

Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos  
Fundação Estadual de Meio Ambiente  
Engebio Engenharia S/S Ltda

Análise de pré-viabilidade técnica, econômica e ambiental  
da implantação de um sistema de aproveitamento  
energético de biogás gerado em um aterro sanitário  
existente no estado de Minas Gerais

RELATÓRIO 2: Análise da pré-viabilidade técnica, econômica e  
ambiental do aproveitamento energético de biogás do aterro sanitário  
de Contagem – Estudo de Caso

2ª Edição - 2010

20 Anos



Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos  
Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável  
Fundação Estadual de Meio Ambiente  
Diretoria de Pesquisa e Desenvolvimento  
Gerência de Desenvolvimento e Apoio Técnico às Atividades de Infra-estrutura

**Análise de pré-viabilidade técnica, econômica e ambiental da implantação de um sistema de aproveitamento energético de biogás gerado em um aterro sanitário existente no estado de Minas Gerais**

**RELATÓRIO 2:**

**Análise da pré-viabilidade técnica, econômica e ambiental do aproveitamento energético de biogás do aterro sanitário de Contagem – Estudo de Caso**

2ª edição

FEAM – DPED – GEDIF – RT – 003/2010

Belo Horizonte

2010

© 2009 Fundação Estadual do Meio Ambiente – 1ª edição  
© 2010 Fundação Estadual do Meio Ambiente – 2ª edição. rev. atual.

**Governo do Estado de Minas Gerais**

Aécio Neves Cunha  
Governador

**Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos – Sisema**

**Secretaria do Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável - Semad**

José Carlos Carvalho  
*Secretário*

**Fundação Estadual do Meio Ambiente – Feam**

José Cláudio Junqueira Ribeiro  
Presidente

**Diretoria de Pesquisa e Desenvolvimento**

Paulo Eduardo Fernandes de Almeida  
Diretor

**Gerência de Desenvolvimento e Apoio Técnico às Atividades de Infra-estrutura**

Ana Lúcia Bahia Lopes  
Gerente

**Equipe Técnica: Feam**

Ana Lúcia Bahia Lopes, Eng. Civil, Esp.  
Abílio César Soares de Azevedo, Eng. Civil, Esp.  
Tiago Abdom Melo, Eng. Civil  
Wilson Pereira Barbosa Filho, Eng. Civil, Esp.

**Elaboração: Engebio Engenharia S/S Ltda**

**www.engebio.net**  
Responsável Técnico  
Mario Saffer, Eng. Químico, D. Sc.

**Equipe Técnica: Engebio**

Adalberto Kilpinski, Economista  
José Carlos Carvalho da Cunha, Eng. Químico  
Guilherme Augusto Araújo Duarte, Eng. Químico  
Eduardo Bayon Britz, Téc. Meio Ambiente

Relatório 2: Análise da pré-viabilidade técnica, econômica e ambiental do aproveitamento energético de biogás do aterro sanitário de Contagem / Engebio; Fundação Estadual do Meio Ambiente. --- Belo Horizonte: Fundação Estadual do Meio Ambiente, 2009.  
106 p. : il

Estudo “ Análise de pré-viabilidade técnica, econômica e ambiental da implantação de um sistema de aproveitamento energético de biogás gerado em um aterro sanitário existente no estado de Minas Gerais”

1. Biogás.                      2. Geração de energia.    3. Aterro sanitário  
I. Engebio.                    II. Fundação Estadual do Meio Ambiente

CDU: 621.95:628.472

## RESUMO

A Fundação Estadual do Meio Ambiente de Minas Gerais – FEAM, com base na Lei Delegada nº. 156, de 25 de janeiro de 2007, regulamentada pelo Decreto 44819/2008 teve sua atribuição executiva no licenciamento ambiental transferida para unidades descentralizadas do Sistema Estadual do Meio Ambiente e Recursos Hídricos – SISEMA passando a FEAM a atuar com ênfase nas estratégias de busca de melhoria de qualidade ambiental e sustentabilidade do Estado, no âmbito da Agenda Marrom, incluindo o tema energia e mudanças climáticas.

Entre diversas ações desenvolve-se no estado de Minas Gerais o Programa "Minas sem Lixões". Este programa foi implantado em 2003, pela própria FEAM, como uma das ações do Projeto Estruturador "Resíduos Sólidos".

O Projeto "Resíduo é Energia", em desenvolvimento através da FEAM, é realizado também no âmbito do Projeto Estruturador "Resíduos Sólidos" e pretende colaborar para a solução dos problemas gerados pelos resíduos sólidos em Minas Gerais.

O programa "Minas sem Lixões" tem como meta a ser atingida até o ano de 2011 a redução de 80% do número de lixões presentes no estado e a disposição adequada de 60% dos resíduos sólidos urbanos gerados.

Dentro deste programa existem três estudos que visam atingir esta meta:

- captação de gás de aterro;
- biodigestão anaeróbia com obtenção de gás para geração de energia elétrica;
- implantação de Usina de tratamento térmico de resíduos sólidos urbanos por combustão para fins de geração de energia elétrica.

A FEAM contratou serviços técnicos especializados da Engebio Engenharia S/S Ltda para desenvolver a "Análise de pré-viabilidade técnica, econômica e

ambiental da implantação de um sistema de aproveitamento energético de biogás gerado em um aterro sanitário existente no estado de Minas Gerais”, tendo sido selecionado, após estudos preliminares, como municípios foco deste estudo, os municípios de Contagem, Betim e Uberlândia.

O estudo foi conduzido em três partes: o presente relatório apresenta a identificação do potencial de geração de metano e potencial energético para os aterros sanitários selecionados; na parte 2 será apresentada a análise da pré-viabilidade técnica, econômica e ambiental do aproveitamento energético de biogás do aterro com as melhores condições para aproveitamento do biogás; e na parte 3 está apresentado o termo de referência para contratação de serviços especializados para o detalhamento do projeto para a instalação da melhor alternativa em função do estudo de pré-viabilidade realizado.

Este volume apresenta os resultados obtidos no RELATÓRIO 2: Análise da pré-viabilidade técnica, econômica e ambiental do aproveitamento energético de biogás do aterro sanitário de Contagem – Estudo de Caso”, onde é detalhado o estudo de viabilidade técnica, econômica e ambiental da implantação da atividade de projeto de um sistema de captação e aproveitamento energético do biogás gerado no aterro de Contagem, incluindo a obtenção de créditos de carbono.

A tecnologia adotada para o aproveitamento energético do biogás para o aterro de Contagem foi a de geração de energia elétrica.

## **LISTA DE SIGLAS**

APP – Área de Proteção Permanente

CETEC – Fundação Centro Tecnológico de Minas Gerais

CER – Redução de Emissões Certificadas

CNG – Gás de Aterro Comprimido

COPAM – Conselho Estadual de Política Ambiental

COPASA – Companhia de Saneamento do Estado de Minas Gerais

CPTEC – Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos

CTRS – Central de Tratamento de Resíduos Sólidos

DMAE – Departamento Municipal de Água e Esgoto

FEAM – Fundação Estadual do Meio Ambiente

GEE – Gases de Efeito Estufa

GN – Gás Natural

GWP – Potencial de Aquecimento Global

HFC – Hidrofluorcarbono

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas

LFG – Gás de aterro

LNG – Gás de Aterro Liquefeito

MCT – Ministério da Ciência e Tecnologia

MDL – Mecanismos do Desenvolvimento Limpo

ONU – Organização das Nações Unidas

PEAD – Polietileno de alta densidade

PFC – Perfluorcarbono

PIB – Produto Interno Bruto

RDC – Resíduos de Construção E Demolição

RMBH – Região Metropolitana de Belo Horizonte

RSS – Resíduo de Serviços de Saúde

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

SEMEIA – Secretaria Municipal Adjunta do Meio Ambiente

SIMGE – Sistema de Meteorologia e Recursos Hídricos de Minas Gerais

SISEMA – Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos

SUPRAM – Superintendência Regional de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável

USEPA – Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos

## LISTA DE SÍMBOLOS

CH<sub>4</sub> – Metano

CO<sub>2</sub> – Dióxido de carbono

COD<sub>f</sub> – Fração de carbono orgânico degradável que se decompõe

COD<sub>j</sub> – Fração de carbono orgânico degradável no resíduo tipo j. Seu valor está relacionado à composição orgânica dos resíduos e depende do teor de papéis/papelões, folhas, têxteis, madeiras e restos de comida

f – Fração de metano capturada e queimada nos aterros de RSU

F – Fração de metano no biogás de aterro

MJ – Mega Joules

OX – Fator de oxidação

psig – Libras por polegada quadrada manométrica

tCO<sub>2e</sub> – Toneladas equivalentes de dióxido de carbono



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Localização do município de Contagem na região metropolitana de Belo Horizonte. ....	9
Figura 2 - Aterro de Contagem: principais vias de acesso e entorno. ....	10
Figura 3 - Vista do maciço de resíduos no aterro de Contagem. ....	11
Figura 4 - Vista da construção de um dreno de biogás interligado ao dreno principal de lixiviado.....	13
Figura 5 - Esquema do processo de captação e geração de energia elétrica.....	15
Figura 6 - Aterro de Puente Hills. ....	21
Figura 7 - Esquema simplificado do processo.....	28
Figura 8 - Vazões de LFG. ....	43
Figura 9 - Vazão de LFG consumida pela planta para geração de energia elétrica. .	45
Figura 10 - Redução de emissões decorrentes da implantação da atividade de projeto. ....	47
Figura 11 - Gráfico da análise de fluxo de caixa. ....	59

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Composição gravimétrica dos resíduos sólidos domiciliares de Contagem/MG. ....	12
Tabela 2 - Custos de produção de CNG. ....	20
Tabela 3 - Parâmetros fixos para cálculo das emissões de linha de base. ....	34
Tabela 4 - Frações mássicas de carbono orgânico degradável por tipo de resíduo e composição dos RSU. ....	34
Tabela 5 - Dados climatológicos de Minas Gerais. ....	35
Tabela 6 - Taxas de decaimento (k) por tipo de resíduo. ....	35
Tabela 7 - Emissões de CO <sub>2</sub> e por tonelada de resíduo disposta em aterro a cada ano y. ....	35
Tabela 8 - Emissões da Linha de Base a cada ano da atividade de projeto. ....	37
Tabela 9 - Emissões da Linha de Base a cada ano da atividade de projeto. ....	38
Tabela 10 - Fatores de emissão de CO <sub>2</sub> pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional Brasileiro. ....	39
Tabela 11 - Vazão de LFG gerada e possível de ser recuperada, em Nm <sup>3</sup> /h. ....	42
Tabela 12 - Vazão de LFG excedente à capacidade máxima de consumo da planta. ....	44
Tabela 13 - Emissões de linha de base de deslocamento de despacho. ....	46
Tabela 14 - Emissões do projeto em cada ano y. ....	47
Tabela 15 - Valores de investimento em instalações e equipamentos. ....	49
Tabela 16 - Indicadores de financiamento. ....	50
Tabela 17 - Custos anuais estimados de operação, manutenção e monitoramento. ....	51
Tabela 18 - Tributos e Encargos. ....	52
Tabela 19 - Total Redução Emissões (tCO <sub>2</sub> ). ....	53
Tabela 20 - Energia Gerada (MWh/ano). ....	54
Tabela 21 - Análise dos cenários. ....	57
Tabela 22 - Análise de Investimento do Fluxo de caixa. ....	60

## SUMÁRIO

<b>1. OBJETIVO.....</b>	<b>1</b>
<b>2. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>4</b>
<b>3. JUSTIFICATIVA .....</b>	<b>5</b>
<b>4. CONTAGEM .....</b>	<b>8</b>
4.1. Dados do Município .....	8
4.2. Dados do Aterro.....	9
<b>5. USOS DO BIOGÁS .....</b>	<b>14</b>
5.1. Geração de energia elétrica.....	15
5.1.1. <i>Motores de combustão interna</i> .....	15
5.1.2. <i>Turbinas a gás</i> .....	16
5.2. Microturbinas .....	17
5.3. Uso direto – geração de energia térmica .....	18
5.4. Uso veicular .....	19
5.5. Queima em tocha .....	22
<b>6. ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO GÁS GERADO NO ATERRO DE CONTAGEM.....</b>	<b>23</b>
<b>7. PROJETO CONCEITUAL DE APROVEITAMENTO DE BIOGÁS.....</b>	<b>24</b>
7.1. Sistema de captação .....	24
7.2. Tocha.....	25
7.3. Gerador.....	26
7.4. Sistema de medição e controle.....	27
7.5. Conexão a rede .....	28
7.6. Localização da unidade de queima e geração de energia elétrica .....	28
7.6.1. <i>Segurança</i> .....	29
7.6.2. <i>Fatores ambientais</i> .....	29
7.6.3. <i>Necessidades operacionais</i> .....	30
<b>8. AVALIAÇÃO DO PROJETO COMO ATIVIDADE DO MDL.....</b>	<b>30</b>
8.1. Metodologia de linha de base .....	31
8.1.1. <i>Cálculo das emissões de CH<sub>4</sub> evitadas</i> .....	32
8.1.2. <i>Deslocamento do despacho</i> .....	38

8.1.3. Vazão de LFG em Nm <sup>3</sup> /h.....	41
8.1.4. Geração de energia elétrica.....	43
8.2. Emissões do projeto .....	46
8.3. Total de emissões evitadas pelo projeto.....	47
<b>9. ANÁLISE DE VIABILIDADE .....</b>	<b>48</b>
9.1. Considerações gerais .....	49
9.2. Investimento inicial.....	49
9.3. Condições de financiamento.....	50
9.4. Custos anuais de operação .....	50
9.5. Tributos e encargos sobre a receita.....	51
9.6. Rendimentos do projeto.....	52
9.7. Créditos de carbono.....	52
9.8. Venda de eletricidade .....	54
9.9. Simulações e cenários.....	54
9.9.1. Com e sem geração e venda de energia.....	55
9.9.2. Valor de créditos de carbono.....	55
<b>10. MELHOR CENÁRIO .....</b>	<b>58</b>
<b>11. CONCEPÇÃO DO NEGÓCIO .....</b>	<b>59</b>
<b>12. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES.....</b>	<b>62</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>63</b>

## 1. OBJETIVO

A Fundação Estadual do Meio Ambiente de Minas Gerais – FEAM, com base na Lei Delegada nº. 156, de 25 de janeiro de 2007, regulamentada pelo Decreto 44819/2008 teve sua atribuição executiva no licenciamento ambiental transferida para unidades descentralizadas do Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos – SISEMA, ora determinado como Superintendências Regionais de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável – SUPRAMs conforme art. 44 do Decreto nº 44.770, de 8 de Abril de 2008, passando a FEAM a atuar com ênfase nas estratégias de busca de melhoria de qualidade ambiental e sustentabilidade do Estado, no âmbito da Agenda Marrom, incluindo o tema energia e mudanças climáticas. Nesse contexto a FEAM busca contratar serviços técnicos especializados para apoiar o desenvolvimento de novos temas com foco no apoio e desenvolvimento de infra-estrutura visando atender as diretrizes da política ambiental do Estado.

Conforme divulgado pela FEAM (2008) desenvolve-se no estado de Minas Gerais o Programa "Minas sem Lixões". Este programa foi implantado em 2003, pela própria FEAM, como uma das ações do Projeto Estruturador "Resíduos Sólidos" do Estado e vem apresentando resultados expressivos desde sua criação, colocando Minas Gerais acima da média nacional na disposição adequada de resíduos sólidos urbanos, com atualmente em torno de 30%.

O Projeto "Resíduo é Energia", em desenvolvimento através da FEAM, é realizado também no âmbito do Projeto Estruturador "Resíduos Sólidos" e pretende colaborar para a solução dos problemas gerados pelos resíduos sólidos em Minas Gerais. Assim, já foram iniciadas as pesquisas para subsidiar políticas de incentivo à construção de usinas térmicas a lixo, co-processamento de resíduos em fornos de cimento e aproveitamento do gás metano em aterros sanitários, além de soluções regionais e de inclusão social, priorizando as associações de catadores para o processo prévio de triagem e reciclagem.

---

O programa “Minas sem Lixões” tem como meta a ser atingida até o ano de 2011 a redução de 80% do número de lixões presentes no estado e a disposição adequada de 60% dos resíduos sólidos urbanos gerados.

Dentro deste programa existem três estudos em andamento que visam atingir esta meta:

- captação de gás de aterro;
- biodigestão anaeróbia com obtenção de gás para geração de energia elétrica;
- implantação de Usina de tratamento térmico de resíduos sólidos urbanos por combustão para fins de geração de energia elétrica.

O estado de Minas Gerais ainda dispõe de sistemas de aterros para disposição de resíduos sólidos urbanos implantados com potencialidade para a implantação de projetos de desgaseificação com destruição do gás metano em função de sua ação com gás de efeito estufa e com potencial de aproveitamento energético de biogás e que, os municípios de pequeno e médio porte não possuem capacitação técnica, gerencial para analisar a viabilidade técnica deste tipo de projeto. Assim, torna-se necessária elaboração de um estudo piloto para a análise da viabilidade técnica e econômica, na busca de viabilizar este tipo de solução ambiental no Estado de Minas Gerais.

Sendo assim, a FEAM contratou serviços técnicos especializados que atendem ao contrato “Análise de pré-viabilidade técnica, econômica e ambiental da implantação de um sistema de aproveitamento energético de biogás gerado em um aterro sanitário existente no Estado de Minas Gerais”.

Em levantamento preliminar realizado pela FEAM, foram identificados sete aterros sanitários com operação licenciada que apresentam maior potencial de viabilidade de aproveitamento energético - Belo Horizonte, Contagem, Betim, Uberlândia, Juiz de Fora, Uberaba e Santana do Paraíso.

---

Considerando que os aterros sanitários utilizados pelos municípios de Belo Horizonte, Juiz de Fora e Ipatinga e Uberlândia são operados pela iniciativa privada, e ainda, que o aterro de Uberaba encontra-se em início de operação, os demais aterros, segundo o levantamento preliminar realizado pela FEAM, possuem potenciais a serem explorados.

O contrato “Análise de pré-viabilidade técnica econômica e ambiental da implantação de um sistema de aproveitamento energético de biogás gerado em um aterro sanitário existente no Estado de Minas Gerais” foi dividido em três partes:

- o Relatório 1: “Identificação do potencial de geração de gás metano e energético e definição do melhor tipo de aproveitamento para os aterros sanitários de Betim, Contagem e Uberlândia”, o qual apresenta a identificação do potencial de geração de metano e potencial energético para os aterros sanitários Contagem, Betim, Uberlândia e indica o aterro de Contagem como o aterro que apresenta as melhores condições para captação e aproveitamento energético do biogás;
- o Relatório 2: “Análise da pré-viabilidade técnica, econômica e ambiental do aproveitamento energético de biogás do aterro sanitário de Contagem – Estudo de Caso” a seguir apresentado, realiza a análise da pré-viabilidade técnica, econômica e ambiental do aproveitamento energético de biogás do aterro de Contagem – MG;
- o Relatório 3: “Termo de referência para contratação de serviços especializados para o detalhamento do projeto de aproveitamento energético de biogás do aterro sanitário de Contagem”.

Assim, o objetivo do presente relatório é avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental da implantação da atividade de projeto de um sistema de captação e aproveitamento energético do biogás gerado no aterro de Contagem, indicado no Relatório 1 como o aterro que apresenta as melhores condições para captação do biogás para geração de energia elétrica.

