Além disso, procedimentos de operação e manutenção que demandam mão de obra especializada podem gerar um atraso no atendimento nos casos em que a assistência técnica é acionada. Isso pode acabar ocasionando em uma parada súbita de operação da instalação além do prazo previsto, principalmente quando um equipamento é importado e o representante local não dispõe de peças de reposição em estoque, por se tratar de um equipamento pouco comum no mercado.

A falta de um mercado amplo e consolidado que demande serviços e equipamentos específicos de aproveitamento energético do biogás em maiores proporções de escala é o principal fator pelo qual não se investe e nem se viabiliza a produção em larga escala, pelas empresas nacionais, das tecnologias empregadas para tal atividade. Tudo leva a crer que esse quadro possa ser invertido a médio prazo, caso haja um significativo aumento da demanda nacional pelo desenvolvimento e implementação deste tipo de projeto no país. Um dos fatores potencialmente motivadores para o desenvolvimento desta atividade se dará pelo incentivo financeiro proveniente das receitas obtidas com os chamados créditos de carbonos a partir do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL inserido no Protocolo de Quioto.

No caso específico do projeto Energ-Biog, as barreiras tecnológicas encontradas não foram muito diferentes: falta de mão de obra especializada e necessidade de importação de diversos equipamentos.

No caso da microturbina, o principal problema encontrado foi com respeito ao desempenho do compressor, importado da Compair e utilizado na instalação. Por diversas vezes foi verificado o funcionamento anormal e instável do compressor, pois a pressão do biogás apresentava constantes oscilações, influenciando e prejudicando o funcionamento da microturbina e por fim, causando a parada do equipamento.

A assistência técnica da Compair foi acionada diversas vezes, deixando a desejar com relação à sua eficiência no atendimento das ocorrências. Os problemas encontrados variaram desde a necessidade de limpeza interna das partes móveis do mesmo, corrosão de partes internas do compressor, troca de óleo e até a necessidade de troca de todo o chamado “elemento compressor interno” do equipamento.

Os problemas encontrados com o compressor da Compair prejudicaram severamente o cronograma do projeto Energ-Biog e conseqüentemente o tempo de operação da microturbina e a coleta de dados relacionados com o desempenho do sistema como um todo.

No caso do grupo gerador da Trigás, o principal problema encontrado foi com respeito justamente ao desempenho do equipamento utilizado na instalação. Por diversas vezes foi verificado o funcionamento anormal e instável do gerador, pois as válvulas de admissão de ar e do biogás apresentavam constantes oscilações de pressão, influenciando e prejudicando o funcionamento do grupo gerador e por fim, causando a parada do equipamento.

A assistência técnica da Trigás foi acionada por algumas vezes, mas devido à distância entre o local da instalação (Barueri / SP) e a sede da empresa (Caxias do Sul / RS), a eficiência no atendimento das ocorrências era precária. Os problemas encontrados variaram desde a necessidade de troca de elementos de automação, ajuste e/ou troca de válvulas de admissão, comunicação entre a água do sistema de refrigeração do motor com o óleo do

mesmo, dificuldade de partida do equipamento e a necessidade de troca de óleo do motor prematuramente.

Os problemas encontrados com o grupo gerador da Trigás também acabaram por prejudicar severamente o cronograma do projeto Energ-Biog e conseqüentemente o tempo de operação do grupo gerador e a coleta de dados relacionados com o desempenho do equipamento.

9.2 BARREIRAS ECONÔMICAS

Assim como discutido no subitem anterior referente às barreiras tecnológicas, a questão da necessidade de importação de equipamentos voltados para o aproveitamento energético do biogás está diretamente relacionada aos custos destas tecnologias trazidas majoritariamente dos países desenvolvidos.

Primeiramente, reconhece-se que as tecnologias voltadas para este tipo de aplicação costumam envolver uma série de custos que acabam, por conseguinte, agregando um elevado valor ao produto final ou ao equipamento a ser disponibilizado comercialmente.

Estes custos envolvem os gastos com o pioneirismo, a pesquisa, o desenvolvimento de protótipos e novas tecnologias, o emprego de mão de obra especializada, a utilização de softwares avançados e outros materiais sofisticados, entre outros, como por exemplo, o uso de instrumentos de automação que garantam a qualidade e a segurança de operação dos equipamentos. Isso sem mencionar os gastos relacionados com o marketing do produto.

A produção em pequena escala é outro fator que inviabiliza comercialmente a utilização ou até mesmo o desenvolvimento e a fabricação de determinadas tecnologias.

Para os casos que envolvem a importação dessas tecnologias, como no Brasil, associam-se a estes custos as despesas com o transporte da tecnologia a ser importada, gastos com impostos e taxas alfandegárias, havendo inclusive a eventual possibilidade de retenção do produto ou equipamento pela Receita Federal, fato esse ocorrido com a importação da

microturbina no caso do projeto Energ-Biog.

Devem ser considerados também eventuais gastos com treinamento e cursos voltados para a capacitação de profissionais e a necessidade de utilização de mão de obra especializada local ou até mesmo estrangeira.

Os custos com a operação e manutenção dos equipamentos devem ser cuidadosamente analisados uma vez que as condições operacionais, no sentido mais abrangente possível, podem variar consideravelmente de um país para o outro, podendo causar problemas de compatibilidade ou eventuais necessidade de adaptações técnicas. Pode-se citar como exemplo, no caso do projeto Energ-Biog, as diferenças com relação ao padrão americano quanto às características físico-químicas do biogás encontrado na ETE da SABESP em Barueri / SP, pressão atmosférica local, temperatura média da região e até mesmo configuração da rede a qual o equipamento encontra-se conectado.

Além disso, deve ser levada em conta a questão do cambial do país, ou seja, no caso do Brasil, a instabilidade do valor do Real frente ao Dólar ou ao Euro, por exemplo. Este fator exerce significativa influência sobre o valor final do produto ou tecnologia a ser importado, podendo afetar a viabilidade econômica da transação comercial.

O acesso às opções de financiamento, bem como as taxas de juros associadas, principalmente no Brasil, também podem ser fatores desencorajadores do desenvolvimento de projetos de aproveitamento energético do biogás.

Por último, outra característica a ser considerada, mas não menos importante que as anteriores, diz respeito ao preço da energia elétrica no Brasil. Devido ao fato da matriz energética brasileira ser composta, em maior parte, essencialmente por hidroelétricas, tem-se um custo de geração de energia elétrica de baixo custo. Levando-se em conta o tipo de consumidor e a demanda de energia contratada, o preço da energia elétrica pode variar substancialmente. Para grandes consumidores de energia, como as indústrias do setor privado, o preço da energia elétrica ofertado já é consideravelmente inferior quando comparado com o preço da energia pago por consumidores residenciais. No caso de

instituições vinculadas ao setor público, como iluminação pública, prédios públicos e inclusive instalações em prol do saneamento básico, como no caso da SABESP, o preço da energia elétrica é ainda mais inferior, podendo inclusive sugerir algum tipo de subsídio por parte do governo brasileiro.

Todos estes fatores relacionados às barreiras econômicas afetam diretamente a viabilidade econômica do desenvolvimento não somente de projetos de aproveitamento energético do biogás, mas também de outras fontes renováveis de energia como um todo.

As pesquisas e o desenvolvimento de novas opções tecnológicas somadas às necessidades mundiais por outras fontes de energia não fósseis, principalmente no Brasil, devem alavancar nos próximos anos a ampliação do escopo desse tipo de atividade no país e no mundo, reduzindo de forma global os riscos dos investimentos associados a esta prática.

9.3 BARREIRAS SÓCIO - AMBIENTAIS

Aparentemente não existem barreiras sócio-ambientais para a implementação de projetos de aproveitamento energético do biogás no Brasil.

De uma forma geral, a produção de energia elétrica a partir de biogás, seja por meio do tratamento de esgotos ou por aterros controlados, apresenta vantagens para a sociedade e para o meio ambiente.

Para a sociedade, esta prática pode favorecer a geração de empregos e eliminação ou redução de subempregos. Pode promover também a geração descentralizada de energia e próxima aos pontos de carga, a partir de uma fonte renovável que vem sendo tratada como resíduo. Além disso, pode colaborar com a viabilidade econômica do saneamento básico na região onde é implementada.

Já as vantagens deste tipo de atividade associadas ao meio ambiente estão relacionadas principalmente com a redução das emissões de metano (CH₄) para a atmosfera, pois este também é um importante gás de efeito estufa. Outra vantagem interessante a ser apontada

está relacionada a possibilidade de redução do consumo de combustíveis fósseis, principais responsáveis pelo aumento do efeito estufa. Deve ser considerada também a eventual redução na geração de odor nas vizinhanças, principalmente de chorume e de contaminação do lençol freático nos casos de aterros sanitários.

Por fim, o desenvolvimento deste tipo de atividade promove conseqüentemente a melhoria das condições do saneamento básico no país.

9.4 BARREIRAS POLÍTICAS

As barreiras políticas para a implementação de projetos de aproveitamento energético do biogás estão associadas à falta de investimentos no saneamento básico no Brasil.

O saneamento básico é essencial para promover a cidadania, a saúde e a vida. A oferta de saneamento reduz a poluição do meio ambiente e cria melhores condições para o desenvolvimento da infância e da sociedade. Melhorar o serviço de saneamento é melhorar a saúde da população.

Porém, os índices de atendimento no país são baixos. Os desafios para atingir a universalização do atendimento básico em saneamento são significativos. Uma grande parcela da população não tem acesso à água tratada, rede de esgoto ou coleta de lixo doméstico. A industrialização acelerada e a urbanização desordenada geraram uma evidente ausência de tratamento adequado dos resíduos urbanos. Nas últimas décadas houve um grande aumento na demanda por saneamento, mas apenas uma pequena parte foi atendida.

De acordo com Abicalil (2002), os investimentos em serviços de saneamento dependem dos ciclos econômicos e do desempenho do setor público. O controle do déficit do setor público limita os investimentos no setor, que é de predomínio público.

Dessa forma, a criação de uma política para o uso do biogás ou o incentivo ao tratamento de esgotos e de resíduos sólidos urbanos dependem do incentivo econômico feito pelo setor público ao mercado. Entretanto, observando-se os objetivos relativos a implantação de

saneamento básico, por meio de tratamento de esgotos e aterros sanitários controlados, e uso de energia renováveis, como o biogás por exemplo, apresentados pelos programas governamentais, verifica-se que representam interesses bastante distintos do mercado. Se por um lado o setor público pretende melhorar as condições de vida da população mais carente e diminuir os impactos ambientais, o mercado, por sua vez, visa apenas obter o maior lucro possível.

Considerando o exposto acima, recomenda-se a criação de políticas que integrem a ampliação do saneamento básico (tratamento de esgotos e aterros controlados) com a eficiência energética e o desenvolvimento de tecnologias voltadas para o uso do biogás das ETEs e dos LDRSU. Estas ações devem ser acompanhadas por vários órgãos governamentais simultaneamente, desde que cada departamento enfoque em um aspecto de seu interesse. Desta forma, cada investimento governamental deve viabilizar vários objetivos em diversas áreas do interesse público, como saúde, energia, educação e saneamento.

10 PROPOSTAS DE INCENTIVO AO USO ENERGÉTICO DO BIOGÁS

10.1. PROINFA – PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O PROINFA, como o próprio nome diz, é o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica e foi criado pelo governo brasileiro visando a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. O Programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1.100 MW de cada fonte.

Criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, o PROINFA foi revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que assegurou a participação de um maior número de estados no Programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia.

O PROINFA contará com o suporte do BNDES, que criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica. A linha de crédito prevê financiamento de até 70% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos. Os investidores terão que garantir 30% do projeto com capital próprio. As condições do financiamento serão TJLP mais 2% de spread básico e até 1,5% de spread de risco ao ano, carência de seis meses após a entrada em operação comercial, amortização por dez anos e não-pagamento de juros durante a construção do empreendimento.

A Eletrobrás, no contrato de compra de energia de longo prazo (PPAs), assegurará ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto

prazo. Os contratos terão duração de 20 anos e envolverão projetos selecionados que devem entrar em operação até dezembro de 2006.

Com a implantação do PROINFA, estima-se que serão gerados 150 mil empregos diretos e indiretos durante a construção e a operação dos empreendimentos. Os investimentos previstos do setor privado são da ordem de R\$ 8,6 bilhões. Uma das exigências da Lei nº 10.762 é a obrigatoriedade de um índice mínimo de nacionalização de 60% do custo total de construção dos projetos. O Brasil detém as tecnologias de produção de maquinário para uso em PCHs e usinas de biomassa e está avançando na tecnologia eólica, com duas fábricas instaladas, uma no Sudeste e outra no Nordeste.

Os critérios de regionalização, previstos na Lei nº 10.762, estabelecem um limite de contratação por Estado de 20% da potência total destinada às fontes eólica e biomassa e 15% para as PCHs, o que possibilita a todos os Estados que tenham vocação e projetos aprovados e licenciados a oportunidade de participarem do programa. A limitação, no entanto, é preliminar, já que, caso não venha a ser contratada a totalidade dos 1.100 MW destinados a cada tecnologia, o potencial não-contratado será distribuído entre os Estados que possuem as licenças ambientais mais antigas. Para participarem do Programa, os empreendimentos terão de ter licença prévia de instalação.

Em relação ao abastecimento de energia elétrica do país, o PROINFA será um instrumento de complementaridade energética sazonal à energia hidráulica, responsável por mais de 90% da geração do país. Na região Nordeste, a energia eólica servirá como complemento ao abastecimento hidráulico, já que o período de chuvas é inverso ao de ventos. O mesmo ocorrerá com a biomassa nas regiões Sul e Sudeste, onde a colheita de safras propícias à geração de energia elétrica (cana-de-açúcar e arroz, por exemplo) ocorre em período diferente do chuvoso.

A produção de 3,3 mil MW a partir de fontes alternativas renováveis dobrará a participação na matriz de energia elétrica brasileira das fontes eólica, biomassa e PCH, que atualmente respondem por 3,1% do total produzido e, em 2006, podem chegar a 5,9%.

No Brasil, 41% da matriz energética é renovável, enquanto a média mundial é de 14% e nos países desenvolvidos, de apenas 6%, segundo dados do Balanço Energético Nacional - edição 2003. A entrada de novas fontes renováveis evitará a emissão de 2,5 milhões de toneladas de gás carbônico/ano, ampliando as possibilidades de negócios de Certificação de Redução de Emissão de Carbono, nos termos do Protocolo de Quioto. O Programa também permitirá maior inserção do pequeno produtor de energia elétrica, diversificando o número de agentes do setor.

10.2 PROTOCOLO DE QUIOTO

Na tentativa de reverter as terríveis previsões de um planeta com temperaturas cada vez maiores, causadas pelo Efeito Estufa, surgiu o Protocolo de Quioto. As partes da convenção sobre mudança do clima, durante sua terceira convenção em 1997, aprovaram e abriram para assinaturas o Protocolo de Quioto, um acordo internacional que estabelece metas de controle dos gases causadores do efeito estufa.

O Protocolo obriga 39 países desenvolvidos a deixar, no período de 2008 a 2012, a emissão de dióxido de carbono e outros gases nocivos 5,2% menor do que o índice global registrado em 1990. O documento é um complemento a convenção da ONU sobre mudança do clima no planeta, assinada na Conferência das Nações Unidas sobre Ambiente e Desenvolvimento no Rio de Janeiro em 1992 – ECO-92.

Uma das idéias disseminadas pelo Protocolo de Quioto para amenizar os prejuízos causados pela incalculável quantidade de dióxido de carbono já emitida por esses países é o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). O objetivo do MDL é estimular a produção de energia limpa, como a solar e a gerada a partir de biomassa, e remover o carbono da atmosfera.

Neste campo, chamado seqüestro de carbono, os principais planos consistem no replantio de florestas que, ao crescer, absorvam CO₂ do ar. O financiador da recuperação ambiental, por exemplo, iria receber um Certificado de Redução de Emissões, tradução da sigla em inglês CERs.

O Protocolo de Quioto divide os países em dois grupos: os que precisam reduzir suas emissões de poluentes e os que não tem essa obrigação. O Brasil está no segundo grupo que irá receber para não poluir mais e para tirar da atmosfera, com suas florestas e matas, o dióxido de carbono ainda produzido por seus financiadores.

Assim os países mais poluidores - os mais ricos, em sua maioria - poderão pagar para continuar poluindo em alguma medida, através do Leilão de Certificado de Emissões (Cerupt, na sigla em inglês).

O tratado entrou em vigor no dia 16 de fevereiro de 2005, depois da decisão russa de ratificá-lo. Para entrar em vigor, era necessária a aprovação do Protocolo por países que representem juntos 55% das emissões de gases do efeito estufa. No Brasil, foi ratificado em 19 de junho de 2002 e sancionado pelo presidente Fernando Henrique Cardoso em 23 de julho do mesmo ano.

Os Estados Unidos, maior poluidor do mundo – responsável por 36,1% das emissões de gases poluentes – não aderiu ao acordo, além de apontá-lo como um golpe contra a economia e os empregos no país. Para alcançar as metas de redução estipuladas pelo Protocolo, os americanos teriam de fazer grandes investimentos, com reflexos na sua atividade econômica, alegam os dirigentes.

O Protocolo estabelece mecanismos de flexibilização para auxiliar no cumprimento das metas de reduções.

- Joint Implementation ou Implementação Conjunta: mecanismo que só pode ser utilizado entre países do Anexo 1 onde um financia projetos de reduções em outro, onde os custos são mais baixos.
- Comércio de emissões: ocorre quando um país que tenha reduzido as suas emissões a níveis abaixo da meta pode vender o “excesso” a outro, sendo os dois integrantes do Anexo 1.

- Mecanismo de desenvolvimento Limpo - MDL (Clean Development Mechanism - CDM): mecanismo que inclui os países em desenvolvimento.

Há a criação de um mercado mundial derivado do comércio de Reduções Certificadas de Emissões (CERs) entre os países do Anexo 1 e os países não Anexo 1. Este mecanismo evita a emissão ou retirada da atmosfera de gases do efeito estufa (GEE), promovendo o desenvolvimento sustentável no país hospedeiro do projeto (não Anexo 1). Além disso, permite que ocorram transferências de tecnologias, atuando nas áreas: energética, de transporte e florestal, além de auxiliar o país do Anexo 1 no cumprimento das suas metas de redução de GEE.

Os projetos de MDL deverão oferecer um critério de adicionalidade no qual devem ocorrer reduções de emissões adicionais às quais ocorreriam na ausência do projeto; oferecer benefícios reais, mensuráveis e a longo prazo relacionados com a mitigação das mudanças climáticas e submeter-se a orientação da Conferência das Partes.

Para países em desenvolvimento como o Brasil, o MDL oferece oportunidades principalmente, para aumentar os investimentos na área energética, com inovações no setor de energia com fontes mais limpas, gerando empregos e oportunidades. No setor florestal, surge a oportunidade da recuperação financiada de áreas degradadas, com projetos de reflorestamento e aflorestamento (sendo que, o manejo florestal e a conservação, não são incluídas no mecanismo).

10.3 MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO (MDL)

Estabelecido no artigo 12 do Protocolo de Quioto, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL ou CDM, sigla em inglês) é uma medida para reduzir as emissões de gases do efeito estufa e promover o desenvolvimento sustentável em países subdesenvolvidos – único dentre os mecanismos de flexibilização que prevê a participação das nações em desenvolvimento.

O MDL permite que países desenvolvidos invistam em projetos (energéticos ou florestais)

de redução de emissões e utilizem os créditos para reduzir suas obrigações.

O princípio é simples: cada tonelada deixada de ser emitida ou retirada da atmosfera poderá ser adquirida pelo país que tem metas de redução a serem atingidas. Cria-se assim um mercado mundial de Reduções Certificadas de Emissão (RCE).