---

## 2. INTRODUÇÃO

A seleção do aterro com maior “potencial” de aproveitamento energético (Relatório 1, ENGEBIO, 2009) caiu sobre o Aterro Municipal de Contagem, pois é o aterro que apresenta as melhores condições e potencial para aproveitamento do biogás gerado. E foi feita considerando o critério de maior potencial de CH<sub>4</sub>, e conseqüentemente a maior emissão de gases de efeito estufa e a maior potência disponível, que por sua vez é função principalmente do volume de resíduos dispostos no aterro.

A cobertura dos resíduos tem a função de evitar a entrada de ar atmosférico, impedir a entrada de água e que o biogás gerado escape. Em aterros de RSU os efeitos da má compactação, uso de solos porosos e menores espessuras da cobertura podem transformar esta camada num sistema ineficiente quanto à retenção de gases.

Ainda, o Aterro de Contagem reúne as condições técnicas apropriadas para a implantação de um projeto de captação e aproveitamento energético do biogás, incluindo sistema de impermeabilização da base do aterro, sistemas de drenagem de lixiviados, sistemática de cobertura intermediária da massa de resíduos, procedimento de compactação.

A partir da estimativa de geração de biogás nos aterros, conclui-se que para o aterro de Contagem a potência disponível, que é função da vazão de gás de aterro (LFG), no primeiro ano da análise (2010) é de 2,39 MW chegando ao máximo de 3,02 MW no ano de 2019 e que, portanto, o aterro de Contagem apresenta as melhores condições para captação e aproveitamento energético do biogás.

No presente relatório é apresentado o estudo de viabilidade técnica, econômica e ambiental da implantação da atividade de projeto de implantação de um sistema de captação e aproveitamento energético do biogás gerado no aterro de Contagem.

Como rendimento previsto para este projeto considera:

---



- venda de energia elétrica gerada seja para a concessionária ou para um consumidor direto;
- venda dos créditos de carbono obtidos pela desgaseificação do aterro.

### 3. JUSTIFICATIVA

O LFG, ou biogás, resulta da decomposição anaeróbica da fração orgânica biodegradável dos resíduos dispostos em aterro. Seus principais componentes são o metano ( $\text{CH}_4$ ) e o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) (WANG et. al., 2007).

Segundo Themelis et. al. (2007), após a disposição dos RSU no aterro, os componentes orgânicos presentes começam a sofrer reações bioquímicas. Na presença de ar atmosférico, na região próxima à superfície do aterro, os compostos orgânicos são oxidados aerobicamente, sendo a reação similar à combustão, pois os produtos são dióxido de carbono e vapor d'água. Contudo, a principal reação bioquímica em aterros é a digestão anaeróbica que ocorre em três estágios. No primeiro, bactérias fermentativas hidrolisam o material orgânico complexo em moléculas solúveis. No segundo, essas moléculas solúveis são convertidas por bactérias formadoras de ácidos em ácidos orgânicos simples, dióxido de carbono e hidrogênio. No terceiro estágio, metano é formado por bactérias metanogênicas, pela quebra dos ácidos em metano e dióxido de carbono, ou pela redução do  $\text{CO}_2$  com hidrogênio. O produto contém em torno de 54% de  $\text{CH}_4$  e 46% de  $\text{CO}_2$ . O biogás contém ainda vapor d'água, em pequena concentração, amônia, gás sulfídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) e outros constituintes.

Tanto o  $\text{CO}_2$  quanto o  $\text{CH}_4$  são gases do efeito estufa (GEE). De acordo com o relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2001), o aumento na concentração de GEE na atmosfera tende a provocar o aquecimento da superfície da terra.

---

Estima-se que, em nível global, pouco mais da metade das emissões atuais de CH<sub>4</sub> sejam antropogênicas e que 5-20% das fontes antropogênicas de emissão são advindas de aterros de resíduos (IPCC, 1995). Dessa forma, a redução das emissões de GEE a partir de aterros de resíduos contribui para a estabilização das concentrações de GEE na atmosfera, o que evitaria maiores interferências antropogênicas no clima.

No sentido de mitigar os possíveis impactos sobre o aquecimento global, a coleta e queima do gás de aterro, pode obviamente reduzir a emissão de GEE, uma vez que o potencial de aquecimento global (GWP) do CO<sub>2</sub> (GWP=1) é muito menor que o GWP do CH<sub>4</sub> (GWP=21) (TSAI, 2007).

Sendo o CH<sub>4</sub> um importante gás combustível com alto poder calorífico e o principal componente do gás natural (GN), com um poder calorífico variando entre 15 e 20 MJ/m<sup>3</sup>, com o percentual de CH<sub>4</sub> na faixa de 45-60%, o gás de aterro pode também ser visto como uma fonte de energia. Os principais métodos de utilização do biogás gerado em aterros incluem aquecimento direto, geração de eletricidade, purificação para injeção em gasodutos e utilização como combustível veicular, dependendo da concentração de CH<sub>4</sub> no produto originalmente gerado (TSAI, 2007).

A quantidade de gás gerada em um aterro depende fortemente das condições do clima, geografia e relevo do sítio, composição dos resíduos e outros fatores locais.

Os benefícios ambientais da coleta e utilização do gás de aterro, segundo USEPA são a redução direta e indireta da emissão de GEE e a redução direta e indireta de outros gases poluidores do ar, reduzindo o impacto humano sobre as mudanças climáticas globais. São citados ainda, como benefícios, o aumento da qualidade ambiental nas comunidades vizinhas devido à redução da emissão de odores e a redução do risco de explosões.

A redução direta da emissão de GEE se dá pela conversão do metano em água e dióxido de carbono quando o gás é queimado para produção de eletricidade ou calor. A redução indireta ocorre devido ao deslocamento, pelo uso de energia elétrica a partir de LFG, da energia elétrica produzida por recursos não renováveis (como carvão, óleo ou gás natural) que seriam necessários para produzir a mesma

---

quantidade de energia. Isso evita a emissão de gases a partir da combustão de combustíveis fósseis em uma planta de energia.

A redução direta de outros gases poluentes ocorre pela destruição dos compostos presentes em baixa concentração no biogás, durante a sua combustão, reduzindo possíveis riscos à saúde humana provocados por esses compostos. Para projetos de geração de energia elétrica, evitar a combustão de combustíveis fósseis em uma planta de utilidades significa que menos poluentes, como o dióxido de enxofre (o qual é o principal contribuinte para chuva ácida), material particulado (preocupação para saúde respiratória), óxidos de nitrogênio (os quais podem contribuir para formação local de ozônio e smog) e traços de poluentes perigosos serão liberados para atmosfera.

A coleta e queima de LFG evita a emissão dos odores causados pela presença de compostos sulfurosos no biogás. Ainda, a coleta de biogás aumenta a segurança pela redução da migração de gás para estruturas onde ele possa ficar confinado e causar explosões.

Em geral, quanto mais biogás for produzido, mais alta a probabilidade de que questões de saúde, segurança e incômodo odorífero sejam levantadas (Banco Mundial, 2003).

Em relação aos benefícios econômicos, os municípios, concessionárias e/ou investidores privados do aterro poderão obter receita pela venda direta do LFG a um consumidor final (ou injeção em uma linha de gás) e pelo fornecimento de energia elétrica para a rede de energia local. Para os usuários finais, o uso de LFG pode significar economia efetiva, pois substitui o uso de combustíveis fósseis mais caros e com preços sujeitos à volatilidade do mercado (USEPA, 2009).

O pagamento de Créditos de Emissão (Créditos de carbono) é um mecanismo introduzido pelo Protocolo de Kyoto que visa viabilizar ações na busca da diminuição dos gases de efeito estufa. No caso de biogás de aterro, o seu aproveitamento pode viabilizar a implantação de sistemas de captação e aproveitamento do gás, de maneira a contribuir com o meio ambiente, podendo também gerar uma renda adicional aos municípios e/ou operadores privados.

---

## 4. CONTAGEM

### 4.1. Dados do Município

O Município de Contagem está localizado na mesorregião metropolitana de Belo Horizonte (Figura 1), distando 16,4 km desta capital. A altitude máxima de 1.047 m (Morro Vermelho) e mínima de 879 m (localidade próxima ao rio Betim). A altitude no ponto central da cidade é de 901,97 m.

O clima na região de Contagem é marcado pela sazonalidade térmica e pluviométrica, sendo a classificação do clima: CWB – Clima Tropical de Altitude. As temperaturas mínimas no inverno são em torno de 16,7°C (julho). No verão, as médias são em torno de 21,1°C, sendo este o período chuvoso. O Índice médio pluviométrico anual é de 1.491,3 mm.

O município está localizado na unidade de relevo denominada Depressão Sanfranciscana. A forma de relevo predominante é de colinas convexo côncavas sobre rocha granito-gnáissicas. O relevo é bastante diversificado, sendo: Plano em 20%, Ondulado em 30%, e Montanhoso em 50%.

A Bacia Hidrográfica a qual o município integra é a Bacia do Rio São Francisco, sendo os principais rios: Ribeirão Betim, Ribeirão do Cabral, Represa Várzea das Flores.

A vegetação predominante é de cerrado, estando esta bastante alterada. A ocorrência de matas está restrita a ocorrência de manchas secundárias fragmentada, com a presença de capoeiras e matas ciliares nos fundos de vales.



A distância entre o aterro sanitário e a sede municipal de Contagem é de aproximadamente 5,6 km rodoviários.

A Figura 2 apresenta uma fotografia aérea da localização do aterro.



Figura 2: Aterro de Contagem: principais vias de acesso e entorno.

As coordenadas geográficas de referência do aterro (Google Earth) são: 23 598514.20 m E, 7797667.77 m S.

A administração do aterro é feita pela Secretaria Adjunta de Limpeza Urbana do Município de Contagem.

A prefeitura municipal de Contagem possui Licença de Operação vigente para o aterro sanitário concedido pelo Certificado nº 057 emitido pela FEAM – Fundação Estadual do Meio Ambiente, com validade até 24 de fevereiro de 2010.

Resumidamente, as características construtivas e operacionais do aterro de Contagem, observadas pela ENGEBIO durante a visita ao aterro, conforme Relatório 1 (ENGEBIO, 2009) são:

- a área total do terreno é de 60 hectares, com utilização direta de 12 hectares e outros 13 destinados à área de preservação permanente;
- início das operações em 1997;
- a altura atual do maciço de aproximadamente 45 metros (Figura 3).



**Figura 3: Vista do maciço de resíduos no aterro de Contagem.**

- altura aproximada do maciço no encerramento de 75 metros;
- vida útil estimada até o ano de 2019;

- a quantidade atual de resíduos diariamente destinados ao aterro é de aproximadamente 400 toneladas;
- a Taxa per capita de geração de resíduos sólidos urbanos de 0,64 kg/hab.dia;
- adotando a população do município projetada pelo IBGE para 1º de julho de 2009, o município conta com 625.393 habitantes;
- composição gravimétrica média conforme a Tabela 1, a seguir:

**Tabela 1: Composição gravimétrica dos resíduos sólidos domiciliares de Contagem/MG.**

<b>Resíduo</b>	<b>Percentual</b>
Restos de Alimentos	31,0%
Restos de Podas	5,0%
Papel Reciclável	5,0%
Papelão	4,0%
Plástico Mole	2,5%
Plástico Duro	3,0%
PET	3,0%
Tetra Pak	2,5%
Metal Ferroso	2,0%
Metal Não Ferroso	0,0%
Alumínio	0,5%
Vidro	2,0%
Trapo	3,0%
Restos de Banheiro	18,0%
Entulho	1,0%
Outros	17,5%
Total	100,0%

Fonte: Diagnóstico técnico operacional – composição gravimétrica dos resíduos sólidos domiciliares, Prefeitura Municipal de Contagem (2009).

- impermeabilização da base com uma camada de argila compactada com espessura aproximada de 1 m;
  - impermeabilização nas encostas executada com manta de PEAD com espessura de 1,5 mm;
-



- resíduos dispostos em camadas com aproximadamente 5 metros de espessura;
- operação do aterro pelo método de rampa, com compactação por trator de esteira;
- a cobertura diária dos resíduos com argila e resíduos de construção e demolição (RCD), com uma camada de cobertura entre 20 e 30 cm de espessura, aproximadamente;
- a drenagem pluvial no entorno da área do aterro realizada por um sistema de canaletas de concreto tipo meia cana;
- inclinação das bermas responsável pela drenagem pluvial no maciço;
- distanciamento médio entre os drenos de biogás existentes é de aproximadamente 50 m;
- perfil construtivo dos drenos em tambores de 200 L com diâmetro de 0,6 m, perfurados, colocados um sobre o outro e preenchidos com pedras de mão (Figura 4);



**Figura 4: Vista da construção de um dreno de biogás interligado ao dreno principal de lixiviado.**

- drenos de gás são interligados aos drenos horizontais de drenagem de líquidos;
- rotina de inspeção nos drenos para verificação da queima apropriada de biogás e acendimento daqueles que se apagaram, com frequência de duas vezes ao dia;
- total de 96 drenos de biogás instalados;
- fração de CH<sub>4</sub> no gás do aterro de 50%v/v;
- aproximadamente 90% dos drenos de biogás apresentam vazão de gás suficiente para manterem-se acesos permanentemente;
- sistema de drenagem de líquidos percolados é composto por um dreno principal construído com uma camada de pedras de mão, disposta sobre a camada de argila da base, coberta com uma camada de brita 3 e drenos secundários interligados ao principal, construídos com pedras de mão, e dispostos em forma de espinha de peixe, com distanciamento médio de 30 m;
- vazão média de líquido percolado gerado no aterro, no ano de 2008, foi de 0,91 L/s, enquanto que a média para o ano de 2009, até o mês de agosto, é de 0,66 L/s;
- tratamento do lixiviado na ETE Nova Contagem da Companhia de Saneamento de Minas Gerais - COPASA.

## 5. USOS 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.

---

## 5.1. Geração de energia elétrica

Convencionalmente, eletricidade pode ser produzida pela combustão de LFG em um motor de combustão interna, uma turbina a gás ou em uma microturbina.

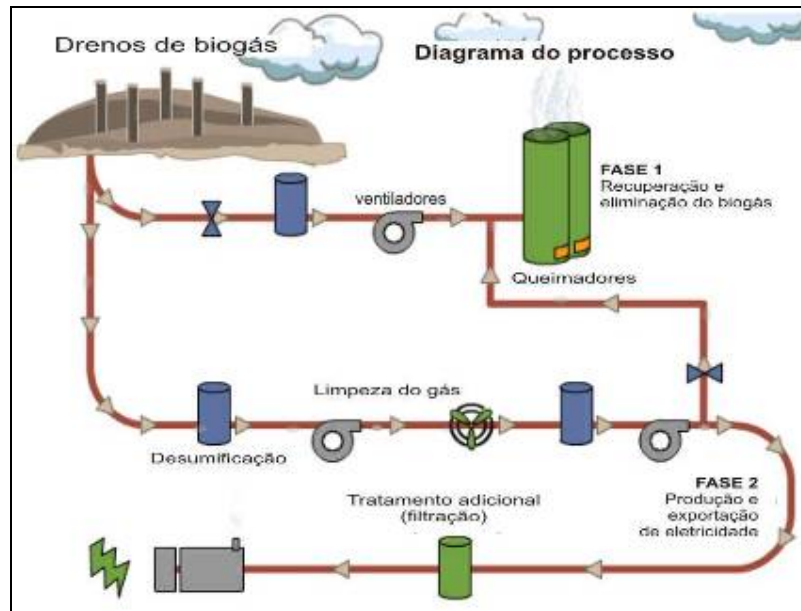


Figura 5: Esquema do processo de captura e geração de energia elétrica.

### 5.1.1. Motores de combustão interna

O motor de combustão interna é a tecnologia de conversão mais comum em aplicações de LFG. Mais de 70% dos projetos de geração de eletricidade a partir de LFG empregam esse tipo de tecnologia. A razão para esse uso tão difundido é seu relativo baixo custo, alta eficiência, e dimensões compatíveis com as gerações de gás em muitos aterros. Motores de combustão interna têm sido geralmente empregados em sítios onde a quantidade de gás é capaz de produzir entre 800 kW e 3 MW, ou onde o fluxo de gás permanente está entre 11.300 e 45.300 de metros cúbicos por dia (11.326,8 e 45.307,0 m<sup>3</sup>/dia) com 50% de CH<sub>4</sub> (USEPA,2009).

Múltiplos motores podem ser combinados para projetos com capacidades maiores que 3 MW.

Motores de combustão interna são relativamente mais eficientes na conversão de LFG em eletricidade, atingindo eficiências na faixa de 25 a 35%. Eficiências superiores são atingidas combinando aplicações de calor e potência onde o calor é recuperado a partir do sistema de refrigeração do motor para aquecimento de água, ou a partir da exaustão do motor para geração de vapor de baixa pressão.

### *5.1.2. Turbinas a gás*

Turbinas a gás são tipicamente usadas em grandes projetos de geração de energia a partir de LFG, onde o volume de LFG é suficiente para gerar no mínimo 3 MW, e tipicamente mais que 5 MW (USEPA, 2009).

Esta é uma tecnologia compatível em projetos de geração de energia de larga escala, pois, diferentemente da maioria dos motores de combustão, as turbinas a gás têm significativa economia de escala. O custo por kW de capacidade de geração, assim como a eficiência, diminui quando aumenta o tamanho da turbina.

Turbinas a gás de ciclo simples aplicadas para projetos de energia a partir de LFG normalmente atingem eficiências de 20% a 28% operando com plena carga, contudo, essas eficiências caem substancialmente quando a unidade opera com carga parcial. Configurações de ciclo combinado, as quais recuperam o calor perdido na exaustão da turbina para geração adicional de eletricidade, podem fazer com que a eficiência aumente até aproximadamente 40%, sendo essa configuração também menos eficiente sob carga parcial.

A principal desvantagem das turbinas a gás é que elas necessitam elevada compressão do gás (165 psi ou mais - aproximadamente 11 atm) causando elevadas

---

perdas de carga. Isso significa que uma maior quantidade de energia é requerida para operar o sistema de compressão, comparado com outras opções.

Vantagens das turbinas a gás são: a maior resistência a corrosão que os motores de combustão interna e menores taxas de emissão de óxidos de nitrogênio. Ainda, turbinas a gás são relativamente compactas e possuem mais baixo custo de manutenção e operação que motores de combustão interna (USEPA, 2009).

## 5.2. Microturbinas

As microturbinas têm sido empregadas em aplicações com biogás desde 2001. Em geral, projetos com microturbinas possuem um maior custo por kW de capacidade instalada que projetos com motores a combustão interna.

A seguir são citadas algumas das razões pelas quais a tecnologia de microturbinas tem sido preferida em relação aos motores de combustão interna (USEPA, 2009):

- disponibilidade mínima de 8,5 metros cúbicos por minuto requerido para motores de combustão interna típicos;
  - baixo percentual de CH<sub>4</sub> no LFG, como microturbinas podem funcionar com percentuais de até 35% de CH<sub>4</sub>;
  - é desejada baixa emissão de óxidos de nitrogênio;
  - habilidade de operar em módulos, adicionando ou removendo microturbinas à medida que a disponibilidade de LFG varia;
  - interconexão relativamente baixa, devido à capacidade de geração mais baixa.
-

Em aplicações atuais de microturbinas, o LFG não suficientemente tratado resulta em falhas no sistema. Geralmente, tratamentos para remoção de umidade, siloxanos e outros contaminantes são necessários.

Usualmente, microturbinas são comercializadas com capacidades de 30, 70 e 250 kW. Os projetos devem adotar a microturbina de maior capacidade que possam ser suportadas pela potência e LFG disponíveis (USEPA, 2009).