Para participar do MDL primeiramente as partes interessadas devem designar uma autoridade nacional que irá validar as atividades, verificar e certificar as reduções das emissões. No Brasil esta autoridade é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, criada em 7 de julho de 1999.

10.4 ACORDO DE MARRAKESH

O Acordo de Marrakesh, assinado durante a sétima reunião da Convenção das Partes (COP7), em 2001, define as modalidades e procedimentos dos Mecanismos de Flexibilização previstos no Protocolo de Quioto. O acordo está previsto na Decisão 17/CP.7 e foi assim batizado por ter sido assinado na cidade de Marrakesh, no Marrocos.

Os mecanismos a que se refere são o de Desenvolvimento Limpo (MDL), a Implementação Conjunta (JI) e o Comércio de Emissões. Alguns pontos regulamentados foram:

- Definição das regras operacionais do Uso da Terra, Mudança de Uso da Terra e Florestamento (LULUCF, na sigla em inglês), sendo limitada a utilização de créditos oriundos destes na proporção máxima de 1% das emissões do ano-base para cada Parte;
- Prestação de assistência às Partes não incluídas no anexo 1 (países industrializados que devem reduzir as emissões de gases do efeito estufa) para que possam atingir o desenvolvimento sustentável e às Partes incluídas no Anexo 1 para que estas consigam cumprir suas metas de redução de emissões de gases do efeito estufa (contidas no Artigo 3 do Protocolo);
- O país hospedeiro do projeto de MDL deverá aprovar o mesmo com a confirmação que este contribui para o desenvolvimento sustentável do país;

- Transferência de tecnologia e conhecimento dos países do Anexo 1 para os não incluídos no Anexo 1;
- Nomeação do Executive Board (Conselho Executivo) e Entidades operacionais designadas;
- Estabelecimento de fundos internacionais de auxílio aos países não desenvolvidos a se adaptarem as mudanças climáticas;
- Países que não ratificaram o Protocolo poderão participar do comércio de emissões.

10.5 O MERCADO DE CRÉDITOS DE CARBONO

O mercado de créditos de carbono nasceu em dezembro de 1997 com a assinatura do Protocolo de Quioto, que estabeleceu metas de redução de gases de efeito estufa pelos países desenvolvidos que se comprometeram em reduzir as emissões, em média, 5% abaixo dos níveis registrados em 1990, para o período entre 2008 e 2012 - também conhecido como primeiro período de compromisso.

Para não comprometer as economias desses países, o protocolo estabeleceu que, caso seja impossível atingir as metas estabelecidas por meio da redução das emissões dos gases, os países poderão comprar créditos de outras nações que possuam projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) - instrumento de flexibilização que permite a participação no mercado dos países em desenvolvimento, ou nações sem compromissos de redução, como o Brasil. Os países que não conseguirem atingir suas metas terão liberdade para investir em projetos MDL de países em desenvolvimento (AMBIENTE BRASIL, 2005).

Nesse cenário, o Brasil pode se colocar como país-sede de projetos de tecnologia limpa que contribuam para a redução de emissões de gases de efeito estufa, podendo portanto tornar-se vendedor de créditos de carbono e também alvo de investimentos.

Até o final de 2003, foram comercializados no mundo 60 milhões de toneladas de carbono, sendo que 30% dos projetos de MDL transacionados em 2002 e 2003 eram de aterro

sanitário, 15% hidrelétricas, 15% biomassa, 7% LULUCF²⁰, assim como energia eólica.

Os países que mais compraram créditos de carbono em 2004 foram Holanda (30%), Fundo do Banco Mundial (26%), Japão (23%) e Canadá (13%). Outros países da União Europeia também participaram deste comércio, porém representam apenas 3%, já que possuem um acordo entre eles e, com a entrada em vigor de Protocolo, provavelmente a fatia será maior. A maior parte dos projetos de MDL estão localizados na América Latina, e alguns se concentram na China e Índia (CARBONO BRASIL, 2005).

A negociação de contratos futuros de crédito de carbono já ocorre com a União Europeia - e entre países do Velho Continente, através do EU ETS, com o Canadá, Japão e até com os Estados Unidos, através da Bolsa Climática de Chicago.

O crescente amadurecimento deste mercado vem influenciando o surgimento de novas bolsas internacionais de comercialização de créditos de carbono. Outras já existentes, porém recentemente iniciadas no mercado de créditos de carbono, como a Nord Pool – bolsa de comércio do setor elétrico da Escandinávia, a European Energy Exchange (EEX) – bolsa de comercialização de energia da Europa Central, com sede na Alemanha, a European Climate Exchange, braço da bolsa climática de Chicago no mercado europeu, e a própria BM&F - Bolsa de Mercadorias e Futuros – do Brasil, estão voltadas a investir em uma nova frente neste novo segmento de mercado. A seguir são descritas algumas das principais e atuais bolsas de comercialização de créditos de carbono no mundo.

10.5.1 EUROPEAN UNION EMISSION TRADING SCHEME – EU ETS

O Esquema Europeu de Negociações de Emissões de Gases do Efeito Estufa (*European Union Emissions Trading Scheme*), que teve início em 2005, tem como objetivo coordenar as reduções de emissões compromissadas pelos países da União Europeia no Protocolo de Quioto, implementando normas e limites de emissões para as unidades industriais europeias e desenvolvendo legislação pertinente para a participação dos

²⁰ Abreviação em inglês de “Land Use, Land-Use Change and Forestry” ou “Uso da Terra, Mudança no Uso da Terra e Florestas” em português.

mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto, como o MDL.

Inicialmente concebido dentro de um cenário de não-ratificação do Protocolo de Quioto, o EU ETS impõe aos 25 membros da União Européia a necessidade de desenvolvimento de um Plano Nacional de Alocações, em que cada país distribui permissões de emissões às unidades industriais participantes do esquema. Uma vez aprovados pela Comissão Européia, os planos de alocações passam a ter caráter legal, e cada tonelada equivalente de CO₂ emitida além do alocado implica numa multa de 40 euros, durante os anos de 2005 a 2007. A partir de 2008, início do primeiro período de comprometimento do Protocolo de Quioto, a multa por tonelada excedente é de 100 euros. Criou-se assim um novo mercado dentro do Velho Continente, onde aqueles que reduzirem abaixo do seu teto de alocações podem vender alocações, enquanto aqueles que estiverem excedendo deverão comprá-las.

10.5.2 CHICAGO CLIMATE EXCHANGE – CCX

A Bolsa Climática de Chicago (*Chicago Climate Exchange - CCX*) opera desde dezembro de 2003 e foi formada por um grupo de empresas norte-americanas que voluntariamente se comprometeram a reduzir suas emissões em 4%, com base na média do período 1998-2001, entre 2003 e 2006.

Ela pretende proporcionar um método efetivo de redução dos gases de efeito estufa pela criação e operação de um programa flexível de negociações baseado na redução das emissões, com custos de transação baixos, rigor ambiental e recompensa pela inovação ambiental.

As empresas podem ficar “em conformidade” pela redução de suas emissões internas, pela aquisição de permissões (*allowances*) de outras empresas ou pela geração de créditos de projetos nos Estados Unidos e no Brasil. Os gases incluídos nessas transações são: CO₂, CH₄, N₂O, PFCs, HFCs, SF₆.

O mercado dá mostras de grande vigor. Comparado a um volume médio diário em dezembro de 2004, de 2.600 toneladas de carbono, em 14 de janeiro de 2005 foi negociado

um volume recorde de 21.000 toneladas, com uma única transação de 10.000 toneladas. Isto provavelmente vai se traduzir num ano de bastante atividade.

10.5.3 EUROPEAN CLIMATE EXCHANGE – ECX

A Bolsa Climática Européia (*European Climate Exchange – ECX*) é uma subsidiária da Bolsa Climática de Chicago (*Chicago Climate Exchange – CCX*), e atuará no gerenciamento e comercialização de instrumentos ambientais Europeus.

Seguindo a mesma metodologia da **CCX**, a **ECX** atuará na Europa e será baseada nas “permissões” (*allowances*) emitidas pelo *European Union Emission Trading Scheme (EU ETS)* e sua comercialização será realizada por meio da *International Petroleum Exchange (IPE)*.

10.5.4 BOLSA DE MERCADORIAS E FUTUROS - BM&F

No Brasil, a Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F) tomou a iniciativa de participar do mercado de créditos de carbono a por meio da criação do Mercado Brasileiro de Reduções de Emissões – **MBRE**.

O Mercado Brasileiro de Reduções de Emissões (MBRE) é uma iniciativa conjunta da BM&F e do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC), que objetiva desenvolver um sistema eficiente de negociação de certificados ambientais, em linha com os princípios subjacentes ao Protocolo de Quioto. Mais precisamente, a iniciativa BM&F/MDIC consiste em criar no Brasil as bases de ativo mercado de créditos de carbono que venha a constituir referência para os participantes em todo o mundo.

A primeira etapa desse mercado de créditos de carbono, lançada em meados de setembro de 2005, corresponde à implantação do Banco de Projetos BM&F. Este acolhe para registro projetos validados por Entidades Operacionais Designadas (certificadoras credenciadas pela ONU) segundo o rito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) – ou seja, projetos que deverão gerar Reduções Certificadas de Emissão (créditos de carbono) no futuro.

Também acolhe para registro o que se convencionou chamar de intenções de projeto, ou seja, idéias parcialmente estruturadas que objetivem a condição futura de projetos validados no âmbito do MDL.

Projetos e intenções de projetos registrados na BM&F encontram nesse sistema um instrumento de divulgação para interessados em oferecer financiamento ou adquirir os futuros créditos de carbono associados ao projeto. A esse respeito, cabe mencionar que o Banco de Projetos BM&F está aberto também ao registro de intenções de compra, ou seja, um investidor estrangeiro eventualmente interessado em adquirir créditos de carbono pode registrar seu interesse, descrevendo as características do projeto procurado.

A segunda etapa desse trabalho de organização do mercado de carbono será a implantação do ambiente de negociação de créditos de carbono nos mercados de opções, a termo e a vista. Essa fase deverá ser implementada gradualmente em 2006.

10.6 ACORDOS BILATERAIS

A comercialização de reduções de emissões de GEE provenientes de projetos de MDL tem sido feita, até o presente momento, através de acordos bilaterais. Isso porque o ativo “Redução Certificada de Emissão” ainda não existe de fato, o que não permite a criação de um pregão para negociação desses títulos. Dessa forma, estabelece-se para a venda um contrato de longo prazo, comumente chamado de ERPA – *Emission Reductions Purchase Agreement* ou CERPA – *Certified Emission Reductions Purchase Agreement*.

Todo esse procedimento de comercialização dos créditos tem início com a apresentação do portfólio à um ou mais compradores prospectados no mercado. Após a identificação de um agente interessado na compra dos créditos, ocorre a discussão do “Term-Sheet”, ou seja, os termos a serem pré-estabelecidos entre os agentes envolvidos, como quantidade de créditos a serem comercializados e o preço de tais créditos. O passo seguinte refere-se à apresentação, por parte do agente comprador, da carta de intenção de compra dos créditos.

Segue após este processo, a elaboração do ERPA, que nada mais é do que um contrato de

compra e venda dos créditos de carbono formalizado entre os agentes interessados, que trata de termos de compromisso, prazos, garantias e penalidades por não cumprimento, similar aos contratos de compra e venda de energia entre gerador e distribuidor.

Este tipo de transação permite uma maior flexibilidade de negociação de todos os termos e cláusulas contratuais entre os agentes participantes, de modo que a comercialização dos créditos de carbono ocorra de uma forma independente das convencionais bolsas de comércio destes créditos, como as já mencionadas anteriormente. Não obstante a tal vantagem, comum às negociações balcão convencionais, deve-se considerar que a ausência de um pregão para negociação dos créditos de carbono reduz a liquidez do ativo e aumenta os custos de transação.

11 CONCLUSÕES

A geração de energia com o biogás de resíduos apresenta conseqüências duplamente benéficas, pois irá colaborar com a viabilidade econômica do saneamento urbano.

Uma vez que apenas aterros bem gerenciados e estações de tratamento de esgoto têm condições de implementar tal ação, essa geração de energia também servirá como incentivo ao bom gerenciamento sanitário.

A disponibilidade de biogás é imediata. Aterros bem gerenciados necessitam de poucas obras de impermeabilização e captação. Estações de tratamento de esgotos ou lodos não necessitam de praticamente nenhuma adaptação. As necessárias adaptações em instalações rurais podem ser executadas em poucos meses.

O emprego energético do biogás causa diferentes impactos econômicos e ambientais dependendo do sistema em que ele é aproveitado.

A geração de energia elétrica a partir do biogás nos aterros sanitários permite aos mesmos, além da auto-suficiência energética, a geração de excedente de energia que pode ser vendida para a rede elétrica local.

No caso das estações de tratamento de esgoto, a utilização do biogás produzido no processo de digestão anaeróbica para a geração de energia permite somente uma redução do consumo de eletricidade. Essa redução é da ordem de 20 % em média, devido à grande demanda de energia elétrica exigida pelos equipamentos usualmente empregados no processo de tratamento de esgoto das estações, o que não deixa de ser apontado como um ganho significativo em termos de eficiência energética nas estações.

O aproveitamento energético do biogás rural, ou seja, aquele produzido pela decomposição anaeróbica dos resíduos animais, possibilita desde uma significativa redução com gastos de eletricidade até a geração de um excedente de energia possível de ser distribuída para a rede

elétrica local. Este fator depende principalmente do porte (tipos e quantidades de animais) e da infra-estrutura disponíveis pelo empreendedor rural.

O presente trabalho aponta a possibilidade de recuperação e uso energético do biogás gerado pelo tratamento anaeróbio de esgoto, servindo também como incentivo para a ampliação da prestação deste serviço no Brasil, integrando o uso sustentável dos recursos naturais renováveis com o uso racional e eficiente de energia. No entanto, para que isso ocorra, é necessário que o biogás produzido apresente composição e características adequadas à tecnologia de conversão empregada.

A tabela 11.1 exibe uma comparação dos resultados obtidos por meio das análises feitas no biogás gerado na ETE da SABESP, em Barueri, com as especificações do gás combustível de alimentação da microturbina (Modelo: C30 L/DG), de acordo com o fabricante Capstone.

Tabela 11.1 – Comparação dos resultados das análises do biogás com as especificações definidas pelo fabricante Capstone

Variante	Unidade	Capstone	Barueri	Observações
O₂	% Volume	0 – 10	0,00 - 6,30	Aprovado
N₂	% Volume	0 – 50	0,22 - 23,8	Aprovado
CO₂	% Volume	0 – 50	25,0 - 30,8	Aprovado
CH₄	% Volume	30 – 100	44,1 - 69,9	Aprovado
H₂S	ppm em vol.	0 – 70.000	0,08 - 230	Aprovado
H₂O (P.O.)*	% Volume	0 – 5	0,1 - 2,8	Aprovado
P.C.I.	kJ/m ³	13.800 – 27.605	14.715 - 23.852	Aprovado

(*) P.O.: Ponto de Orvalho.

Fonte: CENBIO, 2003

Conseqüentemente, é possível concluir que o sistema de purificação projetado atende às especificações técnicas do combustível, exigidas pela microturbina. Vale ressaltar que a escolha e o dimensionamento dos equipamentos da linha do sistema de purificação e de compressão do biogás foram feitos de acordo com as necessidades técnicas da microturbina, ou seja, procurou-se projetar um sistema que atendessem seguramente aos

parâmetros necessários para a operação do equipamento gerador.

Outro dado relevante está vinculado às emissões da microturbina. As análises dos gases de exaustão conduzidas na ETE de Barueri indicaram emissões de NOx da ordem 1 ppm, levando-se em conta que o fabricante do equipamento (Capstone) garante uma taxa de emissão de NOx inferior a 9 ppm.

Sendo assim, a grande vantagem da utilização deste tipo de tecnologia, está diretamente vinculada ao ganho ambiental, quando comparada com a tecnologia de grupos geradores de combustão interna (ciclo Otto), responsáveis por uma taxa de emissão de NOx na ordem de 3.000 ppm.

No entanto, quando a análise financeira da tecnologia é considerada o resultado é extremamente desfavorável para a microturbina. Além do custo do equipamento em si, a microturbina exige que o gás combustível apresente propriedades mais controladas que os motores convencionais. Enquanto a microturbina necessita de todo um sistema de purificação e limpeza do gás o mesmo não se faz necessário para o grupo-gerador, pois o mesmo, além de suportar o uso do biogás “in-natura”, dispensa a necessidade de compressão uma vez que o seu princípio de funcionamento se dá por aspiração.

Desta maneira ao custo do equipamento de geração em si é necessário somar os custos do sistema de limpeza e compressão do gás. Na tabela abaixo é possível observar a diferença entre o custo da potência instalada para ambos os sistemas, a microturbina (30 kW) e um gerador convencional de mesma potência. A tabela 11.2 mostra a comparação de entre os custos de instalação das duas tecnologias.

Tabela 11.2 – Comparação entre as relações de custos das instalações para ambas as tecnologias (Microturbina Capstone e Grupo Gerador da Trigás)

	Microturbina Capstone	Grupo Gerador da Trigás
Relação entre investimento inicial e potência bruta instalada	$R_3 = 5.034,88 \text{ R\$/kW}$ ou $2.195,28 \text{ US\$/kW}$	$R_4 = 822,67 \text{ R\$/kW}$ ou $358,69 \text{ US\$/kW}$
Relação entre investimento inicial e potência líquida instalada	$R_3' = 7.745,97 \text{ R\$/kW}$ ou $3.377,36 \text{ US\$/kW}$	$R_4' = 987,20 \text{ R\$/kW}$ ou $430,43 \text{ US\$/kW}$
Relação entre custo de operação e manutenção pela energia elétrica produzida	$R_6 = 0,2269 \text{ R\$/kWh}$ ou $0,0989 \text{ US\$/kWh}$	$R_7 = 0,0340 \text{ R\$/kWh}$ ou $0,0148 \text{ US\$/kWh}$
Relação entre custo total e a energia elétrica produzida	$R_8 = 0,4690 \text{ R\$/kWh}$ ou $0,2045 \text{ US\$/kWh}$	$R_9 = 0,2808 \text{ R\$/kWh}$ ou $0,1224 \text{ US\$/kWh}$

Fonte: CENBIO, 2004

É possível observar que, em termos de potencia líquida instalada, a turbina apresenta um custo de quase oito vezes maior que os motores convencionais. Soma-se a este fato a dificuldade de efetuar as manutenções nos equipamentos da linha de tratamento e compressão do gás, principalmente do compressor que é importado e o representante local não dispõe de peças de reposição em estoque, pois trata-se de um equipamento pouco comum no mercado.

Tanto a microturbina da Capstone como o grupo gerador da Trigás encontram-se fora de operação. No caso da microturbina devido aos problemas ocorridos com o compressor da instalação. No caso do grupo gerador, problemas técnicos principalmente relacionados ao sistema de admissão de ar e mistura com o biogás. Estes fatos acabaram prejudicando o tempo de funcionamento do sistema e, conseqüentemente, os resultados do projeto Energ- Biog.

Em linhas gerais o aproveitamento energético do biogás melhora o desempenho global do processo de tratamento de esgoto uma vez que um subproduto do processo, o biogás, é transformado em matéria-prima, energia. A opção entre fazer o aproveitamento ou não do biogás está vinculada a características específicas do sistema. Em primeiro lugar o sistema de tratamento deve incluir a fase anaeróbica, onde o biogás é produzido. Em segundo lugar a quantidade de efluentes tratados e sua DBO devem ser suficientes para fornecer gás o

suficiente para alimentar um grupo gerador.

A determinação da potência instalada deve levar em conta a carga de demanda da planta. Em alguns casos, quando a tarifa paga pela estação é diferenciada em função do horário, pode ser conveniente que a potência instalada seja maior e que o sistema opere por um período de tempo menor reduzindo o consumo de energia da rede nos horários de pico.

Ainda é preciso incluir neste cenário a possibilidade de computar as emissões evitadas de gases de efeito estufa e desta maneira incluir os créditos de carbono previsto nos projetos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto.