Os benefícios listados a seguir podem ser obtidos empregando-se microturbinas com maiores capacidades (USEPA, 2009):

- redução do custo inicial (em base \$/kW de capacidade instalada) para a microturbina propriamente;
- redução dos custos manutenção;
- redução do custo de instalação da planta – a redução do número de microturbinas para alcançar uma mesma capacidade irá reduzir custos com tubulações, rede elétrica e fundações;
- melhoria da eficiência – a taxa de geração de calor em uma microturbina de 250 kW esperada é em torno de 3,3% menor que em uma microturbina de 70 kW e em torno de 12,2% menor que em uma turbina de 30 kW.

### **5.3. Uso direto – geração de energia térmica**

Segundo USEPA (2009), uso direto do LFG é freqüentemente uma opção de baixo custo quando um consumidor que poderia utilizar LFG em seus equipamentos de combustão e aquecimento está localizado num raio de até 8,05 km (5 milhas) do aterro. Contudo, distâncias de 16,09 km (10 milhas) podem também ser viáveis economicamente em algumas situações. Ainda segundo USEPA (2009), nos Estados Unidos, algumas empresas estão optando em instalar suas plantas

---

próximas a aterros, com a intenção de utilizar o LFG como combustível renovável, que possui um custo inferior quando comparado ao gás natural.

Já para o Banco Mundial (2003), a construção de um gasoduto com esse objetivo especial é, normalmente, limitada a 3 km.

Projetos de uso direto de LFG incluem, segundo USEPA (2009):

- caldeiras, as quais são o tipo mais comum de uso direto e podem ser facilmente convertidos para utilização de LFG sozinho ou em combinação com outro combustível fóssil.
- aplicações térmicas diretas, as quais incluem fornos (como por exemplo, de cimento, cerâmicos e tijolos), secadores de lodo, aquecedores, estufas, aquecedores em processos e fornos de fundição.
- evaporação de lixiviado, na qual um equipamento de combustão que utiliza LFG é usado para evaporar os líquidos lixiviados no aterro, reduzindo os custos de tratamento e disposição.

#### **5.4. Uso veicular**

Uma das opções de projeto seria transformar LFG em gás de alto poder calorífico para injeção em linhas de gás. Esta opção requer um tratamento relativamente longo para que se possa remover do gás o CO<sub>2</sub> e impurezas.

As companhias de gás têm especificações de qualidade muito estritas quando se trata de injeção de gás em suas linhas, o que pode acarretar em investimentos em controle de qualidade e compressão. Entretanto, esta pode ser uma opção atraente para alguns aterros, desde que seja possível utilizar todo o gás recuperado (USEPA, 1996).

Para ser injetado na linha, é preciso que o gás tratado seja comprimido no ponto de conexão. Para a GASMIG as linhas de alta pressão operam entre 5 e

---

10 MPa, enquanto linhas de baixa e média pressão operam entre 0,1 e 3,5 MPa. (MOREIRA E MEI SHEN, 2006).

Outra opção seria transformar o LFG em CNG (gás natural comprimido) para uso como combustível veicular.

Para ser usado como combustível veicular, o LFG geralmente é transformado em CNG. Abaixo são apresentadas as três alternativas utilizadas nos EUA (até 2007) para a transformação do LFG em CNG. Basicamente, este tratamento aumenta o teor de CH<sub>4</sub> e diminui os teores de CO<sub>2</sub>, Hidrogênio e Oxigênio. (PIERCE, 2005):

- separação por membrana;
- peneiras moleculares; e
- absorção por amônia.

Até 2007, o tratamento mais utilizado nos EUA era a separação por membrana.

Abaixo é apresentada uma tabela onde é estimado o custo de produção do m<sup>3</sup> de CNG conforme o tamanho da planta e vazão de gás.

**Tabela 2: Custos de produção de CNG.**

Entrada de LFG (m <sup>3</sup> /h)	Tamanho da Planta CNG (m <sup>3</sup> /dia)	Custo CNG (R\$/m <sup>3</sup> ) *
421	3.580	8,92
846	7.160	7,20
2.120	17.900	5,80
4.248	35.800	5,23
8.496	71.600	4,33

\*valores originais e US\$ em 2007

\*Valor de conversão – 1 US\$ = R\$1,78

Fonte: Pierce (2005).



O único exemplo encontrado de aterro que transforma LFG em CNG a fim de utilizá-lo como combustível veicular é o de Puente Hills, na Califórnia. Este é o maior aterro em atividade dos EUA e está em operação desde 1957 e gera energia desde 1986 (FUNDACIÓN UNIVERSITARIA IBEROAMERICANA, 2006).



**Figura 6: Aterro de Puente Hills.**

Conforme dados de 2006 o aterro recebia 9.000 toneladas diárias, ocupava uma área de 550 hectares gerando de cerca de 760.000 m<sup>3</sup> de LFG por dia.

O LFG é coletado, tratado, e gera cerca de 50 MW (FUNDACIÓN UNIVERSITARIA IBEROAMERICANA, 2006) através de uma caldeira/turbina a vapor (USEPA, 1996), abastecendo cerca de 75.000 residências (QED, 2009).

Em 1993 implantou uma pequena unidade piloto com sistema de purificação de gás para uso como combustível veicular. O tratamento ocorre através de separação por membrana. (PIERCE, 2005)

A unidade piloto com capacidade de produção de CNG em torno de 8.000 m<sup>3</sup>/dia, com teor de CH<sub>4</sub> na ordem de 96%, teve um custo (atualizado para 2007) de 1,8 milhões de dólares (PIERCE, 2005).

Outro modo de utilizar LFG como combustível veicular seria transformá-lo em LNG (gás natural liquefeito).

Para este caso encontramos o exemplo do aterro de Frank R. Bowerman, na Califórnia, onde uma pequena unidade de tratamento projetada para produzir 19m<sup>3</sup> de LNG por dia foi instalada no fim de 2006 e, até meados de 2007, estava sendo comissionada (WASTE MANAGEMENT WORLD, 2009).

O mercado para este tipo de combustível está dando os primeiros passos, por isso ainda não é possível afirmar a viabilidade do projeto (PIERCE, 2005).

Conforme USEPA (1996), por conta do relativo alto custo, esta opção pode ser viável somente em aterros onde há uma grande recuperação de gás, o que significa pelo menos 113.250 m<sup>3</sup>/dia.

Tanto USEPA (1996) quanto o Banco Mundial (2003) afirmam que o tratamento necessário para transformar o LFG em combustível veicular é extremamente caro, pois ainda está em fase de desenvolvimento e experimento.

## 5.5. Queima em tocha

A tocha, ou *flare*, é um dispositivo utilizado na ignição e queima do biogás. É considerado um componente de cada opção de recuperação de energia, visto que pode ser necessário durante as etapas de início do processo, paradas dos equipamentos de geração de energia elétrica e para controle da vazão de gás excedente à capacidade do equipamento de geração de energia.

O sistema de queima deverá ser dotado de instrumentação de medição de vazão, composição, pressão e temperatura, seguidos de válvulas de controle de pressão, na entrada de biogás no motor e na tocha.

Também pode ser utilizado para queima do biogás excedente entre os aumentos de capacidade de sistemas, podendo ser abertos ou enclausurados. Estes

---

últimos são mais caros, mas podem ser requeridos, já que permitem a realização de testes de exaustão e podem obter altas eficiências combustão. Ainda, *flares* enclausurados podem reduzir o nível de ruído e iluminação (USEPA, 2009).

A simples queima do biogás na tocha representa um benefício ambiental, uma vez que o potencia de aquecimento global do CO<sub>2</sub>, produto da combustão, é 21 vezes menor que o do CH<sub>4</sub> (IPCC, 2001).

## **6. ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO GÁS GERADO NO ATERRO DE CONTAGEM**

Segue uma análise das alternativas de aproveitamento energético:

- uso direto em boilers, fornos, secadores, aquecedores ou outros equipamentos de aproveitamento térmico: Não existem potenciais consumidores diretos do LFG dentro do raio de distância de 3 km, considerado como economicamente viável pelo Banco Mundial (2003).
  - geração de vapor em caldeiras: Não existem potenciais consumidores do vapor dentro do raio de distância de 3 km, considerado como economicamente viável pelo Banco Mundial (2003).
  - evaporação de chorume: no aterro sanitário de Contagem, o lixiviado é encaminhado para tratamento na ETE da empresa de operação de água e esgoto COPASA, sem custos para o município. Isso garante que o lixiviado do aterro receba tratamento adequado sem ônus algum ao município, não justificando qualquer investimento ou emprego de energia para sua evaporação.
  - uso veicular do LFG: é uma alternativa pouco atraente, devido aos custos associados ao tratamento do LFG para remoção de impurezas e aumento de seu valor de combustível e os custos de compressão, conforme
-

apresentado na Tabela 2: Custos de produção de CNG. Destaca-se que os custos de produção, em R\$/m<sup>3</sup> de CNG, variam entre R\$8,83/m<sup>3</sup> e R\$4,33/m<sup>3</sup>, para plantas com capacidade variando entre 421 m<sup>3</sup> de LFG/h a 8.496 m<sup>3</sup> de LFG/h para um valor de venda de GNV no mercado, conforme GASMIG (2009) de R\$ 0,54 por m<sup>3</sup>.

Com base nesta análise de alternativas, será considerado o aproveitamento energético de biogás por meio da geração de energia elétrica.

## **7. PROJETO CONCEITUAL DE APROVEITAMENTO DE BIOGÁS**

O projeto de captação, geração de energia e queima de gás no Aterro de Contagem deverá incluir os seguintes sistemas:

### **7.1. Sistema de captação**

O sistema de captação de biogás consistindo em:

- drenos verticais para a captação do biogás gerado no aterro, a serem instalados em poços perfurados diretamente nos resíduos. Os drenos deverão ser construídos com tubos de PEAD perfurados envoltos por uma camada de brita ou cascalho;
- na parte superior do poço, deverá ser prevista a colocação de um material selante que impeça a fuga do biogás;

- na cabeça do poço deverá ser instalada uma porta de monitoramento e válvulas de controle que ligam o dreno à rede;
- rede: a rede deverá ser constituída por tubos de PEAD 90 mm nas antenas (que ligam o dreno aos coletores principais) e de 160 mm nos coletores principais (que ligam as antenas à tocha ou gerador). Estes tubos permitem que o biogás captado pelos drenos chegue à tocha ou gerador ao mesmo tempo em que impedem que os condensados interfiram na captação e queima do biogás.

O desvio dos condensados será feito através de pontos baixos, ou seja: o gás fluirá diretamente para a tocha ou gerador, enquanto os condensados escoam para poços localizados nos pontos baixos da rede. Estes poços devem apresentar um selo hidráulico para impedir a fuga de biogás.

## **7.2. Tocha**

A rede conduzirá o gás por um separador de umidade, um soprador e então por uma bifurcação que desvia o fluxo para o gerador ou para a tocha. O soprador é o responsável pelo escoamento do biogás para o gerador ou tocha (que deve operar sempre que o grupo gerador não estiver em operação e também, na queima da vazão excedente, sempre que vazão de gás captada for superior a capacidade de queima do gerador).

O sistema de queima deverá ser dotado de instrumentação de medição de vazão, composição, pressão e temperatura, seguida de válvulas de controle de pressão da entrada de biogás no motor e na tocha.

A tocha possui uma válvula de segurança que só permite o fluxo de biogás quando a chama-piloto estiver acesa.

---

Abaixo os equipamentos e acessórios que compõem e auxiliam a tocha:

- *flare* enclausurado de biogás, incluindo chaminé, queimadores e equipamentos;
- corta-chamas;
- válvula de bloqueio automática;
- separador de umidade;
- sistema de tratamento de gás;
- soprador e equipamentos acessórios;
- sistema de controle de pressão e vazão do gás.

### **7.3. Gerador**

A geração de energia ocorre em grupos geradores com motores que produzem energia através da combustão do biogás.

Os grupos geradores devem ser projetados para funcionamento paralelo.

Cada conjunto é constituído por um motor movido a biogás diretamente acoplado a um gerador síncrono sem escovas. Todos os componentes são montados sobre um skid único e seu sistema de arrefecimento feito através de radiador remoto.

Abaixo os equipamentos que compõem o grupo gerador:

- motor a biogás;
  - gerador tipo alternador síncrono, trifásico, sem escovas;
  - radiador remoto tipo horizontal;
-

- sistema automático de reposição de óleo lubrificante com filtro;
- painel de controle local do grupo gerador;
- sistema de força em baixa tensão incluindo transformadores elevadores;
- sistema de controle de pressão e vazão do gás.

#### **7.4. Sistema de medição e controle**

A vazão e a composição do gás e a geração de energia elétrica são controladas e monitoradas em contínuo de maneira a permitir:

- quantificar as reduções de emissões de GEE;
- efetuar o balanço de vazão entre os módulos de geração de energia, equilibrando o sistema;
- efetuar o controle de queima do gás não consumido pelos geradores de energia, de forma a queimar o gás excedente a potencia do sistema;
- conexão via Internet para transmissão de dados da planta;
- enviar remotamente e pela internet, em tempo real todas as informações do sistema, permitindo a sua divulgação publicamente.

A seguir é apresentado um esquema simplificado do processo (Figura 7).

---

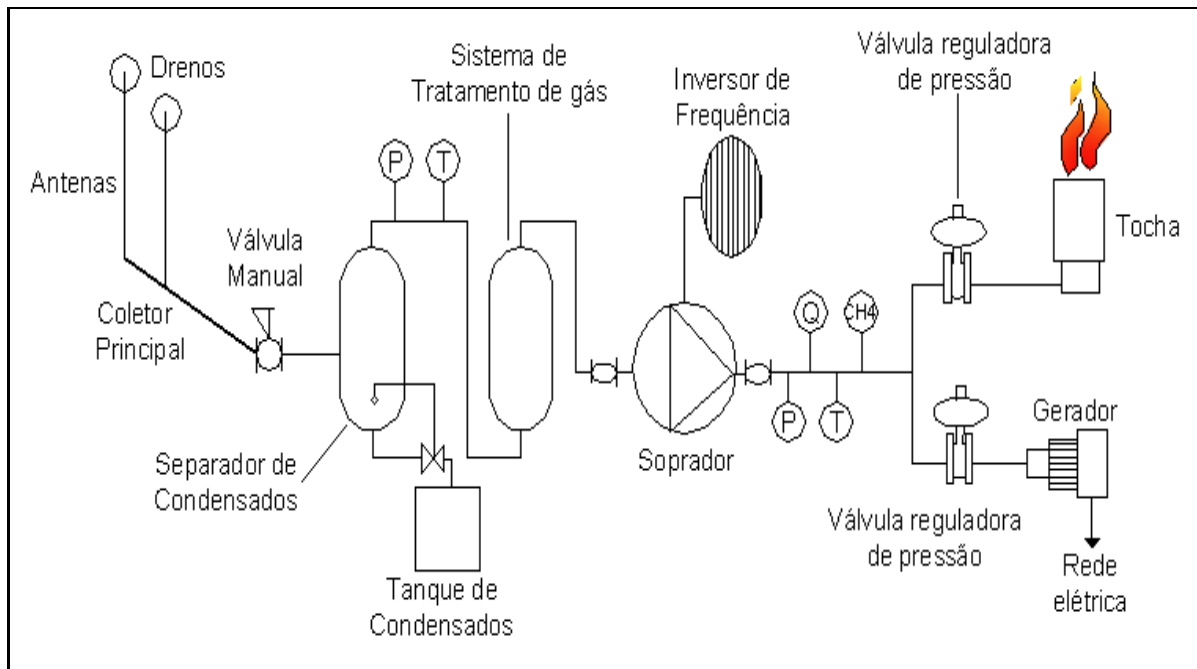


Figura 7: Esquema simplificado do processo.

## 7.5. Conexão a rede

A conexão da usina deverá ser através da construção de um alimentador de distribuição exclusivo até a subestação mais próxima, no nível de tensão 13,8 kV SE Cinco, a cerca de 3 km do aterro de Contagem.

## 7.6. Localização da unidade de queima e geração de energia elétrica

Na localização da unidade devem ser considerados os fatores ambientais, de segurança e ainda as necessidades operacionais (ENVIRONMENTAL AGENCY, 2002).



### 7.6.1. Segurança

Considerando que serão queimadas relativamente grandes quantidades de um gás combustível, a unidade não deve ser localizada em áreas com espaços enclausurados. Também não deve ser localizada próxima à árvores ou outras estruturas que possam entrar em ignição com a alta temperatura no entorno do equipamento de queima (tocha).

Deve estar disponível fácil acesso aos serviços de emergência.

### 7.6.2. Fatores ambientais

Considerando que o sistema de coleta de LFG resulta em um ponto de emissão concentrada de biogás, a localização deve considerar a proximidade com áreas de ocupação humana para evitar que a fração de gás não queimada (quantificada em função da eficiência de queima do equipamento) gere problemas de odor. Também é recomendável que a pluma gerada não passe sobre áreas habitadas sob as condições predominantes do vento.

Preferencialmente, a unidade deve ser localizada afastada de outras edificações, para evitar o incomodo causado pelo ruído gerado pelos equipamentos.

O calor transmitido pela tocha, tanto por radiação quanto através das paredes, pode ter influência em uma zona com raio de até 10 m.

O aspecto visual também deve ser considerado, sendo preferível evitar a instalação da unidade em pontos elevados do terreno.

### 7.6.3. Necessidades operacionais

A unidade deve ser localizada de modo a facilitar o acesso à operação e manutenção. Quando a estação está localizada em um ponto distante no terreno, deverá ser construída uma estrada de acesso.

O LFG normalmente é coletado na massa de resíduos em uma condição de saturação e aquecido. Com o resfriamento, pode ser formada grande quantidade de condensado. O separador de condensado da unidade de geração e queima deve ser projetado para coletar o condensado ali formado e não as grandes quantidades de condensado que escoam pela rede de coleta, de modo que são preferíveis pontos baixos para a instalação da unidade.

A área selecionada para instalação dos equipamentos, a qual reúne critérios técnicos favoráveis, anteriormente apresentados, está localizada no ANEXO A.

A seleção da área foi discutida e acordada verbalmente com os Engenheiros João Batista Lima Filho, Secretário Municipal de Limpeza Urbana e responsável técnico pelo aterro, e Maria Solange Lima, gerente do aterro, durante a visita realizada pela ENGEbio ao aterro em 18/09/2009.

## 8. AVALIAÇÃO DO PROJETO COMO ATIVIDADE DO MDL

Para estimativa da redução de emissões decorrentes da atividade de projeto foi utilizada a metodologia ACM0001 da *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) – “*Consolidated baseline and monitoring methodology for landfill gas project activities – Version 11*”.

Segundo a metodologia referida, para cálculo da redução de emissões do projeto, a equação (1) deve ser aplicada.

---

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (1)$$

Onde:

$ER_y$  = redução de emissões no ano y (tCO<sub>2</sub>e);

$BE_y$  = emissões no cenário de linha de base no ano y (t CO<sub>2</sub>e);

$PE_y$  = emissões de projeto no ano y (t CO<sub>2</sub>e);

A redução de emissões será avaliada para um período de 10 anos.

### 8.1. Metodologia de linha de base

Entende-se por linha de base, as emissões de CO<sub>2</sub> que ocorreriam na ausência do Projeto. A metodologia ACM0001/Versão 11, aqui utilizada para estimar essas emissões de linha de base, considera para cálculo da linha de base a seguinte equação:

$$BE_y = (MD_{\text{project } y} - MD_{\text{BL } y}) + BE_{\text{elec}y} \quad (2)$$

Onde:

$BE_y$  = Emissões de linha de base no ano y (tCO<sub>2</sub>e)

$MD_{\text{project},y}$  = A quantidade de metano que seria destruída durante o ano y, em (tCO<sub>2</sub>e) no cenário do projeto;

$MD_{\text{BL},y}$  = A quantidade de metano que seria destruída durante o ano y na ausência do projeto em (tCO<sub>2</sub>e);

$BE_{elec,y}$  = Emissões de linha de base de deslocamento de despacho da atividade de projeto no ano  $y$  ( $tCO_2e$ ).