De uma forma geral, a produção de energia elétrica a partir de biogás apresenta as seguintes vantagens:

(a) Para a sociedade:

- Geração de empregos e eliminação ou redução de subempregos;
- Geração descentralizada e próxima aos pontos de carga, a partir de uma fonte renovável que vem sendo tratada como resíduo;
- Colaboração para a viabilidade econômica do saneamento básico.

(b) Para as prefeituras:

- Possibilidade de receita extra, proveniente da energia gerada com biogás e vendida às concessionárias, nos casos de aterros sanitários;
- Colaboração para a viabilidade econômica do tratamento do lixo;
- Menor rejeição social das instalações de saneamento, uma vez que elas passam a ser gerenciadas de forma melhor, representando um exemplo a ser seguido.

(c) Para as estações de tratamento de esgotos ou gerenciadoras de aterros:

- Redução na quantidade de eletricidade comprada da concessionária;

- Possibilidade de uso de processos de cogeração, ou seja, a geração de eletricidade tem como subproduto calor, a ser usado no tratamento do esgoto, ou mesmo ser vendido a terceiros.

(d) Para o meio ambiente:

- Redução das emissões de metano para a atmosfera, pois este também é um importante gás de efeito estufa;
- Redução do consumo de combustíveis fósseis, principais responsáveis pelo aumento do efeito estufa;
- Redução na geração de odor nas vizinhanças, de chorume e de contaminação do lençol freático;
- Melhoria nas condições dos lixões, que representam mais de 70% da condição de disposição nacional do lixo.

A recuperação do biogás, associada ao seu uso energético, pode não ser solução final para a questão do gerenciamento dos resíduos no Brasil. Todavia é a melhor opção que se apresenta para o momento. Esforços devem ser feitos buscando a minimização da geração de resíduos e aumento da prática de reciclagem.

Visando atingir o objetivo deste trabalho e de acordo com o Capítulo 8 desta dissertação, conclui-se que o potencial de geração de biogás teoricamente produzido nas 5 unidades principais de tratamento de esgoto da SABESP na Grande São Paulo, igual a 37.100 m³/dia, equivale a uma capacidade instala de 2,858 MW.

Conclui-se também que o potencial de geração de biogás teoricamente produzido se todo o esgoto do Estado de São Paulo fosse tratado pelo processo de digestão anaeróbica de tratamento de esgoto da SABESP, seriam gerados 270.212,194 m³/dia de biogás, equivale a uma capacidade instala de 20,820 MW.

Apesar das barreiras tecnológicas, econômicas e políticas, a implementação de novos projetos de aproveitamento energético do biogás no Brasil mostra-se bastante promissora.

Observa-se que a geração de resíduos sólidos e líquidos pelos seres humanos é um problema crescente e inevitável. Dessa forma, uma política estratégica nacional buscando um maior desenvolvimento social associado a um crescimento sustentável em termos de saneamento básico e eficiência energética, deve ser bem elaborado.

Diversos países já buscam alternativas para a redução na dependência de combustíveis fósseis para a geração de energia, tendo em vista a necessidade cada vez maior de diminuir a emissão de gás carbônico na atmosfera (efeito estufa) e a alta cada vez maior dos preços dos barris de petróleo. Uma das alternativas que voltaram a ser consideradas é a da utilização de energias renováveis.

Pesquisas de desenvolvimento nesse sentido estão sendo realizadas em todo o mundo por empresas de energia, montadoras de automóveis, fabricantes de equipamentos eletrônicos, universidades e centros de pesquisa especializados em energia alternativa, com o objetivo de diminuir os custos, as dimensões, aumentar a eficiência dos equipamentos e, para muitos países, diminuir a dependência de combustíveis fósseis, como o petróleo, assim como a dependência dos países do Oriente Médio, região com grande concentração e produção de petróleo e de instabilidades políticas, religiosas, econômicas e sociais.

No contexto internacional, verifica-se a adoção de ações visando ampliar o aproveitamento de energias renováveis com uma progressiva redução no uso dos combustíveis fósseis, reestruturando a produção, a distribuição, o uso da energia e incorporando novas tecnologias. Neste cenário, o papel da biomassa, inclusive o do biogás, é e será fundamental.

12 BIBLIOGRAFIA

REFERÊNCIAS

- ABICALIL, M.T. Uma nova agenda para o saneamento. In: O Pensamento do Setor de Saneamento no Brasil: Perspectivas Futuras. Secretaria Especial de Desenvolvimento Urbano (SEDU/PR). dezembro, 2002.
- AGO – Australian Greenhouse Office. National emissions trading – designing the market. (Discussion Paper 4, 1999).
- ALVES, J.W.S. Diagnóstico Técnico Institucional da Recuperação e Uso Energético do Biogás Gerado pela Digestão Anaeróbica de Resíduos. Dissertação de Mestrado, PIPGE/USP, São Paulo, 2000.
- ANDERSON, D.; ROLAND, K.; SCHREINER, P. and SKJELVIK, J. M. “Designing a domestic GHG emissions trading system: the example of Norway”, in JEPMA, C.J.; van der Gaast, W. On the compatibility of flexible instruments. The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1999.
- AVELLAR, L.H.N. A Valorização dos Subprodutos Agroindustriais Visando a Co- geração e a Redução da Poluição Ambiental. Tese de Doutorado, UNESP, Guaratinguetá, 2001.
- ANEEL. Atlas de Energia Elétrica no Brasil. , 2002.
- BAJAY, S. V.; WALTER, A. C. S.; FERREIRA, A.L. Integração entre as Regulações Técnico-Econômica e Ambiental do Setor Elétrico Brasileiro. Campinas - SP, maio de 2000. Relatório Técnico - Fase 5: Otimização das práticas de planejamento e dos procedimentos regulatórios envolvidos no dimensionamento, construção e operação de usinas termelétricas.
- BEIL, S. and ASSIM, F. The securitisation of environmental markets: from theory to reality. Paper presented at Forests in the Green Economy, 10th April, 2000.
- BEIL, S. Evolution and design of an emissions trading market of greenhouse gases. Paper presented at the 2nd Annual Emissions Trading Forum. 30-31 August, 1999. Disponível em: <http://www.aetf.net.au/ContentStore/ReferencePapers/Reference11.htm>
- BNDES; MCT. Efeito Estufa e a Convenção sobre Mudança do Clima. 1999. Disponível em : <http://www.mct.gov.br/clima/quioto/bndes.htm>.
- BTM. In: MADSEN, B. (editor). International Wind Energy Development World Market Update 1999. Dinamarca: BTM Consult, 2000.

- BUENO, A. J. T. Possibilidade de novo instrumento de captação voltado para o desenvolvimento sustentável, in Resenha BM&F,139, 2000.
- CAMPOS, J. R. et alli. Tratamento de Esgotos Sanitários por Processo Anaeróbio e Disposição Controlada no Solo, p. 435, PROSAB, Abes, Rio de Janeiro, 1999.
- CAPSTONE. Application Guide. Capstone Microturbine Fuel Requirement, Capstone Turbine Corporation, California, 2001.
- CAPSTONE. Application Guide. Landfill / Digester Gas Use with the Capstone Microturbine, Capstone Turbine Corporation, California, 2001.
- CAPSTONE. Application Guide. Landfill / Digester Gas Use with the Capstone Microturbine, Capstone Turbine Corporation, California, 2002.
- CAPSTONE. Authorized Service Provider Training Manual Capstone Turbine Corporation, Los Angeles, 2001.
- CAPSTONE. Capstone C30 Landfill / Digester Biogas. Product Datasheet, Capstone Turbine Corporation, California, 2003.
- CAPSTONE. Capstone Low Emissions Microturbine Technology. White Paper, Capstone Turbine Corporation, California, 2000.
- CAPSTONE. Capstone Microturbine Model 330 Service Manual, Capstone Turbine Corporation, California, 2002.
- CAPSTONE. Capstone Microturbine Model 330 Troubleshooting Guide, Capstone Turbine Corporation, California, 2002.
- CAPSTONE. Work Instructions. Microturbine Standard Maintenance Schedule, Capstone Turbine Corporation, California, 2002.
- CAPSTONE. Work Instructions. Microturbine Standard Maintenance Schedule, Capstone Turbine Corporation, California, 2004.
- CATUNDA, P. F., van Haandel, A. C. (1980). Activated Sludge Settlers: Design and Optimization Water Sci. Tech., 19, p. 613-623.
- CENBIO. Nota Técnica VII - Geração de Energia a Partir do Biogás Gerado por Resíduos Urbanos e Rurais, São Paulo, 2001.
- CENBIO. Relatórios de Atividades – Projeto ENER-G-BIOG, São Paulo, 2002.
- CENBIO. Relatórios de Atividades – Projeto ENER-G-BIOG, São Paulo, 2003.
- CENBIO. Relatórios de Atividades – Projeto ENER-G-BIOG, São Paulo, 2004.

CENBIO. Relatório Técnico Final – Projeto ENERGEN-BIOG, São Paulo, 2004.

CHERNICHARO, C. A. L. (1997). Reatores Anaeróbios, SEGRAC, Belo Horizonte, 246 p.

CLASSEN et al. Utilization of biomass for supply of energy carrier. **Applied microbiology and biotechnology**, v.52, p. 741-755, 1999.

COELHO, S.T. (Coordenadora) Medidas Mitigadoras Para a Redução de Emissão de Gases Efeito Estufa na Geração Termelétrica. Brasília, Dupligráfica, 2000

COELHO, S.T. Avaliação da Co-geração de Eletricidade a Partir de Bagaço de Cana em Sistemas de Gaseificador/Turbinas a Gás (Dissertação de Mestrado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1992

COELHO, S.T. Mecanismos para a Implementação da Co-geração de Eletricidade a Partir de Biomassa. Um Modelo para o Estado de São Paulo (Tese de Doutorado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999

COOPER, R. N. International approaches to global climate change. **Research Observer**, v. 15, n. 2, 2000.

COSTA et al. Produção de Energia Elétrica a partir de Resíduos Sólidos Urbanos, Trabalho de Graduação Interdisciplinar/FAAP, São Paulo, 2001.

CQM ENGENHARIA. Estudo sobre Utilização de Biogás produzido na ETE Barueri, São Paulo, 2001. Material disponível na Estação de Tratamento de Esgoto da SABESP em Barueri / SP.

CRAVEIRO, A. M., SOARES, H. M. & SCHMIDELL, W. Technical Aspects and Cost Estimations for Anaerobic Systems Treating Vinasse and Brewery/Soft Drink Wastewaters. **Water Science and Technology**, v. 18, n.12, p. 123-134, 1986.

Desenvolvimento de projeto para produção de fibra de coco com inovação de tecnologia limpa e geração de energia. REVISTA ANALYTICA, Fevereiro/Março n.º15, 2005.

DIXON, N. G. H., Gambrill, M. P., Catunda, P. F., van Haandel, A. C. Removal of pathogenic organisms from the effluent of an upflow anaerobic digester using waste stabilization ponds, **Water Science Tech.**, v.31, 275-284, 1995.

ECONERGY. Econergy Brasil, 2004.

ENEDIS. Energia Distribuída, 2002.

ENERGETICS INC. Summary of the Microturbine Technology Summit, Florida, 1998.

EPA. Case Studies in Residual Use and Energy Conservation at Wastewater Treatment Plants” Washington, 2001.

ETCHECOIN, C , 2000 Protocolo de Quioto: Passaporte das Futuras Gerações”. In: **CENBIO NOTÍCIAS**, v. 3, nº 8, p.4

ETG – Emissions Trading Group. Outline proposals for a UK Emissions Trading Scheme. Second Edition, March, 2000.

FERNANDEZ, E. & MONTALVO, S. J., Biological method for removal of H₂S from biogas, Fifth Latin-American workshop seminar Wastewater anaerobic treatment, Chile, 1998.

FRANGUETTO, F.W. Viabilização Jurídica do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil. Editora Fundação Peirópolis, São Paulo, 2002.

Gases de Efeito Estufa na Geração Termelétrica. Brasília, 2000, 222 p.

GOLDEMBERG, J. Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento. São Paulo, EDUSP, 1998

GOLDEMBERG, J; Johansson, T.B.; Reddy A .K.N.; Williams, R.H. Energia Para o Desenvolvimento Trad. José Roberto Moreira, São Paulo, T.A. QUEIROZ, Editor, Ltda. 1988

GREEN, M. A.; K. EMERY; D. L. KING; S. IGARI; W. WARTA. Solar Cell Efficiency Tables (Version 16). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 8, p. 377-384, 2000.

GREENHOUSE GAS TECHNOLOGY CENTER SOUTHERN RESEARCH INSTITUTE and EPA. Environmental Technology Verification Report: Swine Waste Electric Power and Heat Production – Capstone 30 kW Microturbine System. September 2004.

GUYER, W., Zehnder, A. J. B. (1983). Conversion processes in anaerobic digestion, Water Science Tech., 65, 2030.

HAYNES. J.A., Oxidation-Resistant Coatings on Silicon Nitride for Microturbines, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, 2001.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, Brasil, 2000.

IEA - International Energy Agency, 1998. Greenhouse gas emissions, the energy dimension, Paris.

IPCC 1996. *Technologies, Policies and Measures for Mitigating Climate Change*. IPCC Technical Paper. R. Watson, M. Zinyowera & R. Moss (Eds). IPCC, Geneva, Switzerland. p 84.

JHUNG, J. K., Choi, E. (1995). A comparative study of UASB and anaerobic fixed film reactors with development of sludge granulation, **Water Science Tech.**, v. 29, 271-277.

KEELING, C.D. & WHORF, T.P. 1998. *Atmospheric CO₂ Concentrations – Mauna Loa Observatory, Hawaii, 1958–1997 (Revised August 1998)*. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, USA.

KHALILI, A.; TEIXEIRA, A.C.; LEMME, C.F.; SHIH, F.L.; ROCHA, M.T.; MELLO, P.C.; HERING, R.A.; PEREIRA, R.L.G.; RICARDO, S.; RE, S.; VISION, W. A questão Ambiental - Desenvolvimento e Sustentabilidade - FUNENSEG - Rio de Janeiro, 2004.

KOPF. Environmental and Energy Technology, 2003.

LANDMAN, M. Microturbines Fuelled by Gasified Biomass- An Investigation of the Current Status of Application of Biomass Gasification using Microturbines, São Paulo, 2001.

MANFRINATO, W. Mudanças Climáticas: ações e perspectivas para o novo milênio, **Qualidade de Vida**, v. 1, n. 6, 1999.

MEDEIROS, C. F. (2000). Efeito da variação temporal da vazão sobre o desempenho de um reator UASB, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal da Paraíba - UFPB, Campina Grande - Brasil.

MIGUEZ, J. M. O Brasil e o Protocolo de Quioto, in Cenbio Notícias, vol.3, no 8, 2000.

MILLER, W., Energy Audit: Buffalo Creek Wastewater Treatment Facility, City of Sanford, 1994.

Mudanças do Clima volume I e II, cadernos NAE, Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República.

NORDHAUS, W. D. From Porcopolis to Carbopolis. In: KOSOBUD, R. F.; SCHREDER, D. L.; BIGGS, H. M. Emissions trade – environmental policy's new approach. John Wiley & Sons Inc., 2000.

NORDHAUS, W. D. Roll the Dice again: the economics of global warming. Yale University, 1999.

OBERTHUR, S. 1999. **Status of the Montreal Protocol Implementation in Countries with Economies in Transition**. Nairobi, UNEP and GEF.

OLIVA, L. C. H. V. (1997). Tratamento de esgotos sanitários com reator anaeróbio de manta de lodo (UASB)”. Protótipo: desempenho e respostas dinâmicas às sobrecargas hidráulicas, São Carlos, Tese de Doutorado em Hidráulica e Saneamento, Escola de Engenharia de São Carlos, USP.

PAFFENBARGER, J. Oil in Power Generation. Paris: International Energy Agency/OCDE, 1997.

PARKS, B. Gas Turbines for Power Generation: A.U.S. DOE Perspectives. EUA, 2000.

PATH, P. Green House Gas Emissions and Energy Benefits of Anaerobic Digestion of Animal Waste, NREL, 2001.

PIERSON, F.W, Energy from Municipal Waste: Assessment of Energy Conservation and Recovery in Municipal Wastewater Treatment, Argonne National Laboratory, Argonne, 1992.

PINHO, J. H. (1993). Desempenho Operacional da ETE de Cabanga, Recife, PE, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande - PB.

QUARMBY, J., Forster, C. F. (1995). An examination of the structure of uasb granules, **Water Science Tech.**, n.29, 2449-2454.

REIS, L.B. dos; FADIGAS, E.A.A; CARVALHO, C.E. Energia, recursos naturais e a prática do desenvolvimento sustentável. Editora Manole, Barueri, São Paulo, 2005.

REZENDE, D. & MERLIN, S. Carbono Social: Agregando valores as desenvolvimento sustentável.

RUMMEL, KLEPPER & KAHL, LLP CONSULTING ENGINEERS Planta da Instalação da Estação de Tratamento de Esgoto de Allentown EUA, 2001.

SANDOR, R. L. and WALSH, M. J. Some observations on the evolution of the international greenhouse gas emissions trading market, in KOSOBUD, R.F.;

Saneamento: mercado de R\$ 6 bilhões/ano. Revista Controle & Instrumentação, n. 69 Maio de 2002.

SABESP Geração de Energia Elétrica na SABESP – Relatório de Viagem Europa / EUA – Eng. Paulo Borges e Eng. Geraldo Julião, São Paulo, 2001.

SABESP. Companhia e Saneamento Básico do Estado de São Paulo, 2001.

SABESP. Síntese de Informações Operacionais dos Sistemas de Tratamento de Esgotos da RMSP – Outubro /00 – Setembro/01 Unidade de Negócio de Tratamento de Esgotos, 2001.

SANQUETTA C.R. et al. As florestas e o carbono. Curitiba, 2002.

SANQUETTA, C.R & Balbinot, R; Ziliotto, M.A. Fixação de Carbono: atualidades, projetos e pesquisas, Curitiba, 2004.

SANQUETTA, C.R. & Ziliotto, M. A. Carbono: Ciência e mercado global. Carlos Roberto Sanquetta e Marco Aurélio Ziliotto editores. Curitiba, 2004.

SCHREDER, D.L. & BIGGS, H. M. Emissions trade – environmental policy's new approach. John Wiley & Sons Inc. 2000.

SAYED, S. K. I. (1987). Anaerobic Treatment of Slaughterhouse Wastewater Using the UASB Process, Univ. de Wageningen, Wageningen, Holanda.

SILVA, A. N.; VIEIRA, M. J. M. Autogeração com Grupo Motor Gerador Diesel, Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica e Computação, Goiânia, 2004.

SOUZA, M.E., Secagem de Levedura com biogás de vinhaça. Processo Termofílico, Unidade Industrial- Usina São Martinho. 1995. 15p.

TNRCC, Air Quality Standard Permit for Electric Generating Units, Texas Natural Resource Conservation Commission, Austin, 2001.

VAN HAANDEL, A. C. (1994). Influence of the digested cod concentration on the alkalinity requirement in anaerobic digesters, **Water Science Tech.**, n.30, 23-24.

VAN HAANDEL, A. C., Lettinger, G. (1994). Tratamento Anaeróbico de Esgotos: Um Manual para Regiões de Clima Quente, Eptgraf, Campina Grande, 240 p.

VAN HAANDEL, A. C., Verton, P. (1994). Evaluation of institutional and Technological aspects related to the collection and treatment of sewage by SANEPAR in the state of Paraná-Brasil. World Bank, Curitiba.

VAN WYLEN, R.G. Fundamentos da Termodinâmica Clássica Tradução da 4ª edição americana, 1995.

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

VILLELA, I.A.C; SILVEIRA, J.L. Aspectos históricos e técnicos do biogás produzido por biodigestores rurais. No prelo.2002.