### 8.1.1. Cálculo das emissões de $CH_4$ evitadas

A estimativa prévia da quantidade de metano que seria destruída durante o ano ( $MD_{project,y}$ ), foi feita utilizando a versão 04 da ferramenta metodológica aprovada “*Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site*”, considerando que:

$$MD_{project,y} = BE_{CH_4,SWDS,y} \cdot \varepsilon \quad (3)$$

Onde:

$BE_{CH_4,SWDS,y}$  = Emissões de metano que seriam geradas durante o ano do período de atividade do projeto devidas a disposição de RSU em aterros ( $tCO_2e$ );

$\varepsilon$  = eficiência de desgaseificação do aterro (%), considerada, aqui, como 70% da em função das características operacionais do aterro de Contagem, descritas anteriormente.

A quantidade de metano produzida no ano  $y$  ( $BE_{CH_4,SWDS,y}$ ) foi calculada, segundo a ferramenta metodológica referida, conforme segue:

$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \varphi (1-f) * GWP_{CH_4} * (1-OX) * 16/12 * F * COD_f * FCM * \sum W_{j,x} * COD_j * e^{-kj(y-x)} * (1-e^{-kj}) \quad (4)$$

Onde:

$\phi$  = Fator de correção do modelo devido a incertezas;

f = Fração de metano capturada e queimada nos aterros de RSU;

OX = Fator de oxidação;

F = Fração de metano no biogás de aterro;

$COD_f$  = Fração de carbono orgânico degradável que se decompõe; FCM = Fator de correção do metano (Varia em função do tipo de local onde os resíduos seriam dispostos, devendo ser considerado igual a 1,0 para o caso dos aterros);

$W_{j,x}$  = Quantidade de resíduo orgânico tipo j, evitado de ser disposto em aterros no ano x (t);

$COD_j$  = Fração de carbono orgânico degradável no resíduo tipo j. Seu valor está relacionado à composição orgânica dos resíduos e depende do teor de papéis/papelões, folhas, têxteis, madeiras e restos de comida;

$k_j$  = Taxa de decaimento para o resíduo tipo j;

x = Ano durante o período de crédito: x vai do primeiro ano do primeiro período de creditação (x = 1) ao ano y para o qual são calculadas as emissões evitadas;

y = Ano para o qual são calculadas as emissões evitadas.

Os valores para os parâmetros da equação 4 empregados são estabelecidos pela ferramenta metodológica utilizada, em consideração da qualidade de operação, grau de compactação, nível de cobertura e de sistemas de drenagem de lixiviados e gás, e estão apresentados na Tabela 3, a seguir.

**Tabela 3: Parâmetros fixos para cálculo das emissões de linha de base.**

Parâmetro	Variável	Valor
Fator de correção do modelo	$\varphi$	90%
Fração de metano capturada e queimada nos aterros	f	0,00*
Potencial de aquecimento global do metano	$GWP_{CH_4}$	21
Fator de Oxidação: cobertura por solo ou composto	OX	0,1
Fração de metano no biogás de aterro	F	50%
Fração de carbono orgânico degradável que se decompõe	CODf	50%
Fator de correção de metano: disposição anaeróbia dos RSU	FCM	1

\*A ferramenta metodológica estima a geração de metano na linha de base ajustada pelo fator (f) que considera a fração de gás queimada na linha de base por motivos de legislação, contratuais ou de prevenção de odores e acidentes. Aqui, como o objetivo é estimar a quantidade de  $CH_4$  gerada no aterro, a fração de metano capturada e queimada nos aterros (f) foi assumida igual a zero. Esse parâmetro será considerado posteriormente para o cálculo da redução de emissões em função da atividade de projeto ( $MD_{BL,y}$ ).

Fonte: UNFCCC (2008).

As frações mássicas de carbono orgânico degradável no resíduo tipo j ( $COD_j$ ), em base úmida, juntamente com a composição dos resíduos, são apresentadas na Tabela 4.

**Tabela 4: Frações mássicas de carbono orgânico degradável por tipo de resíduo e composição dos RSU.**

Item	Restos de alimentos	Papel Papelão	Madeira	Têxtil	Plástico Vidro Metal	Outros
Composição dos resíduos*	54,0%	11,5%	0,0%	3,0%	13,0%	18,5%
$COD_j$ (valores sugeridos por UNFCCC, 2008)	15%	40%	43%	24%	0%	0%

Fonte: \*Prefeitura Municipal de Contagem e UNFCCC (2008).

Para as de taxa de decaimento para o resíduo tipo j, foram aplicados os valores padrão estabelecidos na ferramenta metodológica utilizada, em função dos dados climáticos da região de instalação da atividade de projeto, apresentados na Tabela 5.

**Tabela 5: Dados climatológicos de Minas Gerais.**

$T_{am}$ – Temperatura anual média (°C) <sup>(1)</sup>	21
$P_{am}$ – Precipitação anual média (mm) <sup>(1)</sup>	1491,3
$I_{aridez}$ – Índice de aridez <sup>(2)</sup>	5

<sup>(1)</sup> Fonte: SIMGE, 2009.

<sup>(2)</sup> Fonte: FAO, 2009.

As taxas de decaimento, para cada tipo de resíduo, utilizadas estão apresentadas na Tabela 6.

**Tabela 6: Taxas de decaimento (k) por tipo de resíduo.**

Tipos de resíduos	Restos de alimentos	Papel Papelão	Madeira	Têxtil	Resíduos de jardins
$T_{am} > 20^{\circ}\text{C}$ e $P_{am} > 1000$ mm	0,4	0,07	0,035	0,07	0,17

Fonte: UNFCCC (2008).

Com  $x = 1$  e  $y$  variando de 1 até 25, a quantidade de metano de linha de base por tonelada de resíduos para cada ano da atividade de projeto, calculada conforme a metodologia referida é apresentada na Tabela 6, a seguir:

**Tabela 7: Emissões de CO<sub>2</sub>e por tonelada de resíduo disposta em aterro a cada ano y.**

Ano após a disposição (y)	t CO <sub>2</sub> e/t <sub>resíduo</sub>
1	0,2080
2	0,1462
3	0,1043
4	0,0758
5	0,0563
6	0,0428
7	0,0335
8	0,0269
9	0,0221
10	0,0187
11	0,0161

Ano após a disposição (y)	t CO <sub>2</sub> e/t <sub>resíduo</sub>
12	0,0142
13	0,0126
14	0,0114
15	0,0103
16	0,0095
17	0,0087
18	0,0080
19	0,0074
20	0,0069
21	0,0064
22	0,0060
23	0,0056
24	0,0052
25	0,0048

Fonte: ENGEBIO, 2009

Considerando as emissões de GEE em tCO<sub>2</sub>e por tonelada de resíduo disposta em aterro a cada ano, apresentadas na Tabela 7 e as quantidades anuais de resíduos destinadas ao aterro, BE<sub>CH<sub>4</sub></sub>, SWDS<sub>y</sub>, em tCO<sub>2</sub>e, foi calculado, para cada ano y, e está apresentada na Tabela 8.

Empregando-se a equação (3), são obtidos os valores de quantidade de metano que seria destruída durante o ano y, em (tCO<sub>2</sub>e) no cenário do projeto (MD<sub>project,y</sub>). Os resultados são apresentados na Tabela 9.

Segundo a metodologia utilizada, para cálculo da quantidade de metano que seria destruída durante o ano y na ausência do projeto, nos casos onde o LFG seja capturado e queimado na linha de base por outras razões que não contratuais ou regulatórias e na ausência de dados históricos, deve ser usado um fator de ajuste (AF) conforme equação 5.

$$MD_{BL,y} = MD_{project,y} * AF \quad (5)$$



Tabela 8: Emissões da Linha de Base a cada ano da atividade de projeto.

BE <sub>CH<sub>4</sub>,SWDS,y</sub> (tCO <sub>2</sub> e/ano)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	142.310	148.306	153.564	158.271	162.556	166.508	170.192	173.656	176.932	180.046
	1.316	1.197	1.095	1.008	930	861	799	742	690	642
	1.486	1.339	1.218	1.114	1.025	947	876	813	755	702
	1.697	1.512	1.363	1.239	1.134	1.043	963	892	827	768
	1.965	1.726	1.538	1.386	1.260	1.154	1.061	980	907	841
	2.359	2.035	1.787	1.593	1.435	1.305	1.195	1.099	1.015	939
	2.834	2.394	2.065	1.813	1.616	1.456	1.324	1.212	1.115	1.029
	3.492	2.878	2.431	2.097	1.842	1.641	1.479	1.345	1.231	1.132
	4.488	3.604	2.971	2.509	2.164	1.901	1.693	1.526	1.388	1.270
	5.842	4.565	3.666	3.022	2.552	2.201	1.933	1.723	1.553	1.412
	9.554	7.271	5.682	4.563	3.761	3.176	2.740	2.406	2.144	1.932
	14.775	10.972	8.350	6.525	5.240	4.319	3.648	3.147	2.763	2.462
	20.687	15.032	11.162	8.495	6.639	5.331	4.394	3.711	3.201	2.811
	29.356	20.943	15.218	11.301	8.600	6.721	5.397	4.449	3.757	3.241
	42.458	29.839	21.288	15.468	11.487	8.742	6.832	5.485	4.522	3.819
		42.999	30.219	21.559	15.665	11.633	8.853	6.919	5.555	4.579
			43.512	30.580	21.816	15.852	11.772	8.959	7.001	5.622
				44.000	30.923	22.061	16.030	11.904	9.059	7.080
					44.466	31.251	22.295	16.200	12.030	9.155
						44.913	31.565	22.519	16.363	12.151
							45.344	31.868	22.735	16.520
								45.759	32.160	22.943
									46.162	32.442
										46.551

Fonte: ENGEBIO, 2009

O fator de ajuste empregado nos cálculos foi igual a 0,05, escolhido com base na experiência da ENGEBIO em projetos de recuperação de biogás em aterros sanitários.

Os resultados são apresentados na Tabela 9, a seguir.

**Tabela 9: Emissões da Linha de Base a cada ano da atividade de projeto.**

Ano	MD <sub>project, y</sub>	MD <sub>BL, y</sub>
y	(tCO <sub>2</sub> e/ano)	(tCO <sub>2</sub> e/ano)
2010	99.617	4.981
2011	103.814	5.191
2012	107.495	5.375
2013	110.790	5.539
2014	113.789	5.689
2015	116.556	5.828
2016	119.134	5.957
2017	121.559	6.078
2018	123.852	6.193
2019	126.032	6.302
Total	1.142.639	57.132

Fonte: ENGEBIO, 2009

### 8.1.2. Deslocamento do despacho

A linha de base relativa à parte de deslocamento do despacho do projeto é a emissão de gases de efeito estufa da geração elétrica de várias usinas de geração brasileiras, gerando a mesma quantidade de eletricidade que o projeto está produzindo, na margem do sistema elétrico. Na margem da rede, a eletricidade gerada está associada com o fator de emissão de carbono, devido aos geradores de combustível fóssil em operação.

A metodologia de linha de base escolhida para o cálculo do fator de emissão (“*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*” - UNFCCC- Versão 01.1) considera a determinação do fator de emissão da rede com que a atividade de

projeto faz conexão, sendo esse fator o dado principal a ser determinado no cenário de linha de base.

Os dados necessários para esta estimativa estão disponibilizados no site do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT, 2009).

Resumidamente, o fator de emissão do sistema interligado para fins de MDL é uma combinação do fator de emissão da margem de operação ( $EF_{grid,OM}$ ), que reflete a intensidade das emissões de  $CO_2$  da energia despachada na margem, com o fator de emissão da margem de construção ( $EF_{grid,BM}$ ), que reflete a intensidade das emissões de  $CO_2$  das últimas usinas construídas. É um algoritmo amplamente utilizado para quantificar a contribuição futura de uma usina que vai gerar energia elétrica para a rede em termos de redução de emissões de  $CO_2$  em relação a um cenário de base. Esse fator serve para quantificar a emissão que está sendo deslocada na margem.

Os fatores de Emissão de  $CO_2$  pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil para os três últimos anos, conforme (MCT, 2009) são apresentados na Tabela 10.

**Tabela 10: Fatores de emissão de  $CO_2$  pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional Brasileiro.**

Ano y	$EF_{grid,BM,y}$	$EF_{grid,OM,y}$
2006	0,0814	0,3232
2007	0,0775	0,2909
2008	0,1458	0,4766
Média	-	0,3636

Para cálculo do fator de emissão de  $CO_2$  de margem combinada foi empregada a equação 6.

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot W_{OM} + EF_{OM,grid,BM,y} \cdot W_{BM} \quad (6)$$

Onde:

$EF_{grid,CM,y}$ : Fator de emissão de CO<sub>2</sub> de margem combinada no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$EF_{grid,BM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> de margem de construção no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$EF_{grid,OM,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> de margem de operação no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh);

$w_{OM}$  = Fator de ponderação para as emissões na margem de operação (%);

$w_{BM}$  = Fator de ponderação para as emissões na margem de operação (%).

Os valores padrão para  $w_{OM}$  e  $w_{BM}$  foram assumidos, conforme a ferramenta metodológica utilizada, para atividades de projeto diferentes de atividades de projeto de geração de energia eólica ou solar iguais a 0,5 no primeiro período de creditação.

Assim:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,1458 \cdot 0,5 + 0,3636 \cdot 0,5$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0,2547 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

As emissões de linha de base de deslocamento de despacho da atividade de projeto foram calculadas conforme segue:

$$BE_{elec,y} = EG_{m,y} * EF_{grid,CM,y} \quad (7)$$

Onde:

$BE_{elec,y}$  = Emissões de linha de base de deslocamento de despacho da atividade de projeto no ano y (tCO<sub>2</sub>e);

$EG_{m,y}$  = Quantidade de energia elétrica gerada pela atividade de projeto no ano y (MWh).

### 8.1.3. Vazão de LFG em Nm<sup>3</sup>/h

Para cálculo da vazão de LFG gerado no aterro (LFGGen,h), em Nm<sup>3</sup>/h, foi empregada a equação 8:

$$LFG_{Gen,h} = \frac{BE_{CH_4,SWDS,y}}{GWP_{CH_4} \cdot \rho_{CH_4} \cdot F \cdot 8760} \quad (8)$$

Onde:

$LFG_{Gen,h}$  é a vazão de biogás gerada no aterro, em Nm<sup>3</sup>/h.

$BE_{CH_4,SWDS,y}$  são as emissões de metano evitadas durante o ano do período de atividade do projeto devidas a prevenção de disposição de RSU em aterros (tCO<sub>2</sub>e);

$GWP_{CH_4}$  é o potencial de aquecimento global do CH<sub>4</sub>, em tCO<sub>2</sub>e/tCH<sub>4</sub>;

$\rho_{CH_4}$  é a massa específica do metano na condição normal (=0,0007168 tCH<sub>4</sub>/m<sup>3</sup>);

F é a fração de metano no biogás gerado;

8760 é o número de horas em um ano com 365 dias.

---

Considerou-se, aqui, que 70% da vazão de LFG gerada em um aterro possa ser recuperada em um projeto de captação de biogás.

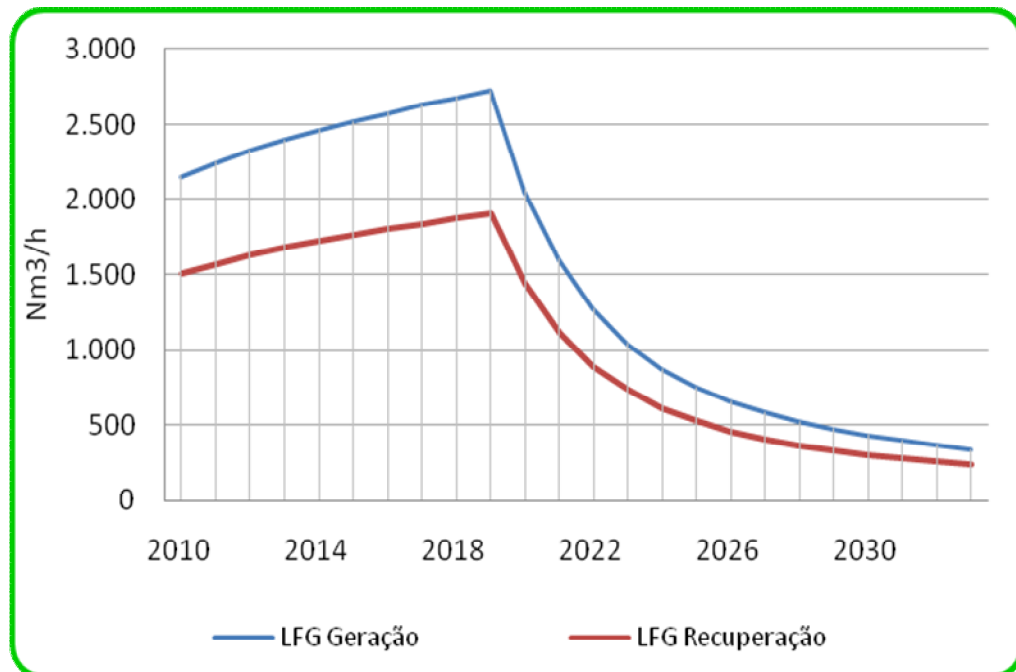
A vazão de LFG disponível, possível de ser recuperada, LFGRec,h, foi calculada e é apresentada na Tabela 11.

**Tabela 11: Vazão de LFG gerada e possível de ser recuperada, em Nm<sup>3</sup>/h.**

Ano Y	LFG Geração LFGGen,h (Nm <sup>3</sup> /h)	LFG Recuperação LFGRec,h (Nm <sup>3</sup> /h)
2010	2.158	1.511
2011	2.249	1.575
2012	2.329	1.630
2013	2.401	1.680
2014	2.466	1.726
2015	2.525	1.768
2016	2.581	1.807
2017	2.634	1.844
2018	2.684	1.879
2019	2.731	1.912
2020	2.064	1.445
2021	1.601	1.121
2022	1.276	894
2023	1.045	731
2024	877	614
2025	752	527
2026	658	460
2027	584	409
2028	525	367
2029	476	333
2030	435	305
2031	400	280
2032	369	258
2033	341	239

Fonte: ENGEBIO, 2009

A Figura 8 apresenta a curva de geração de LFG e a curva de LFG captado, em Nm<sup>3</sup>/h.



**Figura 8: Vazões de LFG.**

A diferença entre as curvas apresentadas na Figura 8 corresponde às perdas difusas de biogás no aterro.

#### 8.1.4. Geração de energia elétrica

Baseado na curva de LFG captado, apresentada na Figura 8, foi feita a seleção de potência instalada do sistema de geração de energia elétrica para fins de quantificação de energia elétrica a ser gerada e posteriormente das reduções de emissões de GEE. Buscou-se estabelecer a capacidade do motor de modo a obter sua operação em capacidade máxima durante todo o período do projeto. Assim, foi considerada a instalação de dois módulos de geração com potência instalada de 1,4 MW cada, cujo máximo consumo de LFG é de 700 Nm³/h, totalizando um consumo máximo de 1.400 Nm³/h, valor esse pouco inferior à vazão mínima de recuperação estimada para o período (1511 Nm³/h em 2010).

A vazão de gás excedente à capacidade de queima nos motores geradores deverá ser enviada para queima na tocha, gerando RECs devidas à destruição do metano (Tabela 12).

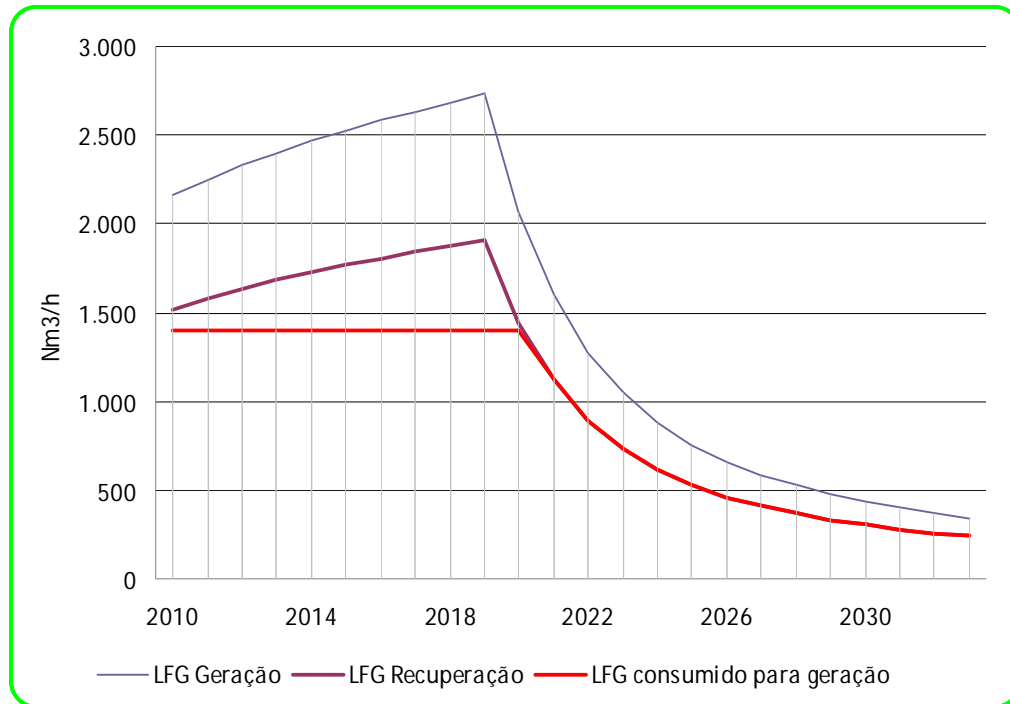
**Tabela 12: Vazão de LFG excedente à capacidade máxima de consumo da planta.**

Ano Y	LFG Recuperação $LFG_{Rec,h}$ (Nm <sup>3</sup> /h)	Capacidade máxima de consumo da planta (Nm <sup>3</sup> /h)	Vazão de LFG excedente (Nm <sup>3</sup> /h)
2010	1.511	1.400	111
2011	1.575	1.400	175
2012	1.630	1.400	230
2013	1.680	1.400	280
2014	1.726	1.400	326
2015	1.768	1.400	368
2016	1.807	1.400	407
2017	1.844	1.400	444
2018	1.879	1.400	479
2019	1.912	1.400	512
2020	1.445	1.400	45
2021	1.121	1.400	0
2022	894	1.400	0
2023	731	1.400	0
2024	614	1.400	0
2025	527	1.400	0
2026	460	1.400	0
2027	409	1.400	0
2028	367	1.400	0
2029	333	1.400	0
2030	305	1.400	0
2031	280	1.400	0
2032	258	1.400	0
2033	239	1.400	0

Fonte: ENGEBIO, 2009

A partir da Tabela 12 foi gerada a curva apresentada na Figura 9.





**Figura 9: Vazão de LFG consumida pela planta para geração de energia elétrica.**

A geração de energia elétrica  $EG_{m,y}$  estimada com base na capacidade instalada da planta de geração de energia elétrica e na disponibilidade de operação da planta conforme segue:

$$EG_{m,y} = LFG_{Rec,h} \cdot PCI_{CH_4} \cdot F \cdot \eta \cdot 8000 / 860.000 \quad (9)$$

Onde:

$EG_{m,y}$  é a quantidade de energia elétrica gerada pela atividade de projeto no ano  $y$  (MWh);

$PCI_{CH_4}$  é o poder calorífico inferior do  $CH_4$  (=8500 kcal/m<sup>3</sup>)

$LFG_{Rec,h}$  é a vazão de biogás gerada no aterro, em Nm<sup>3</sup>/h;

$F$  é a fração de metano no biogás gerado (=50%);

8000 é a disponibilidade da planta, em horas de operação por ano;

860.000 é um fator de conversão de unidades.

Considerando a instalação de dois geradores com potência de 1,4 MW cada, cuja capacidade de consumo total é de 1.400 Nm<sup>3</sup>/h de LFG, com eficiência de combustão de 32%, os valores de EG<sub>m,y</sub> foram calculados. BE<sub>elec,y</sub> para cada ano da atividade de projeto foi calculado, utilizando a equação 9 e são apresentados na Tabela 13.

**Tabela 13: Emissões de linha de base de deslocamento de despacho.**

Ano (y)	EG <sub>m,y</sub> (MWh)	BE <sub>elec,y</sub> (tCO <sub>2</sub> e / ano)
2010	17.920	4.564
2011	17.920	4.564
2012	17.920	4.564
2013	17.920	4.564
2014	17.920	4.564
2015	17.920	4.564
2016	17.920	4.564
2017	17.920	4.564
2018	17.920	4.564
2019	17.920	4.564
Total	179.200	45.640

Fonte: Engebio, 2009.

## 8.2. Emissões do projeto

As emissões do projeto pelo consumo de eletricidade nos equipamentos da planta não são quantificadas nessa metodologia, pois entende-se que a energia requerida pelos equipamentos é gerada na própria planta, e somente a energia elétrica líquida gerada é alimentada na rede e contemplada no cálculo de redução de emissões de GEE.

---

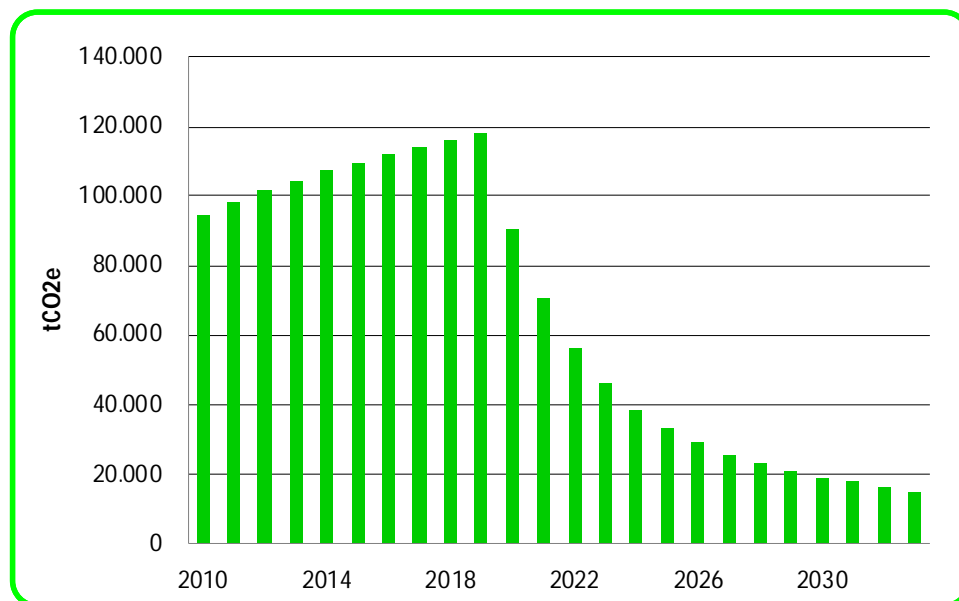
### 8.3. Total de emissões evitadas pelo projeto

Os resultados de redução de emissões dos GEE para cada ano da atividade de projeto, calculados conforme equação 1, são apresentados na Tabela 14, a seguir:

**Tabela 14: Emissões do projeto em cada ano y.**

Ano	MD <sub>project</sub> (tCO <sub>2</sub> e / ano)	MDBL y (tCO <sub>2</sub> e / ano)	BE <sub>eletr.y</sub> (tCO <sub>2</sub> e / ano)	ERy (tCO <sub>2</sub> e / ano)
2010	94.636	4.981	4.564	94.468
2011	98.623	4.931	4.564	98.256
2012	102.120	5.106	4.564	101.578
2013	105.250	5.263	4.564	104.552
2014	108.099	5.405	4.564	107.258
2015	110.728	5.536	4.564	109.755
2016	113.178	5.659	4.564	112.083
2017	115.481	5.774	4.564	114.271
2018	117.660	5.883	4.564	116.341
2019	119.730	5.987	4.564	118.308
Total	1.085.506	54.524	45.639	1.076.870

Fonte: ENGEBIO, 2009



**Figura 10: Redução de emissões decorrentes da implantação da atividade de projeto.**

Observando a Tabela 14 e a Figura 10 são verificadas as reduções de emissões de GEE a cada ano (Ery), totalizando 1.076.870 tCO<sub>2</sub>e ao longo dos 10 anos de análise.

## 9. ANÁLISE DE VIABILIDADE

Este capítulo tem como objetivo apresentar a análise de viabilidade relativa ao investimento para a captação e aproveitamento energético de biogás do Aterro Sanitário do Município de Contagem.

Foram comparadas duas alternativas de cenários:

- instalação de sistema de captação de gás, com geração de energia elétrica – consistindo na implantação do sistema de captação, dois módulos de geração de energia de 1,5 MW de capacidade cada e uma tocha para queima do gás gerado, não utilizado para a geração de energia.
- instalação de sistema de captação de gás, sem geração de energia elétrica, com tocha para destruição do metano – consistindo na implantação do sistema de captação e uma tocha para queima do gás gerado.

Para estes dois cenários a análise de viabilidade foi desenvolvida a partir do levantamento dos fatores típicos de cada situação, com e sem a geração de energia elétrica, e a avaliação do valor de crédito de CO<sub>2</sub> mínimo onde o valor presente líquido do investimento é zero.

---

## 9.1. Considerações gerais

Para o desenvolvimento do fluxo de caixa do investimento foram utilizados os seguintes fatores:

## 9.2. Investimento inicial

O investimento estimado para o sistema de captura e queima aqui apresentado inclui sistema de captação e recobrimento, tochas, gerador, montagem e infra-estrutura, e projetos com certificação.

O investimento está apresentado na Tabela 15 – Valores de investimento em instalações e equipamentos:

**Tabela 15: Valores de investimento em instalações e equipamentos.**

	<b>Item</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
<b>Com Gerador</b>	Sistema de Captação e Recobrimento	2.692.064,00	R\$
	Tocha, montagem e infra-estrutura	853.860,00	R\$
	Gerador, montagem e infra-estrutura	6.483.671,00	R\$
	Projeto e certificação	422.846,00	R\$
	<b>Total</b>	<b>10.407.442,00</b>	R\$
	<b>Item</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
<b>Somente Tocha</b>	Sistema de Captação e Recobrimento	2.692.064,00	R\$
	Tocha, montagem e infra-estrutura	1.676.160,00	R\$
	Projeto e certificação	422.846,00	R\$
	<b>Total</b>	<b>4.791.070,00</b>	R\$

Elaboração: ENGEBIO

### 9.3. Condições de financiamento

As condições de financiamento aplicadas para a análise de investimento e tomada como base para a análise de investimento foi a linha Finem do BNDES. As condições dessa linha são: taxas de juros de 1,5 a 2,5% + TJLP, contrapartida de 20% e prazo máximo de amortização de 10 anos. Essas condições podem variar de acordo com a fonte de fomento e as condições ditadas pelas políticas adotadas pelo BNDES.

Para efeito das simulações serão utilizadas as taxas típicas citadas anteriormente e uma contrapartida de 20% (Tabela 16).

Também foi considerada para efeitos da análise de investimento a taxa de atratividade de 12% e taxa de desconto de 12%.

**Tabela 16: Indicadores de financiamento.**

	Item	Valor	Unidade
<b>Dados do Projeto</b>	Inflação	4,0	% aa
	Taxa para VPL	12,0	% aa
	Taxa Financiamento	7,5	% aa
	Prazo amortização	10	anos
	Prazo para entrada em operação	1/2	ano
	Carência	1	ano

Elaboração: ENGEBIO

### 9.4. Custos anuais de operação

Os custos anuais estimados de operação, manutenção e monitoramento do projeto de captura e queima são apresentados na Tabela 17:

Tabela 17: Custos anuais estimados de operação, manutenção e monitoramento.

	Item	Valor Anual	Unidade
Custos Anuais de operação com Gerador	Eletricidade Gerador – Consumo de 0,76 kWh por MWh gerado a um custo de R\$ 150,00 / MWh	998,64	R\$
	Eletricidade Tocha – considerado equivalente ao consumo do gerador	998,64	R\$
	Quadro de Pessoal – Um engenheiro e 3 técnicos	660.000,00	R\$
	Despesas Administrativas Gerais – 10% do custo de pessoal	66.000,00	R\$
	Certificações – Verba Anual e SOP (0,20 USD/ano tCO <sub>2</sub> )	130.137,00	R\$
	Seguros – 1% sobre o investimento em equipamento	99.846,00	R\$
	Manutenção de Tocha e Rede – 8% do valor investido em rede e tocha	295.494,00	R\$
	Manutenção de Gerador – 8% do valor investido em gerados	536.556,00	R\$
	<b>Total com Gerador</b>	<b>1.790.030,28</b>	<b>R\$</b>
Custos Anuais de Operação somente Tocha	Eletricidade Tocha – considerado equivalente ao consumo de 0,76 kWh por MWh potencialmente gerado a um custo de R\$ 150,00 / MWh	998,64	R\$
	Quadro de Pessoal – Um engenheiro e 3 técnicos	660.000,00	R\$
	Despesas Administrativas Gerais – 10% do custo de pessoal	66.000,00	R\$
	Certificações – Verba Anual e SOP (0,20 USD por ano tCO <sub>2</sub> )	130.137,00	R\$
	Seguros – 1% sobre o investimento em equipamento	21.841,12	R\$
	Manutenção de Tocha e Rede – 8% valor investido em rede e tocha	182.009,33	R\$
	<b>Total somente Tocha</b>	<b>1.060.986,09</b>	<b>R\$</b>

Elaboração: ENGEBIO

## 9.5. Tributos e encargos sobre a receita

Foram aplicados os tributos ordinários sobre operações típicas como os tributos federais PIS e COFINS. Também foi imputado taxa da Agencia ANEEL

sobre a receita de venda de energia elétrica. Os percentuais relativos a esses são apresentados na Tabela 18

**Tabela 18: Tributos e Encargos.**

	<b>Item</b>	<b>Valor</b>	<b>Base</b>
Tributos e Encargos	PIS	1,65%	Sobre a receita de Energia Elétrica e Serviços
	COFINS	7,00%	Sobre a receita de Energia Elétrica e Serviços
	Taxa ANEEL	1,50 %	Sobre a receita de Energia Elétrica

Elaboração: ENGEBIO.

## 9.6. Rendimentos do projeto

O projeto receberá os rendimentos da venda de eletricidade e da venda de créditos de redução de emissões, conforme o cenário estudado. Segue adiante o descritivo dos rendimentos.

## 9.7. Créditos de carbono

Instalação de sistema de captação de gás, com geração de energia elétrica:

- venda de Créditos de Carbono (tCO<sub>2</sub>e/ano) Tocha -excesso do gerador;
  - créditos de Carbono (tCO<sub>2</sub>e/ano) Queima no Gerador;
  - créditos de Carbono (tCO<sub>2</sub>e/ano) Deslocamento.
-



Instalação de sistema de captação de gás, sem geração de energia elétrica, com tocha para destruição do metano:

- venda de Créditos de Carbono (tCO<sub>2</sub>e/ano) por destruição na Tocha – (= Créditos de Carbono (tCO<sub>2</sub>e/ano) Queima no Gerador + Venda de Créditos de Carbono (tCO<sub>2</sub>e/ano) Tocha - Excesso do gerador).

A quantidade estimada de créditos é apresentada na Tabela 19.

Para as simulações de cenários o valor estimado dos créditos de redução de emissões é de 12 euros por tCO<sub>2</sub>e. Este é um valor conservador não levando em conta o possível aumento do valor do crédito de CO<sub>2</sub> a partir de 2012.

**Tabela 19: Total Redução Emissões (tCO<sub>2</sub>).**

Ano	Créditos de Carbono (tCO <sub>2</sub> e/ano) Tocha - excesso do gerador	Créditos de Carbono (tCO <sub>2</sub> e/ano) Queima no Gerador	Créditos de Carbono (tCO <sub>2</sub> e/ano) Deslocamento
2010	6.599,98	83.304,15	4.563,93
2011	10.387,97	83.304,15	4.563,93
2012	13.710,00	83.304,15	4.563,93
2013	16.683,64	83.304,15	4.563,93
2014	19.390,31	83.304,15	4.563,93
2015	21.887,11	83.304,15	4.563,93
2016	24.214,82	83.304,15	4.563,93
2017	26.402,83	83.304,15	4.563,93
2018	28.472,53	83.304,15	4.563,93
2019	30.439,59	83.304,15	4.563,93
Total	198.188,78	833.041,50	45.639,30

Fonte: ENGEBIO, 2009

Conforme será descrito em item posterior, foi calculado o valor de comercialização dos créditos que permite para cada cenário a sua viabilidade, considerando uma TIR = 12 % e um VPL = zero (lucro zero).

Na alternativa simulada sem a venda de energia não deve ser utilizado os créditos gerados pelo deslocamento.

## 9.8. Venda de eletricidade

Estima-se para as simulações os valores de R\$ 150,00 (cento e cinquenta reais) por MWh conforme informações obtidas da CEMIG.

Existe incerteza considerável em relação aos preços que poderiam ser obtidos por qualquer empreendedor, e os programas de incentivo governamental estão sujeitos a alterações.

A Tabela 20, a seguir, discrimina a quantidade da energia a ser comercializada anualmente.

**Tabela 20: Energia Gerada (MWh/ano).**

Ano	Energia Gerada (MWh/ano)
2010	8.960
2011	17.920
2012	17.920
2013	17.920
2014	17.920
2015	17.920
2016	17.920
2017	17.920
2018	17.920
2019	17.920

Elaboração: ENGEBIO

## 9.9. Simulações e cenários

Para efeito de simulações visando a análise de viabilidade de investimento e a comparação entre as alternativas foram cruzados os seguintes critérios:

---

### 9.9.1. Com e sem geração e venda de energia

Foram consideradas as seguintes alternativas com relação a geração e venda de energia:

- **com venda de Energia** – Nessa alternativa foram considerados os fatores de investimento, custo e preço de venda de energia como acima descrito, assim como foram consideradas todas as possibilidades de venda de crédito de carbono.
- **somente tocha, sem venda de Energia** – Nessa alternativa não foram considerados os fatores de investimento, custo e preço de venda de energia, tendo em vista a não geração de energia, assim como não foi considerada a venda de crédito de carbono de deslocamento.

### 9.9.2. Valor de créditos de carbono

Foram consideradas as seguintes alternativas com relação aos valores de venda de crédito de carbono:

- valor de mercado – Valor do crédito de carbono seguindo padrão atual de mercado, ou seja, € 12,00 por tCO<sub>2</sub>e .
- valor mínimo por tCO<sub>2</sub>e – Valor mínimo que poderia ser comercializado pelos créditos de carbono vendido tendo em vista um valor presente líquido igual a zero e uma TIR = 12%.