VON SPERLING, M. Princípios Básicos do Tratamento de Esgotos, 210 p., DESA-UFMG, Belo Horizonte, 1996.

WAGNER, M. Utilization of Natural Gas, Biogas and Special Gases in Gas Engines – Requirements and Experiences Jenbacher AG, Austria, 2001.

WALTER, A. C. S.; NOGUEIRA, L. A. H. Produção de Eletricidade a partir da Biomassa. Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa. Manaus: EDUA/EFEI, 1997

Zylbersztajn, D., Coelho, S. T., Ieno, G.O. Potencial de Geração de Eletricidade na Amazônia a Partir de Resíduos Agrícolas”. In: O Uso da Biomassa no Brasil – Potenciais

para uma Política de Desenvolvimento regional”. (M.A. Freitas, Luiz Pinguelli Rosa, José R. Moreira, org.) CENBIO/COPPE/UFRJ. São Paulo, 1997.

SITES NA INTERNET

<http://content.jenbacher.com/spain/motores.htm>
<http://dspace.dial.pipex.com/town/terrace/ae198/ajaxdatasheet>.
<http://energia.ansaldo.it/products.htm>
<http://esolar.cat.com/>
<http://fisica.cdcc.sc.usp.br/plantao/termo04>
<http://www.abb.com/br>
<http://www.ambientebrasil.com.br>
<http://www.aneel.gov.br>
http://www.arvore.com.br/artigos/htm_2002/ar0701_2.htm
http://www.berlinwasser.net/br_data/br_refer.htm
<http://www.bowmanpower.com/>
<http://www.capstoneturbine.com>
<http://www.carbonobrasil.com.br>
<http://www.caterpillar.com/index.html>
<http://www.catterpillar.com>
<http://www.cenbio.org.br>
<http://www.centrax.co.uk>
<http://www.cetesb.sp.gov.br>
<http://www.compair.com>
<http://www.compair.com.br>
<http://www.copeland-corp.com>
<http://www.deutz.de/framee.htm>
<http://www.econergy.com.br>
<http://www.enedis.com>
http://www.eletrabras.gov.br/EM_Programas_Proinfa/proinfa.asp
<http://www.elliott-turbo.com>
<http://www.gascompressor.com>
<http://www.ge.com/italy/nuovopign/nuovo.htm>
<http://www.guascor.com.br>
<http://www.hidrologia.cjb.net>
<http://www.hitachi.com>
<http://www.ibge.gov.br>
<http://www.if.ufrj.br>
http://www.if.ufrj.br/teaching/ifs2/segunda_lei/segunda_lei.html
<http://www.ihl.co.jp>
<http://www.jenbacher.com>
<http://www.kopf-ag.de>
<http://www.man-ghh-borsig.de>
<http://www.mct.gov.br>
<http://www.mct.gov.br/clima/brasil/pdf/MedMitigerterm.pdf>
<http://www.microturbine.com>
<http://www.mme.gov.br>
<http://www.mme.gov.br/ben2002/>
<http://www.mme.gov.br/Proinfa/default.asp>

<http://www.niigata-eng.co.jp>
<http://www.ott.doe.gov/pdfs/microturbine.pdf>
<http://www.pgd.siemens.ca>
<http://www.pgd.siemens.ca/gas/gas-fam.htm>
http://www.pro-2.de/GB/GB_home.htm
<http://www.sabesp.com.br>
<http://www.serviceenergy.com.br/apostila>
<http://www.Trigás.com.br>
<http://www.trivenigroup.com>
<http://www.unifin.com/micogen.htm>
<http://www.utad.pt/~fsantos/pub-pdf/motalt.pdf>

ANEXOS

ANEXO A

UNIDADES GERADORAS DE ENERGIA ATRAVÉS DO BIOGÁS DE TRATAMENTO DE ESGOTO NO MUNDO

- Unidade de Tratamento de Esgoto em Czestochowa (Polônia)

Construída nos anos 50, atende a uma população equivalente a 600.000 habitantes.

Grupo gerador da Unidade de Tratamento de Esgoto em Czestochowa (Polônia)



Fonte: http://www.cogen.org/Downloadables/Projects/PROSMACO_Case2_Poland.pdf, disponível em 05/05/2003

Características Técnicas:

Energia elétrica instalada: 650 kWe

Motor principal: motor tipo 8 A20G 8 cilindros, produzido por H. Cegielski Factory, Poznan, Polônia.

Eficiência Elétrica: 32%

Eficiência Térmica: 30%

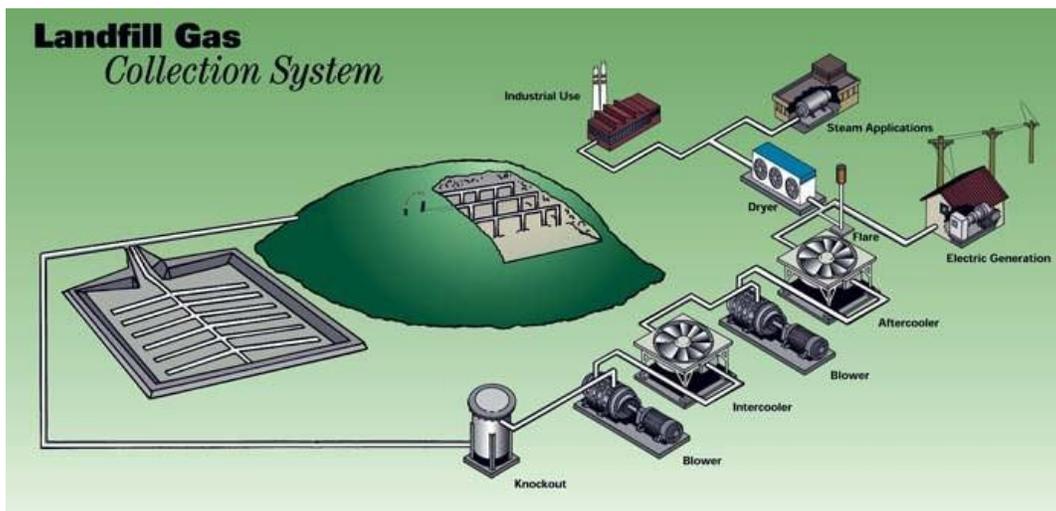
Eficiência Total: 62%

- DTE Biomass Energy

A DET Energy Company é uma companhia americana que opera 22 estações de recuperação de gás metano, para cidades e estados.

Clientes: Orlando Utilities Commission, Mallinckrodt Chemical, Lorusso Corp, Cargill Corporation.

Sistema de coleta de gás de aterro



Fonte: <http://www.dtebe.com/aboutus/aboutus.html>, disponível em 05/05/2003

Características Técnicas:

Potencial de recuperação: mais de 2 milhões m³ de gás por dia.

Fornecer energia para mais de 300.000 casas.

Geração: 2,4 MW para uma fábrica de motores da Ford em Detroit.

- Conselho de Pesquisa Nacional (NRC), Ottawa (Canadá)

Projeto realizado pela NRC para o Canadá.

Foto da instalação do Conselho de Pesquisa Nacional (NRC), Ottawa (Canadá)



Fonte: <http://www.alwortheng.com/cogenerationenergy.html>, disponível em 05/05/2003

Características Técnicas:

Potência instalada: 4,0 MW

Tecnologia: Turbinas à gás e um gerador de vapor da recuperação de calor (Energy Plus 2000, Ajax).

- *Geração de Energia Através do Gás do Digestor de Iona (Canadá)*

Planta de controle de poluição da água de Iona.

Quatro grupos geradores de motor de duplo-combustível (ou dual) de 650 kW, instalados em 1960, foram substituídos por cinco novos grupos geradores de motor a gás de 810 kW em 1998.

- *South Peel Digester Gas Power (Canadá)*

Projeto para Agência de Tratamento de Água de Ontário para cogeração de gás com digestores da Clarkson.

Envolvendo cada um, um motor a gás de 810kW.

Grupo gerador de 810 kW



Fonte: <http://www.alwortheng.com/cogenerationenergy.html>, disponível em 05/05/2003

- *Uso do Metano do Gás Esgoto de Gloucester em Ottawa para Gerar Eletricidade (Canadá)*

Esgoto de Gloucester – Ottawa (Canadá)

Valor Estimado: US\$ 4,5 milhões

Custo Anual: US\$ 750.000

Pay-back: 6 anos

2,0 MW de eletricidade

Projeto piloto de Iogen Corp.

- *Planta de Tratamento de Esgoto da Cidade de Allentown, Pensilvania (E.U.A.)*

Estação de tratamento de pequeno porte, com média de 140 milhões de l/dia ou 1,62 m³/s, produzindo 13.300 m³/dia de biogás.

Instalação de Allentown, Pensilvania (E.U.A.)



Fonte: CENBIO, 2001

Instalação com 12 microturbinas de 30 kW cada (27 kW líquido, descontando o consumo dos compressores), para uma demanda total de 750 a 900 kW.

Cogeração com aproveitamento dos gases de exaustão para aquecimento de água para o processo; gases de exaustão a 260°C e água quente disponível a 85°C, vazão de 140 l/min.

Custo total em torno de 1.500 US\$/kW. Pay-back de 5 a 6 anos. Sistema especial para organização dos parceiros na montagem do projeto. A planta recebe o biogás e fornece calor de processo e eletricidade, sendo paga pela planta ao preço da tarifa local (5 cents/kW) até sua amortização.

- East Bay Minicipal Utility District - Oakland, Califórnia (E.U.A)

Geração de energia elétrica pelo grupo gerador



Fonte :http://www.ebmud.com/wastewater/online_tour/default.htm, disponível em 05/05/2003

Projeto: Distrito Municipal do Serviço Público de East Bay

Esgoto tratado: 1,85 a 3,7 m³/s

Biogás produzido: 37.000 m³/dia

Capacidade instalada: 3 motores de 2,1 MW, sendo dois em operação e um de back-up (demanda total de 6,5 MW), gerados em motores diesel operando de forma dual (diesel/biogás).

Custos de O&M – 3 cents/kWh; tarifa de energia 5 cents/kWh.