O resumo dos cenários é apresentado na Tabela 21 a seguir. Como resultado, destaca-se:

---

- cenário de Geração de Energia – Uma TIR de 20,7% considerando o valor de venda do Crédito de Carbono a € 12,00 por tonelada equivalente de CO<sub>2</sub> e um retorno do investimento (*pay-back*) a partir do 5º ano;
  - cenário de Geração de Energia VPL = 0 – O Crédito de Carbono deverá ser comercializado a um valor de € 11,23 por tonelada equivalente de CO<sub>2</sub> para obter uma TIR = 12%, obtendo-se um retorno do investimento (*pay-back*) a partir do 7º ano. Nesta situação considera-se um VPL final igual a zero (VPL=0);
  - cenário de utilização somente de Tocha – Uma TIR menor do que zero % considerando o valor de venda do Crédito de Carbono a € 12,00 por tonelada equivalente de CO<sub>2</sub> e sem previsão de retorno dentro do prazo estudado;
  - cenário de utilização somente de Tocha VPL = 0 – O Crédito de Carbono deverá ser comercializado a um valor de € 14,16 por tonelada equivalente de CO<sub>2</sub> para obter uma TIR = 12%, obtendo-se um retorno do investimento (*pay-back*) a partir do 6º ano. Nesta situação considera-se um VPL final igual a zero (VPL=0).
-

Tabela 21: Análise dos cenários

Resumo dos Cenários					
		Geração de Energia + CO <sub>2</sub> Equiv = € 12,00	Geração de Energia + CO <sub>2</sub> Equiv p/ VPL =0	Somente Tocha + CO <sub>2</sub> Equiv = € 12,00	Somente Tocha + CO <sub>2</sub> Equiv p/ VPL = 0
Variáveis	Valor_Euro_Ton_CO <sub>2</sub>	12,00	11,23	12,00	14,16
	Venda_de_Energia	Sim	Sim	Não	Não
	Créditos_de_Carbono_Tocha_Exc	Sim	Sim	Sim	Sim
	Créditos_de_Carbono queima no Gerador	Sim	Sim	Sim	Sim
	Créditos_de_Carbono__Deslocame	Sim	Sim	Não	Não
Resultados	VPL_do_Projeto	R\$ 799.747,88	R\$ 0,00	R\$ (2.138.385,53)	R\$ (0,00)
	TIR_do_Projeto	20,7%	12,0%	Menor que zero%	12,0%
	Investimento_Ano_1	R\$ 10.407.442	R\$ 10.407.442	R\$ 4.791.070	R\$ 4.791.070
	Pay_Back_do_Projeto_ano	2015	2017	Sem previsão	2016
	VPL_Venda_Energia	R\$ 15.786.272,14	R\$ 15.786.272,14	R\$ -	R\$ -
	VPL_Créd_CO <sub>2</sub> _Excesso_Gerador	R\$ 2.816.771,91	R\$ 2.635.544,15	R\$ 2.816.771,91	R\$ 3.323.261,61
	VPL_Créd_CO <sub>2</sub> _Gerador	R\$ 13.004.930,54	R\$ 12.168.208,95	R\$ 13.004.930,54	R\$ 15.343.374,55
VPL_Créd_CO <sub>2</sub> _Deslocamento	R\$ 712.491,88	R\$ 666.651,01	R\$ -	R\$ -	

Fonte: Engebio (2009).

## 10. MELHOR CENÁRIO

As melhores condições são encontradas considerando a captação do biogás com a instalação do sistema com gerador venda de energia elétrica onde, mesmo considerando uma valor de comercialização dos créditos de carbono conservador (€ 12,00 / tCO<sub>2</sub>e.obtém-se uma TIR de 20,7% de retorno e um resultado a VPL de R\$ 799.747,88 (setecentos e noventa e nove mil setecentos e quarenta e sete reais e oitenta e oito centavos) com um ponto de equilíbrio (*pay-back*) a partir do 5º ano.

A Figura 11 apresenta o gráfico de resultado por período e resultado acumulado deste cenário e a Tabela 22 apresenta os resultados de fluxo de caixa.

O resultado da análise de investimento, de acordo com o fluxo de caixa, é o seguinte:

- valor presente líquido do fluxo de caixa – R\$ 799.747,88 (setecentos e noventa e nove mil setecentos e quarenta e sete reais e oitenta e oito centavos), isso quer dizer que ao investir o montante citado anteriormente e a partir do fluxo de caixa operacional descontado a taxa de 12% a.a. o empreendimento acumula um valor positivo no montante acima;
- TIR – 20,7%, isso quer dizer que o fluxo de caixa do projeto, se fosse descontado até um VPL igual a zero traria essa taxa de retorno;
- *pay-back* – conforme apresentado na figura 9, gráfico da análise do fluxo de caixa, o *pay-back* da melhor alternativa acontecerá em meados de 2015, ou seja, em aproximadamente 5 anos a partir do início das atividades.

Valor mínimo por tCO<sub>2</sub>e - O Crédito de Carbono deverá ser comercializado a um valor de € 11,23 por tonelada equivalente de CO<sub>2</sub> para obter uma TIR = 12%, obtendo-se um retorno do investimento (*pay-back*) a partir do 7º ano. Nesta situação se obtêm como resultado um VPL final igual a zero (VPL=0 ; Lucro zero).

---

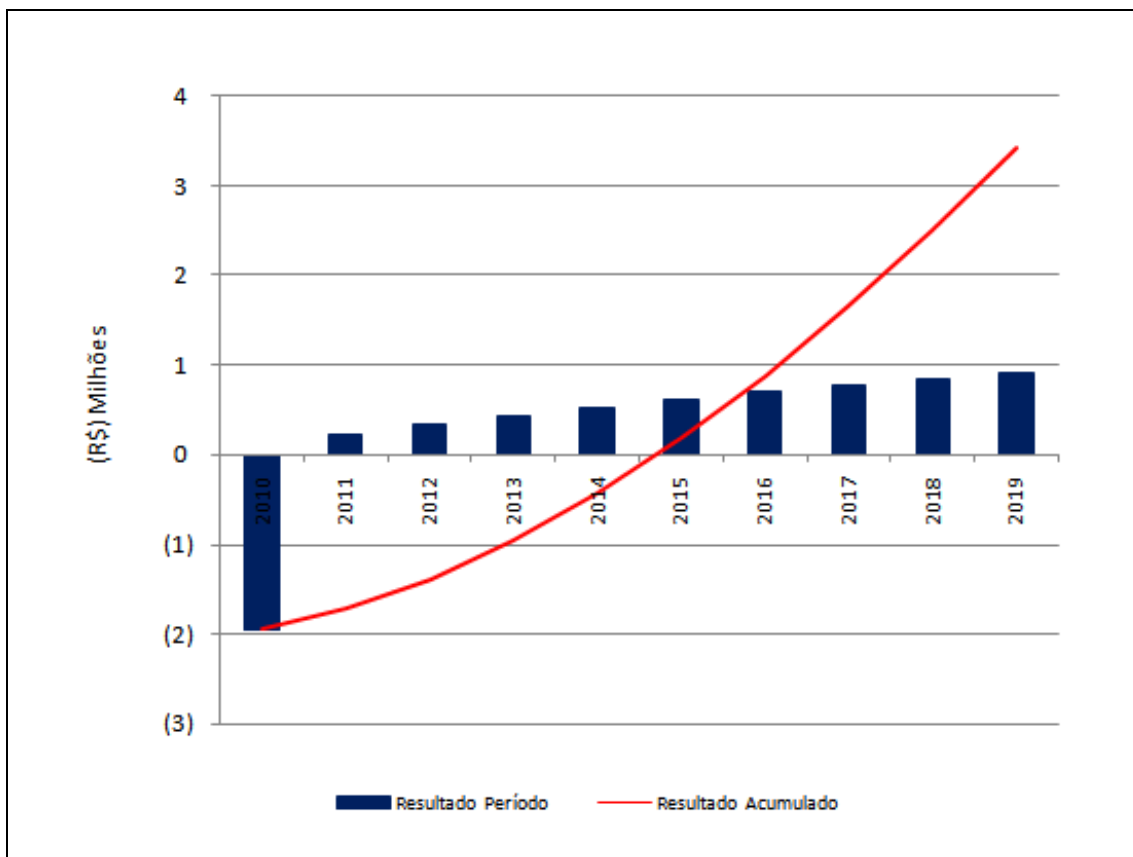


Figura 11: Gráfico da análise de fluxo de caixa.

## 11. CONCEPÇÃO DO NEGÓCIO

As especificações abordadas neste documento permitem estabelecer diretrizes para orientação do município ou às empresas interessadas no uso do biogás produzido no Aterro Sanitário de Contagem para queima e geração de energia elétrica.

Em relação aos benefícios econômicos, os municípios, concessionárias e/ou investidores privados do aterro poderão receber pelo fornecimento de energia elétrica para a rede de energia local ou venda direta a consumidores e pela venda de créditos de carbono obtidos com a certificação do projeto.

Tabela 22: Análise de Investimento do Fluxo de caixa.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
(+) Receitas Operacionais	2.039.521	5.743.201	5.954.683	6.160.186	6.362.331	6.563.019	6.763.664	6.965.352	7.168.932	7.375.092
(-) Tributos e Encargos Variáveis	67.200	279.552	290.734	302.363	314.458	327.036	340.118	353.722	367.871	382.586
(-) Gastos Operacionais	2.685.869	3.285.884	3.320.762	3.360.157	3.404.251	3.453.231	3.507.292	3.566.638	3.631.480	3.702.037
Custos Variáveis de Operação	999	2.077	2.160	2.247	2.337	2.430	2.527	2.628	2.733	2.843
Custos Fixos de Operação	1.410.761	1.476.790	1.545.460	1.616.878	1.691.152	1.768.397	1.848.731	1.932.279	2.019.169	2.109.535
Despesas de Manutenção	571.607	1.104.514	1.148.695	1.194.642	1.242.428	1.292.125	1.343.810	1.397.563	1.453.465	1.511.604
Juros Financiamento	702.502	702.502	624.446	546.391	468.335	390.279	312.223	234.167	156.112	78.056
(=) Resultado Operacional	-713.548	2.177.766	2.343.187	2.497.665	2.643.622	2.782.751	2.916.255	3.044.992	3.169.581	3.290.469
IR + CSLL	0	581.641	625.974	667.374	706.491	743.777	779.556	814.058	847.448	879.846
Investimento Inicial	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744
Investimento Anual	186.089	329.093	342.256	355.947	370.184	384.992	400.392	416.407	433.063	450.386
Resultado Período	-1.940.381	226.288	334.213	433.600	526.203	613.238	695.563	773.782	848.326	919.493
Resultado Acumulado	-1.940.381	-1.714.093	-1.379.881	-946.280	-420.078	193.160	888.723	1.662.506	2.510.831	3.430.324

Fonte: ENGEPIO, 2009



Conforme já detalhado, os créditos de carbono obtidos com o projeto de desgaseificação do aterro com geração de energia elétrica são devidos à:

- emissões de CH<sub>4</sub> evitadas:
  - por meio da combustão no motor de geração de energia elétrica;
  - pela destruição em tocha do gás excedente, não utilizado na geração de energia.
- deslocamento do despacho em função da energia local gerada.
- quanto à maneira de implantar o projeto:
  - execução pela própria prefeitura, executando todas as etapas, investimentos e operação do projeto, sendo que para tal, é possível contar com serviços de projeto e consultoria, e fornecedores de serviços, materiais e equipamento, e que a operação propriamente dita, pode ser efetuada com pessoal próprio ou terceirizada (modelo similar ao utilizados para a implantação e operação de aterros, assim como para o monitoramento, certificação e a comercialização dos créditos de carbono);
  - outorga de concessão do uso do biogás produzido no aterro para empresa (autarquia, mista, PPP ou empresa privada), com a finalidade de projetar, licenciar, implantar, operar, manter, monitorar a redução de emissões de metano e a respectiva comercialização.

De uma maneira geral, os municípios de pequeno e médio porte não possuem capacitação técnica e gerencial para a implantação deste tipo de projeto e, portanto, a maneira recomendada é a Concessão da exploração e uso do gás, como a definição de uma forma contratual de remuneração ao município, normalmente atrelada a receita do projeto: créditos de carbono e geração de energia.

---

## 12. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

O estudo de pré-viabilidade técnica econômica e ambiental da implantação de um sistema de aproveitamento energético de biogás gerado no Aterro Sanitário do Município de Contagem – MG apresenta taxas de retorno atrativas.

O estudo realizado analisou financeiramente o resultado do projeto para os próximos 10 anos, porém, conforme apresentado no Capítulo 7 – “Avaliação do projeto como atividade do MDL”, o aterro de Contagem, se receber resíduos até o final de sua vida útil prevista, garantirá uma produção de gás suficiente para operar a plena carga até 2019 e com um módulo de geração de energia até o ano de 2024, aproximadamente.

Mesmo que as variáveis e indicadores utilizados neste estudo possam contemplar uma variação e, portanto, o projeto apresentar atratividade menor que as taxas e receitas obtidas neste estudo, o projeto se demonstra viável.

Como próximas etapas, recomendamos:

- consolidar com o município de Contagem as informações sobre o aterro (vide diagnóstico apresentado no Relatório 1: “Identificação do Potencial de Geração de Gás Metano e Energético e Definição do Melhor Tipo de Aproveitamento para os Aterros Sanitários de Betim, Contagem e Uberlândia”);
- definir a forma institucional de implantar o projeto;
- efetuar os projetos, contratações, compras e implantação em função da forma institucional selecionada.

Destacamos que a curva de geração de gás e o potencial de gás que viabiliza o projeto decaem ano a ano e, portanto, quanto mais rápido o projeto for implantado, maior será a sua rentabilidade e mais cedo a geração de recursos para o Município de Contagem.

---

## **ANEXOS**

**Anexo A.1 – Anteprojeto do sistema de captação, geração de energia e queima de biogás atual.**



### LEGENDA

- 50 NÚMERO DO CRIBO
- ÁREA DE CAPTAÇÃO DO CRIBO
- ANTENA
- COLETOR PRINCIPAL

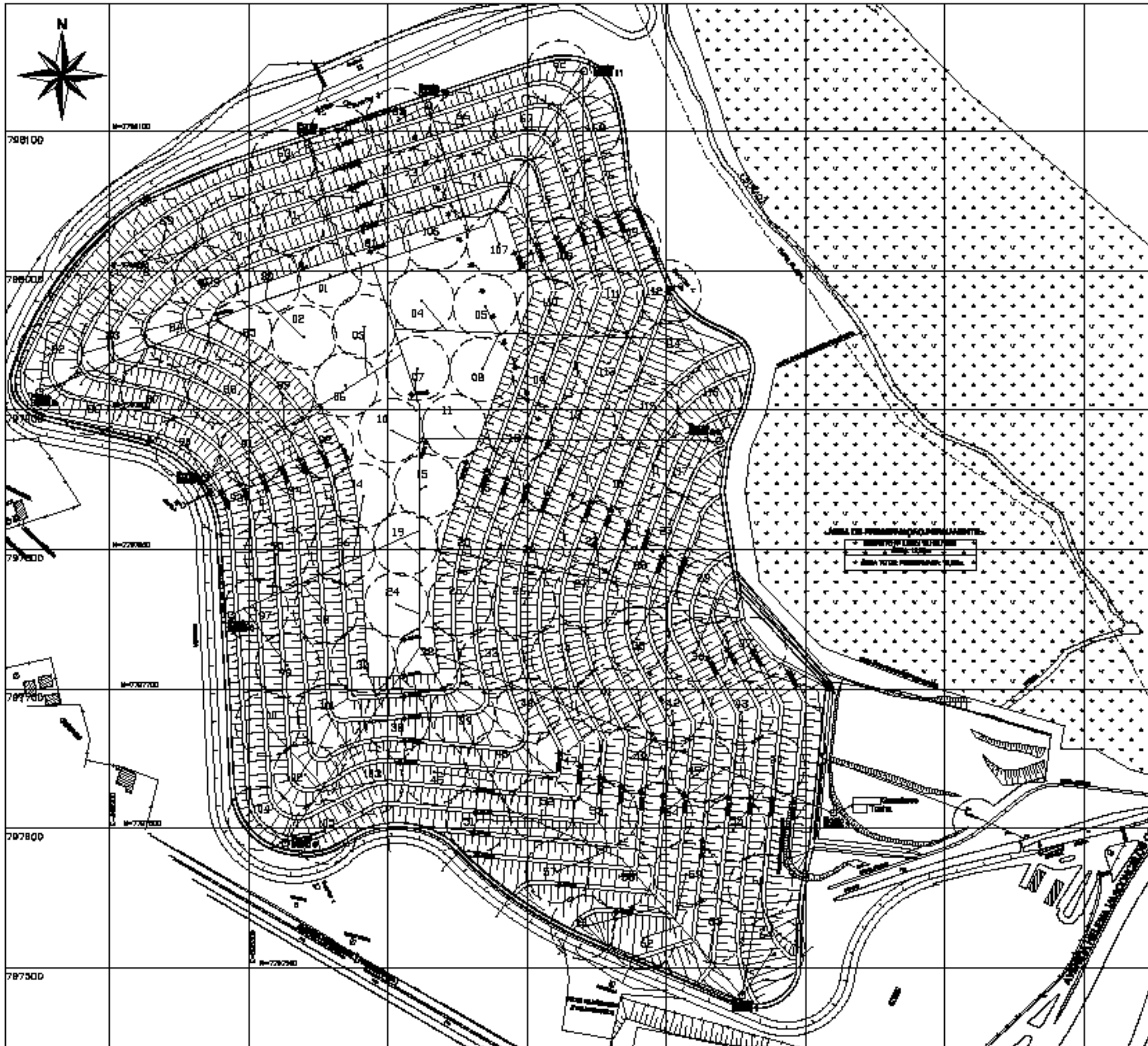
### NOTAS

#### DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- LEVANTAMENTO PLANIMÉTRICO ORTOFOTOAERIAL DO ATERRO SANITÁRIO DE CONTAGEM / MG ( SITUAÇÃO EXISTENTE EM SETEMBRO DE 2008 )

DATA	REVISÃO	PROPOSTA	REVISÃO ANTERIOR	PROPOSTA
 <p> <b>ENGENHARIA AMBIENTAL</b>            Rua João Antônio, 400 - Porto Alegre - RS            Fone: (51) 3349-4200         </p>				
<b>ANTEPROJECTO DO SISTEMA DE CAPTAÇÃO, SEPARAÇÃO DE SÓLIDOS E CRISELA DE SÓLIDOS</b> <b>ATERRO DO MUNICÍPIO DE CONTAGEM - ÁREAS ÚRSULAS</b> <b>ESTAÇÃO DE SERVIÇOS</b> Cotação nº: 001/19/2008				
PROPOSTA TÉCNICA		REVISÃO	TIPO	
Título: ATERRO DE SÓLIDOS		01	PROJETO	
CONTRATOR		CLIENTE	PROJETO	
<b>feam</b> Engenharia Ambiental Rua João Antônio, 400 - Porto Alegre - RS Fone: (51) 3349-4200		Governo do Estado de Mato Grosso Sistema Estadual de Meio Ambiente Fundação Estadual de Meio Ambiente R. República, 200 - Centro, São Helena - MT - Brasil	20	01

**Anexo A.2 – Anteprojeto do sistema de captação, geração de energia e queima de biogás no encerramento.**



**LEGENDA**

- 50 NÚMERO DO DRENHO
- ÁREA DE CAPTAÇÃO DO DRENHO
- ANTEMA
- COLETOR PRINCIPAL

**NOTAS**

DOCUMENTO DE REFERÊNCIA:  
 - PROJETO EXECUTIVO DO ATERRO SANITÁRIO  
 BARRIO PERDIDAS  
 PLANTA: DORRECTORIA FINAL DO ATERRO SANITÁRIO

ESCA	ESCALA	PROJEÇÃO	COORDENADAS UTM	PROJEÇÃO
		INGENIERIA S.A. Rua João Pinheiro, 400 - Porto Alegre - RS Fone: (51) 3399-4200		
<b>ANEXO DO SISTEMA DE DRENAGEM, SINALIZAÇÃO DE BARRIOS E CERRADA DE BARRIOS</b> <b>ATERRO DO MUNICÍPIO DE CONTADOR - BARRIO PERDIDAS</b> <b>SINALIZAÇÃO FINAL</b> Cotação nº: 001/17/1992				
PROJEÇÃO TÉCNICA	PROJEÇÃO	DATA	PROJEÇÃO	PROJEÇÃO
PROJEÇÃO	PROJEÇÃO	PROJEÇÃO	PROJEÇÃO	PROJEÇÃO
PROJEÇÃO	PROJEÇÃO	PROJEÇÃO	PROJEÇÃO	PROJEÇÃO
<b>feam</b> Serviço de Engenharia de Meio Ambiente Engenharia de Meio Ambiente Engenharia de Meio Ambiente R. Magalhães, 400 - Contador, São Leopoldo - RS - Brasil		PROJEÇÃO	PROJEÇÃO	PROJEÇÃO

**Anexo B – Proposta de fornecimento STEMAC.**



1 / 14



**PROPOSTA DE FORNECIMENTO**

**Porto Alegre, 4 de novembro de 2009.**

**REF.: FPR – 14164/2009  
N.º S. O. FPR – 029337/2009 REV.01**

**CLIENTE: ENGEBIO**

**CIDADE/ESTADO: PORTO ALEGRE / RS**

**OBRAS: ATERRO CONTAGEM / MG**

**PRODUTO: DOIS (02) GRUPOS GERADORES A BIOGÁS DE 1770 KVA /  
1416 kW (REGIME BASE LOAD)**

- MOTOR: GE JENBACHER - MODELO: JGS 420**
- GERADOR: BRUSHLESS**
- PAINEL DE CONTROLE LOCAL E DO GRUPO GERADOR PARA  
FUNCIONAMENTO PARALELO**



## ÍNDICE

	Página
1. ESCOPO DE FORNECIMENTO .....	03
2. SISTEMA DE ARREFECIMENTO .....	05
3. SISTEMA DE LUBRIFICAÇÃO.....	05
4. PAINEL DE COMANDO.....	06
5. SISTEMA DE FORÇA .....	10
6. NOTAS E EXCLUSÕES .....	11
7. CONDIÇÕES TÉCNICAS .....	12
8. CONDIÇÕES COMERCIAIS .....	13



## 1. ESCOPO DE FORNECIMENTO

### 1.1. CONFIGURAÇÃO BÁSICA:

DOIS (02) GRUPOS GERADORES STEMAC a BIOGÁS, para funcionamento paralelo, na potência de 1770 kVA / 1416 kW (Base Load), fator de potência 0,8, 480/277 V - 60 Hz, 1800 rpm, painel de controle local e do grupo gerador, acessórios, com sistema de força, conforme descrição:

### 1.2. CARACTERÍSTICAS:

O conjunto é constituído por um motor movido a biogás diretamente acoplado a um gerador síncrono sem escovas. Todos os componentes são montados sobre um skid único e seu sistema de arrefecimento, tanto das camisas como do circuito auxiliar é feito através de radiador remoto.

#### 1.2.1. MOTOR A BIOGÁS:

- Marca: GE JENBACHER;
- Modelo: JGS 420;
- Potência Bruta: 1966 BHP, conforme ISO 3046;
- Rotação: 1800 rpm;
- Cilindrada: 61,1 litros;
- Taxa de compressão: 12,5:1;
- Aspiração: Turbo-alimentado com pós-arrefecedor (Intercooler), combustão rica em oxigênio, 4 tempos, 20 cilindros em "V";
- Arrefecimento: Através de radiador remoto;
- Filtros: Para ar a seco e para óleo lubrificante;
- Sistema de governo: Eletrônico;
- Sistema elétrico: 24 Vcc, com alternador para carga das baterias;
- Sistema de proteção: Por alta temperatura da água de arrefecimento, baixa pressão do óleo lubrificante e sobrevelocidade, provocando parada no motor em tais casos;
- Sistema de lubrificação: Com capacidade total de 737 litros;
- Características do Pistão: Diâmetro 145 mm;  
Curso 185 mm;  
Velocidade 11,1 m/s.

**1.2.2. GERADOR:**

- Tipo: Alternador síncrono, trifásico, brushless;
- Excitação: Excitatriz rotativa sem escovas;
- Regulação: Regulador eletrônico de tensão para  $\pm 0,5\%$ ;
- Potência: 1770 kVA em regime Base Load;
- Tensão: 480/277 V;
- Frequência: 60 Hz;
- Ligação: Estrela com neutro acessível;
- Número de polos / rpm: 4 / 1800;
- Grau de proteção: IP 21;
- Classe de isolamento: H;
- Refrigeração: Ventilador centrífugo montado no próprio eixo.

**1.2.3. BASE METÁLICA:**

Estrutura de aço soldada para acomodar o motor, o gerador e demais acessórios.

**1.2.4. ACESSÓRIOS:**

- Dois (02) conjuntos de duas (02) baterias chumbo-ácido 12 Vcc - 220 Ah com cabos, terminais e suporte;
- Dois (02) silenciadores standard;
- Dois (02) segmentos elásticos;
- Um (01) conjunto de manuais técnicos.

**1.2.5. PINTURA:**

**Qualidade:** Primeira camada resistente a óleo e acabamento em verniz de resina sintética.

**Cor:**

- Motor: Verde - RAL 6018;
- Base: Verde - RAL 6018;
- Gerador: Verde - RAL 6018;
- Módulo de Interface: Cinza claro - RAL 7035;
- Painel DIANE: Cinza claro - RAL 7035.

**1.2.6. COMPOSIÇÃO DA EMBALAGEM:**

- GMG: skid metálico próprio para transporte protegido contra intempéries por lona plástica;
- Quadro: revestimento com papelão corrugado e engradado em madeira;
- Acessórios: embalados em caixa de madeira.



## 2. SISTEMA DE ARREFECIMENTO

### 2.1. RADIADOR REMOTO (TIPO HORIZONTAL):

O radiador é responsável pela rejeição de calor gerado pelos sistemas de refrigeração dos motores (aftercooler, água de camisa e óleo lubrificante).

O módulo das serpentinas será montado em sistema de "gaveta" extraível, possibilitando a remoção das mesmas durante o processo de manutenção.

As serpentinas serão aletadas em alumínio corrugado, fixadas em tubos de cobre mediante expansão mecânica, curvas e coletores em cobre e cabeceira em alumínio.

As conexões hidráulicas dos radiadores serão do tipo flangeada, padrão ASME.

O gabinete do radiador será construído em chapas e perfis de aço carbono, tratados por jateamento com pintura de fundo com uma demão de tinta Epóxi pigmentada com alumínio e pintura de acabamento com duas demãos de Esmalte Sintético.

Os ventiladores serão do tipo tubo-axiais diretamente acoplados aos motores elétricos.

### 2.1.1. COMPLEMENTOS PARA O SISTEMA DE ARREFECIMENTO:

- Bombas de circulação de água dos circuitos "HT" e "LT";
- Tanques de expansão para os circuitos "HT" e "LT";
- Válvulas termostáticas para os circuitos "HT" e "LT".

## 3. SISTEMA DE LUBRIFICAÇÃO

### 3.1. SISTEMA DE LUBRIFICAÇÃO DO MOTOR:

Composição:

Sistema automático de reposição de óleo lubrificante, incluindo os seguintes componentes:

- Válvula tipo bóia na linha de alimentação de óleo lubrificante, com visor de vidro para inspeção;
- Sistema elétrico de monitoramento para proteção de nível "mínimo" e "máximo" de óleo lubrificante;
- Válvula solenóide na linha de alimentação de óleo lubrificante ativada somente durante o funcionamento do motor;
- Válvula para by-pass manual durante o processo de enchimento de óleo.

**Drenagem do óleo:**

- Através de registro montado no skid;

**Armazenamento de Óleo Lubrificante:**

- Cáter com capacidade de armazenamento de 437 litros de óleo;
- Tanque de 300 litros, adicional ao cáter, para aumento do período entre trocas de óleo.

**Bomba de pós-arrefecimento:**

- Montada na base do skid usado no pós-arrefecimento do "turbo-charger". O período de operação da bomba é de 15 minutos após a parada do motor.

6 / 14



- Consiste de:
  - Bomba de óleo 250W, 480/277V;
  - Filtro de óleo;
  - Tubulações necessárias.

### 3.1.1. COMPLEMENTOS PARA O SISTEMA DE LUBRIFICAÇÃO:

Fazem parte do sistema de armazenamento os seguintes itens:

- Dois (02) tanques de óleo lubrificante de 1000 litros metálicos, aéreos, cilíndricos e horizontais, com chave bóia para controle de níveis – NMA / NA / NB / NMB.

## 4. PAINEL DE COMANDO

### 4.1. PAINEL DE CONTROLE LOCAL DO GRUPO GERADOR:

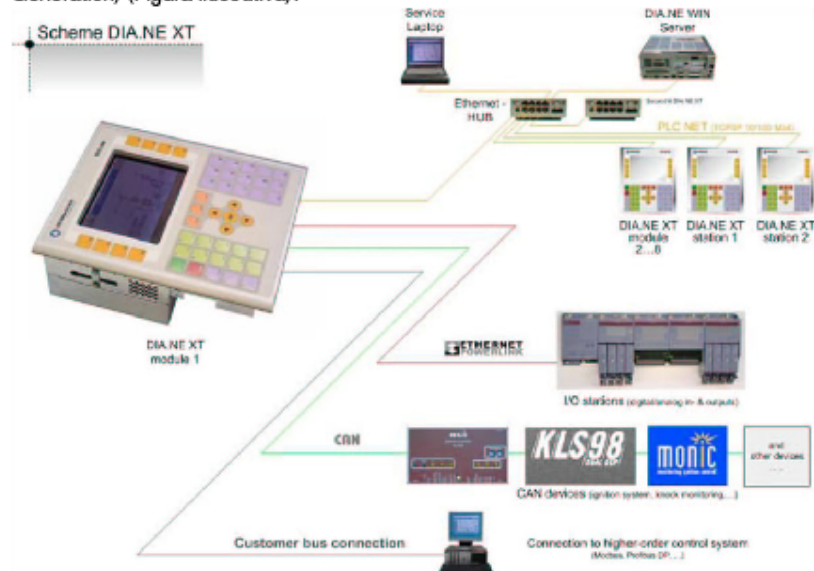
#### Dimensões:

- Altura: 2200 mm;
- Largura: 800 mm;
- Profundidade: 600 mm.

#### Valores nominais:

- Tensão de alimentação do motor de partida e das baterias do painel de controle: 24 Vcc;
- Alimentação de auxiliares: 480/277 Vca, trifásico, 60 Hz.

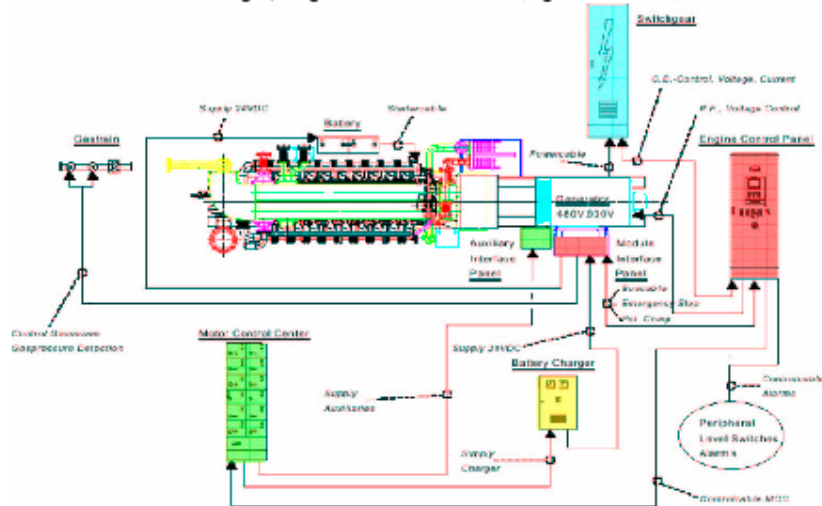
Sistema de controle dos grupos geradores (DIA.NE XT - Dialog Network New Generation) (Figura ilustrativa):



7 / 14



Sistema de controle dos grupos geradores e auxiliares (Figura ilustrativa):



#### Visualização:

- Display gráfico colorido (4,5" QVGA TFT);
- Teclado numérico para entrada de parâmetros;
- Teclas para partida/parada, abertura e fechamento de disjuntor, teclas de seleção e funções especiais.

#### Interfaces:

- Ethernet (cabo par trançado) para conexão ao servidor DIA.NEXT;
- CAN-Bus: conexão aos sensores inteligentes e atuadores;
- Conexão de dados do controlador de entradas e saídas.

#### Display principal:

- Medições elétricas do gerador e da tensão de excitação;
- Circuitos de óleo e arrefecimento do motor, com informação de pressão e temperatura do óleo, pressão e temperatura do sistema de arrefecimento;
- Temperatura dos gases de escape em uma coluna gráfica que também mostra a temperatura média;
- Controle principal do grupo gerador;
- Controle módulo auxiliar;
- Sincronismo;
- Informações operacionais, horas de operação, horas de serviço, número de partidas, consumo ativo (kWh), consumo reativo (kVarh) e histórico de parâmetros operacionais;
- Controle de display: hora, senha, brilho, contraste, diagnóstico.

**Arquivo de configuração (Receita):**

- Ajustes, visualização e armazenamento dos parâmetros de configuração.

**Gerenciamento de alarme:**

- Instrumentação de diagnóstico eficiente listando todas as mensagens de falha em forma de tabela cronológica, com horário gravado.

**Módulo de Controle dos grupos geradores e auxiliares:**

- Um sistema de controle industrial em tempo-real, que gerencia todas as tarefas e controla o sequenciamento do motor (preparação de partida, partida, parada, sincronismo, pós-arrefecimento, controle de auxiliares).

**Funções de controle:**

- Controle de velocidade sem carga e em modo ilha;
- Set-point da potência de saída para operação em paralelo com a concessionária;
- Sistema LEANOX para controle de pressão do turbo;
- Controle de detonação: ajustando o ponto de ignição, potência de saída e a temperatura da mistura no caso de ocorrer detonação;
- Divisão de cargas entre os grupos geradores quando em modo ilha;
- Redução linear da potência de saída em caso de temperatura excessiva da mistura e falha na ignição;
- Relés de interface;
- Multitransdutor, para medição das seguintes variáveis elétricas do gerador:
  - Corrente de fase;
  - Corrente de neutro;
  - Tensão fase/fase e fase/neutro;
  - Potência ativa;
  - Potência reativa;
  - Potência aparente;
  - Fator de potência;
  - Frequência.
- Um sinal analógico adicional (0 – 20 mA) é disponibilizado para potência ativa (kW), bem como um sinal de saída para consumo ativo (kWh).

**Proteções elétricas:**

- Sobrecarga/curto circuito [51], [50];
- Sobretensão [27];
- Subtensão [59];
- Tensão assimétrica [64], [59N];
- Desequilíbrio de corrente [46];
- Falha na excitação [40];
- Sobrefrequência [81>];
- Subfrequência [81<].

**Proteções do motor:**

- Baixa pressão do óleo lubrificante;
- Baixo nível do óleo lubrificante;





- Alto nível do óleo lubrificante;
- Alta temperatura do óleo lubrificante;
- Baixa pressão da água das camisas;
- Alta pressão da água das camisas;
- Alta temperatura da água das camisas;
- Sobrevelocidade;
- Parada de emergência;
- Falha no rack de gás;
- Falha de partida;
- Falha de parada;
- Partida do motor bloqueada;
- Operação do motor bloqueada;
- Falha na ignição do motor;
- Alta temperatura da mistura;
- Falha de sinal.

**Funções de comando:**

- Chave seletora:
  - Off – nenhuma operação é possível;
  - Manual – operação em modo manual é permitida (partida e parada), unidade não disponível para trabalho totalmente automático;
  - Automático – operação totalmente automática, de acordo com o sinal remoto de demanda;
  - Partida automática – operação totalmente automática com carga total;
  - Parada com resfriamento por 1 minuto – operação continua dos auxiliares por 5 minutos até a parada do grupo gerador.
- Chaves de demanda com as posições:
  - Demanda off;
  - Demanda on;
  - Demanda remota;
  - Dispositivo de desconexão de auxiliares.

**Sinais remotos (Contatos livres de tensão):**

- Pronto para partida automática (para o controle Master): 1 NA
- Operação (motor em funcionamento): 1 NA
- Sinal de desligamento: 1 NF
- Sinal de alarme: 1 NF
- Demanda do motor (do Controle Master): 1 NA

**Sincronismo Automático:**

Sincronização automática do grupo gerador através de controlador lógico programável (CLP), integrado com o módulo de controle do painel, consistindo de:

- Chave seletora de modo de sincronismo, com posições Manual – Desligado – Automático.
- Automático: Sincronismo automático, após liberação do sincronismo no painel de controle.

10 / 14



- Manual: Sincronismo manual através de botoeira. Ajuste de velocidade e fechamento do disjuntor automático controlado pelo CLP.
- Desligado:
  - Sincronização não disponível;
  - Dispositivo de sincronismo automático para controlar o governador eletrônico de velocidade, duplo voltímetro, duplo frequencímetro e sincronoscópio;
  - Equalização automática de tensão.

#### 4.1.1. PAINEL DE INTERFACE:

##### Dimensões:

- Altura: 1000 mm;
- Largura: 800 mm;
- Profundidade: 300 mm.

Painel totalmente fechado (IP54), com porta frontal, cabos e terminais, pronto para operar, pintado na cor RAL 7035.

O painel é alimentado pelas baterias de partida e distribui a alimentação proveniente do PSA para os equipamentos instalados no motor.

##### Componentes do painel:

- Terminais de conexão;
- Entradas e saídas para controle do motor, conectado ao painel de controle do grupo gerador por um barramento de comunicação;
- Sensor de velocidade;
- Relés, contatos, fusíveis e controle de válvulas e auxiliares;
- Transdutor para medição de tensão da excitação.

#### 4.2. RETIFICADOR DE BATERIAS:

Para manter a(s) bateria(s) de partida e comando do Grupo Gerador em um nível de flutuação desejável é utilizado um retificador automático com as seguintes características:

- Corrente de saída, máxima: 5 A;
- Tensão de carga: 24 Vcc;
- Tensão de entrada: 220 a 277 Vca, a ser disponibilizado pelo cliente.



## 5. SISTEMA DE FORÇA

### 5.1. CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE FORÇA EM BAIXA TENSÃO:

#### 5.1.1. PAINEL DE PROTEÇÃO:

Dois (02) painéis de proteção do grupo gerador e alimentação do sistema de auxiliares, contendo um (01) disjuntor tripolar, fixo e motorizado, para conexão, na capacidade de 2500 A. Dotado de canaleta plástica para fiação de comando e placa de metálica para proteção contra contatos acidentais, montado em caixa autoportante.