Observada a necessidade de compressor também para o motor (pressão de alimentação de 3 bar) e de sistema de retirada de umidade e particulados.

Consumo de diesel: 260 litros por dia²¹.

Cogeração: produção de 800 l/min água quente (73°C a 90°C) em cada motor.

²¹ Como o diesel local tem baixo conteúdo de enxofre (0,05%), não há problema de emissões de SO_x.

Emissões de NOx: 27 ppm em média.

Consumo de óleo lubrificante: 12.800 l/ano, realizando-se trocas duas vezes ao ano. Na planta, a compra de óleo é evitada com o uso de um purificador.

- *San Elijo Powers Authority - San Diego (E.U.A)*

Planta em operação desde junho de 2001.

Três Microturbinas Capstone integradas em um sistema de cogeração em San Elijo, San Diego (E.U.A.)



Fonte: http://www.jxj.com/magsandj/cospp/news/2002_06_02.html, disponível em 06/05/2003

Características Técnicas:

3 microturbinas de 30 kW (demanda de até 550 kW – pico)

Produção de biogás = 2.150 m³/dia

Esgoto tratado = 140 l/s

Custo total de US\$ 240.000 (US\$ 2.666/kW, total).

Tecnologia:

3 Microturbinas de 30 kW da Capstone Corp.

- Projeto de Biogás em Batka (Eslováquia)

FIGA é uma fazenda em grande escala em Batka, distrito de Rimavska Sobota, com porcos e galinhas. Em resposta a um problema inicial da eliminação do esterco animal, uma planta de biogás foi construída entre 1992-95. O investimento total foi de 2,8 milhões de dólares, sendo que o proprietário da fazenda pagou a metade dos custos do projeto e o ministério da agricultura da Eslováquia cobriu a outra metade. O retorno do investimento foi estimado em 6 anos.

Planta de biogás em Batka, Eslováquia



Fonte: <http://www.zpok.hu/inforse/29.html>, disponível em 06/05/2003

A planta de biomassa recebeu 166 toneladas do esterco animal em um dia e fornece à fazenda:

Potência Elétrica: 9.501 kWh/dia – 3.469 MWh/ano

Calor: 24,9 GJ/dia (inverno) – 32,8 GJ/dia (média anual) – 11.972 GJ/ano

O produto restante, a lama digerida, é um fertilizante usado nos campos como fertilizante.

- Energia do Biogás do Esgoto - Tratamento do Esgoto de Seafield, Edimburgo (Escócia)

Tratamento de água de esgoto na cidade de Seafield em Edimburgo (Escócia), onde o gás metano do esgoto processado está sendo usado em uma instalação de ciclo combinado.

Foto da entrega do grupo gerador usado na instalação



Fonte: <http://www.chpa.co.uk/cogen24.html>, disponível em 06/05/2003

Para esta instalação, o motor foi configurado para funcionar com biogás e gás natural. O motor Jenbacher 612 usado gera 1,3 MW (elétrico) e 1,5 MW (térmico), que produzem acima de uma parcela da demanda de processo normal da potência de 3,5 MW. Entretanto, a capacidade instalada da geração é realmente 4,2 MW, quando o gerador diesel, que opera em stand-by, está em linha. Esta unidade de 2,9 MW foi fornecida como uma fonte de alimentação da emergência e para o uso nas situações onde trabalhará conjuntamente com o sistema de gerência de energia fornecida pela Clarke Energy.

- *Unidade de Tratamento de Esgoto, Biogás / Cogeração e Produção de Energia na Ilha de Psyttalia (Grécia)*

Foto aérea da Planta de Tratamento de Esgoto de Psyttalia, Grécia



Fonte: <http://www.esemag.com/0904/athens.html>, disponível em 06/05/2003

Cliente: Companhia de Abastecimento e Drenagem de Água da Capital da Cidade de Atenas

Valor do Contrato: US\$ 13.500.000

Período de Construção: 1998 – 1999

Local: Ilha de Psyttalia, Grécia.

Produção de energia elétrica: 7.374 kWe por 3 motores de gás de 2.458 kWe cada.

Produção de energia térmica: 4.890 kWe

- Besançon (França)

A cidade de Besançon, na França, usa o biogás produzido pelo esgoto para gerar calor e eletricidade juntos em um processo de cogeração. Eficiência energética do projeto: acima de 80% dependendo da tecnologia usada.

Utilização do biogás:

A primeira planta, que operou entre 1980 até 1993, era constituída de uma série de pequenos motores produzindo 11 kW cada um.

A companhia CEGELEC foi selecionada para fornecer e instalar um sistema de cogeração JENBACHER CHP (Combined Heat and Power) para explorar todo biogás produzido.

O biogás é armazenado em dois tipos de reservatórios. Eles tem 3 gasômetros com 1200 m³ cada e pressão aproximada de 15 bar. Um segundo tanque com capacidade de 70 m³ e uma pressão de 30 bar.

O nível médio de biogás para as unidades de cogeração funcionarem de 12 a 16 horas por dia é de 220 Nm³.

A energia térmica dos motores é utilizada para aquecer a lama nos digestores (7000 a 1000 kWh de calor por dia).

São usadas caldeiras que funcionam com biogás para um resguardo, no caso da produção necessitar de um maior consumo térmico. A instalação é auto suficiente de energia térmica.

Quase toda a eletricidade gerada pelo sistema de cogeração é consumida pela planta de saneamento, que recebe 930 kW dos dutos principais. A auto produção cobriu um quarto das necessidades de eletricidade durante os primeiros quatro anos na operação.

Grupo gerador utilizado na instalação de Besançon, França



Fonte: <http://www.agores.org/Publications/CityRES/English/Besancon-FR-english.pdf>, disponível em 06/05/2003

Características Técnicas:

Motor: 12V cilindros

30 litros de capacidade

Potência: 630 hp a 1500 rpm

Energia Térmica de 567 kW

Eficiência elétrica: 37,1 %

Eficiência térmica: 46,3%

Eficiência total: 83,4%

STAMFORD gerador:

450 kW - 400V

Produção Energética:

1995: 1.518.000 kWh

1996: 1.306.000 kWh

1997: 1.506.000 kWh

1998: 885.000 kWh

Produção de Calor:

De 7000 até 10000 kWh/dia

- *Estação de Tratamento de Esgotos de La China, Madrid (Espanha)*

Características Técnicas:

Vazão de esgoto tratado: 3,5 m³/s

Biogás gerado: 24.960 Nm³/dia

Energia gerada: 1,97 (MW)

Processo utilizado: 2 motores a biogás

Destinação da energia: Atende 50 % do consumo

Cogeração: Aquecimento dos digestores

- *Shopping Center, Madrid (Espanha)*

Características Técnicas:

Energia gerada: 0,80 (MW)

Processo utilizado: 1 motor a gás natural

Destinação da energia: Disponibiliza para a rede

Cogeração: Resfriamento / ar condicionado

- *Estação de Tratamento de Esgoto Isabel II, Madrid (Espanha)*

Características Técnicas:

Vazão de esgoto tratado: 1,0 m³/s

Biogás gerado: 12.480 Nm³/dia

Energia gerada: 1,0 (MW)

Processo utilizado: 2 motores a biogás

Destinação da energia: Atende 75 % do consumo

Cogeração: Aquecimento dos digestores

- *Estação de Tratamento de Esgotos de Besos, Barcelona (Espanha)*

Características Técnicas:

Vazão de esgoto tratado: 6,0 m³/s

Biogás gerado: 162.000 Nm³/dia

Energia gerada: 25,0 (MW)

Processo utilizado: 6 motores a gás natural

Destinação da energia: Disponibiliza para a rede

Cogeração: Secagem do lodo

- *Incinerador de lixo, Barcelona (Espanha)*

Características Técnicas:

Energia gerada: 18,0 (MW)

Processo utilizado: 1 turbina a vapor

Destinação da energia: Disponibiliza para a rede

- *BASF Produtos Químicos, Tarragona (Espanha)*

Esquema da instalação da BASF em Tarragona, Espanha



Fonte: www.babcock-hitachi.de/en/refer/index.php?c1=refdetail&rid=21&lid=10, disponível em 06/05/2003

Características Técnicas:

Energia gerada: 13,0 (MW)

Processo utilizado: 2 turbinas a gás natural

Destinação da energia: Atende 60 % do consumo

Cogeração: Produção de vapor

- *LIPIDOS Productos Alimentares, Tarragona (Espanha)*

Características Técnicas:

Energia gerada: 4,2 (MW)

Processo utilizado: 1 turbina a gás natural

Destinação da energia: Atende 50 % do consumo

Cogeração: Produção de vapor

- *Incinerador de lixo, Antuérpia (Bélgica)*

Características Técnicas:

Energia gerada: 20,0 (MW)

Processo utilizado: 1 turbina a vapor

Destinação da energia: Disponibiliza para a rede

- *Estação de Tratamento de Esgotos de Deume, Bruges (Bélgica)*

Características Técnicas:

Vazão de esgoto tratado: 0,5 m³/s

Aplicação: Utiliza gás natural e biogás para secagem de lodos da própria ETE e de outras ETEs

- Estação de Tratamento de Esgotos de Burges, Burges (Bélgica)

Características Técnicas:

Vazão de esgoto tratado: 0,6 m³/s

Aplicação: Utiliza gás natural e biogás para secagem de lodos da própria ETE e de outras ETEs

- Aterro Sanitário Lopez Canyon de Los Angeles, Califórnia (E.U.A.)

Aterro de Lopez Canyon com 50 Microturbinas de 30 kW



Fonte: http://www.energy.ca.gov/distgen/installations/lopez_canyon.html, disponível em 07/05/2003

Características Técnicas:

Energia gerada: 1,5 (MW)

Processo utilizado: 50 microturbinas com biogás

Destinação da energia: Disponibiliza para a rede

- Aterro Sanitário de Burnbanks, Califórnia (E.U.A.)

Características Técnicas:

Energia gerada: 0,3 (MW)

Processo utilizado: 10 microturbinas com biogás

Destinação da energia: Disponibiliza para a rede

Cogeração: Aquecimento dos digestores