### 5.2. CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE FORÇA EM MÉDIA TENSÃO:

#### 5.2.1. TRANSFORMADOR ELEVADOR A ÓLEO:

Dois (02) transformadores elevadores de 2000 kVA de potência, classe 13,8 kV.

#### 5.2.2. CHAVE SECCIONADORA:

Duas (02) chaves seccionadoras de parede, tripolares, para abertura sob carga, classe 13,8 kV, na capacidade de 400A, dotadas de contatos auxiliares para sinal de abertura e fusíveis HH para proteção, na capacidade de 100 A.

#### 5.2.3. CHAVE DE TRANSFERÊNCIA:

Formada por dois (02) disjuntores tripolares, fixos, motorizados, com abertura e fechamento dos polos através de molas pré-carregadas, bem como TPs e TCs, e demais acessórios, classe de isolamento de 13,8 kV.

## 6. NOTAS E EXCLUSÕES

### 6.1. NOTAS:

- Óleo Lubrificante: Recomendamos a utilização de óleos lubrificantes, conforme indicado no Manual de Operação e Manutenção do motor. É importante usar óleos especificamente formulados para motores a gás, com teor de cinzas indicado pelo fabricante. A não utilização do óleo lubrificante indicado pode causar sérios danos ao motor;
- Ventilação da Sala dos GMGs: os ventiladores de aspiração de ar da sala fazem parte dos materiais de instalação dos equipamentos. A empresa responsável pelos materiais e serviços de instalação deverá dimensionar o sistema de ventilação de acordo com as recomendações do fabricante do grupo gerador;
- O cliente deverá disponibilizar um ramal de alimentação de auxiliares na tensão de 480/277V junto a sala do grupo gerador;



- O motor ofertado possui um consumo de combustível de 3538kW. Estimando que o Biogás disponível possui na sua composição 55% de CH<sub>4</sub> e 45% de CO<sub>2</sub>, seu Poder Calorífico Inferior (PCI) será de aproximadamente 5,1kWh/Nm<sup>3</sup>. Com esse Biogás o consumo de combustível de cada grupo gerador será de aproximadamente 694Nm<sup>3</sup>/h a plena carga;
- O cliente deverá implementar um sistema de filtragem do Biogás para reduzir os compostos de enxofre a no máximo 0,1%. Outras substâncias nocivas ao motor, também encontradas neste tipo de combustível, deverão ser filtradas, tais como: hidrocarbonetos pesados, líquidos, materiais particulados, compostos de silício e hidrocarbonetos clorados;
- Potência definida pelo cliente;
- A pressão mínima do biogás na admissão do motor deve ser na faixa de 200mbar, com variação máxima de 10%;
- O fornecimento limita-se ao descrito na proposta;
- Enviaremos posteriormente proposta para manutenção e operação do equipamento;

#### 6.2. EXCLUSÕES:

Excluem-se do presente orçamento todos os itens referentes à:

- Materiais e serviços necessários para instalação dos equipamentos;
- Sistema de captação, filtragem, tratamento, compressão e regulagem de pressão do Biogás;
- Filtro de gás para líquidos e particulados;
- Obras civis e transporte vertical;
- Sistema de combate a incêndio da Usina;
- SPDA e Aterramento da Usina;
- Licença ambiental, liberações junto aos órgãos estaduais e federais, estudos de impacto ambiental;
- Tratamento acústico para o grupo gerador.

## 7. CONDIÇÕES TÉCNICAS

#### 7.1. ENTREGA TÉCNICA:

Após a entrega do equipamento e em conformidade com as condições comerciais/contratuais previamente ajustadas, nossa equipe técnica, mediante agendamento do cliente, coloca o equipamento em funcionamento pela primeira vez.

Entende-se por Entrega Técnica o deslocamento e presença do nosso técnico especializado no local de funcionamento da unidade, em dias úteis no horário comercial, para realizar as seguintes tarefas:

- a) Fazer funcionar o equipamento pela primeira vez, esta atividade compreende execução dos testes de funcionamento, incluindo testes sem carga e com carga. Os testes com carga somente serão realizados se a mesma for disponível na data da primeira partida, para tanto o Grupo Gerador deverá estar munido de todos os itens necessários à sua operacionalidade, tais como: biogás, óleo lubrificante, etc.

13 / 14



b) Fornecer instruções completas ao operador, para permitir um perfeito funcionamento do Grupo Gerador.

As despesas de deslocamento, estada e alimentação do técnico correrão por conta da STEMAC S/A.

#### **7.2. GARANTIA:**

Entende-se por garantia a obrigatoriedade da STEMAC S/A de substituir todos os componentes que comprovadamente tenham defeitos de fabricação ou montagem.

Serão cobradas despesas de deslocamento, estada e alimentação do técnico, base STEMAC Filial Curitiba/PR.

#### **7.3. PRAZO DE GARANTIA:**

Doze (12) meses após a data da Entrega Técnica, desde que esta seja solicitada/executada em até noventa (90) dias após a data de emissão da Nota Fiscal de embarque. Caso a solicitação/execução ultrapasse os noventa (90) dias e/ou não seja realizada pela STEMAC S/A ou seus credenciados, o prazo de garantia começará a vigorar a partir da data de emissão da Nota Fiscal de embarque.

Demais condições estão expressas no Termo de Garantia inserido no Manual de Operação e Manutenção dos Grupos Geradores.

#### **7.4. ASSISTÊNCIA TÉCNICA:**

Mantemos a disposição de V.Sas. uma equipe técnica e peças sobressalentes, estrategicamente localizados em nossa matriz em Porto Alegre/RS e nas filiais, assegurando pronto atendimento e absoluta confiabilidade aos nossos serviços STEMAC.

Certos da boa acolhida da nossa oferta colocamo-nos a sua disposição para quaisquer esclarecimentos técnico/comerciais necessários.

14 / 14



## 8. CONDIÇÕES COMERCIAIS

### 8.1. COMPOSIÇÃO DO PREÇO:

8.1.1. DOIS (02) GRUPOS GERADORES STEMAC a BIOGÁS de 1770 kVA / 1416 kW, 480/277 V - 60 Hz, 1800 rpm, painel de controle local e do grupo gerador, para funcionamento paralelo, acessórios para montagem dos grupos geradores, sistema de arrefecimento e sistema de lubrificação, conforme descrito nos itens 1, 2, 3 e 4 de nossa proposta técnica.

Total do item 8.1.1. .... € 1,656,430.00  
(Hum milhão, seiscentos e cinquenta e seis mil, quatrocentos e trinta Euros).

8.1.2. Sistema de força, conforme descrito no item 5 de nossa proposta técnica.

..... R\$ 517.720,00  
(Quinhentos e dezessete mil, setecentos e vinte Reais).

### 8.2. IMPOSTOS:

Os preços dos equipamentos ora ofertados estão com os impostos pertinentes inclusos, sendo 12% de ICMS e possuem alíquota de IPI de 0%, de acordo com a legislação vigente (Decreto Nº 6006/2006 – TIPI). A isenção da alíquota de IPI refere-se ao faturamento global deste pacote. Caso seja adquirido algum item em separado, a este deverá ser aplicado o regime tributário pertinente.

### 8.3. CONDIÇÕES DE PAGAMENTO:

Os preços dos equipamentos ora ofertados são para pagamento à vista e serão convertidos em Reais na data do pagamento pela taxa do Euro (Conforme PTAX BACEN).

### 8.4. PRAZO DE ENTREGA:

Cronograma a ser definido pela Stemac/Cliente, dependendo da disponibilidade em fábrica.

### 8.5. LOCAL DE ENTREGA:

Posto Contagem / MG, na plataforma do caminhão.

### 8.6. VALIDADE DA PROPOSTA:

Quinze (15) dias.

Certos da boa acolhida da nossa oferta colocamo-nos a sua disposição para quaisquer esclarecimentos técnico/comerciais necessários.

Atenciosamente,

\_\_\_\_\_  
RENAN LIMA ALVES  
STEMAC ENERGIA  
(51) 2131.3800

**Anexo C – Leiaute da usina.**





**Anexo D – Fluxo de Caixa Cenário 1 – Com Geração de Energia e Venda de  
Crédito de Carbono de €12,00**

## Geração de Energia + CO2 Equiv = € 12,00

	Viz. 2009	2009	2010	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>(+) Receitas Operacionais</b>	32.326.486			2.059.521	6.743.201	5.954.883	6.160.186	6.362.331	6.563.019	6.763.684	6.965.352	7.168.932	7.375.092
Venda de Energia	RS 15.788.272,14			672.000	2.705.520	2.907.341	3.028.854	3.144.580	3.270.383	3.401.178	3.537.225	3.678.714	3.825.852
Créditos de Carbono Tocha - Excesso Gerador	RS 2.818.771,91			49.500	311.839	411.300	500.500	581.700	658.613	736.445	792.055	854.178	913.188
Créditos de Carbono - Gerador	RS 13.004.950,54			1.349.582	2.400.125	2.400.125	2.400.125	2.400.125	2.400.125	2.400.125	2.400.125	2.400.125	2.400.125
Créditos de Carbono - Deslocamento	RS 712.461,88			68.450	138.918	138.918	138.918	138.918	138.918	138.918	138.918	138.918	138.918
<b>(-) Tributos e Encargos Variáveis</b>	1.578.627			67.200	279.552	290.794	302.383	314.458	327.036	340.118	353.722	367.871	382.586
<b>(-) Gastos Operacionais</b>	18.726.385			2.685.869	3.285.884	3.320.762	3.360.157	3.404.251	3.453.231	3.507.292	3.566.838	3.631.480	3.702.037
<b>Custos Variáveis de Operação</b>	12.176			999	2.077	2.160	2.247	2.337	2.430	2.527	2.628	2.733	2.843
<b>Custos Fixos de Operação</b>	9.444.043			1.410.761	1.475.795	1.545.480	1.616.878	1.691.152	1.768.597	1.848.791	1.932.279	2.019.169	2.109.835
Quadro de Pessoal Operação	4.318.058			690.000	686.400	713.856	742.410	772.107	802.991	835.111	868.515	903.258	939.386
Despesas Administrativas	1.099.142			168.000	174.720	181.700	188.977	196.630	204.590	212.874	221.077	229.020	236.116
Depreciação	4.026.843			562.761	615.670	649.305	685.400	722.500	761.008	801.047	842.888	885.964	931.033
Despesas de Manutenção	6.510.482			571.807	1.104.514	1.148.595	1.194.842	1.242.428	1.292.125	1.343.810	1.397.563	1.453.465	1.511.604
Juros Financiamento	2.755.885			702.502	702.502	624.448	546.391	468.335	390.279	312.223	234.167	156.112	78.056
<b>(=) Resultado Operacional</b>	12.015.454			(713.548)	2.177.788	2.343.187	2.497.885	2.643.622	2.782.751	2.916.255	3.044.562	3.168.581	3.290.469
<b>IR + CSLL</b>	3.381.369			0	581.841	625.574	667.374	706.491	743.777	779.556	814.958	847.448	878.846
<b>Investimento Inicial</b>	5.890.437	0	0	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744
Sistema de Captação+recobrimento	1.521.076			269.206	269.206	269.206	269.206	269.206	269.206	269.206	269.206	269.206	269.206
Tocha+ montagem e infraestrutura	482.450			85.388	85.388	85.388	85.388	85.388	85.388	85.388	85.388	85.388	85.388
Gerador	3.637.905			643.887	643.887	643.887	643.887	643.887	643.887	643.887	643.887	643.887	643.887
Projeto+ Certificação	236.918			42.265	42.265	42.265	42.265	42.265	42.265	42.265	42.265	42.265	42.265
<b>Investimento Anual</b>	7.834.337	0	0	1.228.833	1.369.837	1.383.001	1.396.691	1.410.929	1.425.736	1.441.136	1.457.151	1.473.868	1.491.130
Sistema de Captação	1.953.901			198.080	320.025	342.259	355.947	370.184	384.992	400.302	416.407	433.083	450.385
Projeto + Certificação	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contrapartida - Recursos Próprios	920.236	-	-	1.040.744	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização Financiamento	4.981.201	-	-	-	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744
<b>Resultado Período</b>	799.748	0	0	(1.940.381)	226.288	334.213	433.600	528.203	613.238	695.563	773.762	848.328	919.493
<b>Resultado Acumulado</b>	-	0	0	(1.940.381)	(1.714.093)	(1.379.881)	(946.280)	(420.078)	193.160	888.723	1.662.506	2.510.831	3.430.324

**Anexo E – Fluxo de Caixa Cenário 2 – Com Geração de Energia e VPL = 0**

## Geração de Energia + CO2 para VPL = 0

	VPL 2009	2009	2010	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>[+] Receitas Operacionais</b>	31.256.878			1.951.536	5.953.551	5.758.621	5.958.384	6.155.505	6.351.175	6.547.325	6.744.730	6.944.375	7.146.735
Venda de Energia	R\$ 15.798.272,14			672.000	2.705.520	2.907.341	3.023.854	3.144.580	3.270.383	3.401.178	3.537.225	3.678.714	3.825.862
Crédito de Carbono - Excesso Gerador	R\$ 2.655.544,19			48.315	201.580	384.838	468.307	544.263	614.368	670.708	741.123	790.219	854.434
Crédito de Carbono - Gerador	R\$ 12.168.208,95			1.169.167	2.338.334	2.338.334	2.338.334	2.338.334	2.338.334	2.338.334	2.338.334	2.338.334	2.338.334
Crédito de Carbono - Deslocamento	R\$ 696.851,01			64.054	128.109	128.109	128.109	128.109	128.109	128.109	128.109	128.109	128.109
<b>[-] Tributos e Encargos Variáveis</b>	1.578.627			67.200	279.552	290.734	302.363	314.468	327.038	340.118	353.722	367.871	382.586
<b>[-] Gastos Operacionais</b>	18.728.385			2.685.969	3.285.884	3.320.762	3.380.157	3.404.251	3.453.231	3.507.292	3.568.638	3.631.480	3.702.037
Custos Variáveis de Operação	12.178			999	2.077	2.160	2.247	2.337	2.430	2.527	2.628	2.733	2.843
Custos Fixos de Operação	9.444.043			1.410.781	1.478.790	1.545.460	1.618.878	1.691.152	1.768.397	1.848.731	1.932.279	2.019.189	2.109.535
Quadro de Pessoal Operação	4.318.058			650.000	688.400	713.850	742.410	772.107	802.001	832.111	862.515	893.256	924.385
Despesas Administrativas	1.090.142			168.000	174.720	181.700	188.977	196.538	204.398	212.574	221.077	229.920	239.116
Depreciação	4.025.843			582.781	615.670	640.895	665.460	722.509	781.008	801.047	842.688	885.984	931.033
Despesas de Manutenção	6.510.492			671.607	1.104.514	1.148.695	1.194.642	1.242.428	1.292.125	1.343.810	1.397.563	1.453.465	1.511.604
Juros Financiamento	2.759.885			702.502	702.502	624.446	548.391	488.335	390.279	312.223	234.187	156.112	78.056
<b>[*] Resultado Operacional</b>	10.951.864			(801.532)	1.988.115	2.147.125	2.295.863	2.436.696	2.670.958	2.689.316	2.824.430	2.945.025	3.062.116
<b>IR + CSLL</b>	3.117.326			0	830.815	873.429	813.291	651.008	687.093	721.578	754.947	787.287	818.647
<b>Investimento Inicial</b>	5.880.437	0	0	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744
Sistema de Captação+recobrimto	1.521.078			260.206	260.206	260.206	260.206	260.206	260.206	260.206	260.206	260.206	260.206
Tochas montagem e infraestrutura	482.450			85.388	85.388	85.388	85.388	85.388	85.388	85.388	85.388	85.388	85.388
Gerção	3.637.993			643.867	643.867	643.867	643.867	643.867	643.867	643.867	643.867	643.867	643.867
Projeto+ Certificação	238.916			42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285
<b>Investimento Anual</b>	7.834.337	0	0	1.326.833	1.389.837	1.383.001	1.396.891	1.410.929	1.425.736	1.441.136	1.457.151	1.473.808	1.491.130
Sistema de Captação	1.953.901			188.089	329.093	342.258	355.947	370.184	384.992	400.392	416.407	433.063	450.386
Projeto + Certificação	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contaspartida - Recursos Próprios	620.238	-	-	1.040.744	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização Financiamento	4.951.201	-	-	-	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744	1.040.744
<b>Resultado Período</b>	(0)	0	0	(2.028.365)	87.484	190.695	285.881	374.680	488.167	537.203	612.331	683.960	762.338
<b>Resultado Acumulado</b>		0	0	(2.028.365)	(1.940.902)	(1.750.207)	(1.464.326)	(1.089.646)	(631.439)	(94.236)	518.035	1.201.386	1.954.334

**Anexo F – Fluxo de Caixa Cenário 3 – Sem Geração de Energia e Venda de  
Crédito de Carbono de €12,00**

## Somente Tocha + CO2 Equiv = € 12,00

	VPL 2009	2009	2010	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>(*) Receitas Operacionais</b>	15.821.702			1.299.082	2.810.784	2.910.425	2.999.834	3.080.834	3.155.738	3.225.589	3.291.209	3.353.301	3.412.312
Venda de Energia	RS -			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Creditos de Carbono - queima somente Tocha	RS 2.816.771,91			49.500	311.839	411.300	500.500	581.700	658.613	726.445	792.085	854.178	913.188
Creditos de Carbono - queima somente Tocha	RS 13.004.930,54			1.249.582	2.499.125	2.499.125	2.499.125	2.499.125	2.499.125	2.499.125	2.499.125	2.499.125	2.499.125
Creditos de Carbono - Deslocamento	RS -			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>(-) Tributos e Encargos Variáveis</b>	-			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>(-) Gastos Operacionais</b>	12.348.560			1.727.329	2.044.279	2.099.473	2.158.313	2.220.945	2.287.616	2.358.190	2.433.127	2.512.500	2.596.485
Custos Variáveis de Operação	12.178			999	2.077	2.180	2.247	2.337	2.430	2.527	2.628	2.733	2.843
Custos Fixos de Operação	7.651.015			1.593.423	1.159.485	1.228.123	1.299.540	1.373.814	1.451.059	1.531.394	1.614.942	1.701.832	1.792.197
Quadro de Pessoal Operação	4.318.058			680.000	688.400	713.668	742.410	772.107	802.991	835.111	868.515	903.256	939.386
Despesas Administrativas	1.090.142			168.000	174.720	181.709	188.977	196.538	204.398	212.574	221.077	229.920	239.116
Depreciação	2.233.815			265.423	296.333	322.558	368.153	405.171	443.870	483.710	525.350	568.957	613.695
Despesas de Manutenção	3.314.947			309.510	559.352	581.726	604.995	629.194	654.362	680.537	707.758	736.089	765.511
Juros Financiamento	1.270.422			323.397	325.397	287.484	251.531	215.596	179.685	143.752	107.759	71.868	35.333
<b>(=) Resultado Operacional</b>	3.573.142			(428.287)	766.485	810.952	841.321	859.890	868.221	867.379	858.082	840.801	815.828
<b>IR + CSLL</b>	1.050.565			0	203.418	215.335	223.474	228.451	230.683	230.458	227.968	223.335	216.642
<b>Investimento Inicial</b>	2.707.062	0	0	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107
Sistema de Captação+recobrimento	1.521.078			289.208	289.208	289.208	289.208	289.208	289.208	289.208	289.208	289.208	289.208
Tocha+ montagem e infraestrutura	947.088			187.616	187.616	187.616	187.616	187.616	187.616	187.616	187.616	187.616	187.616
Geração	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Projeto+ Certificação	238.918			42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285
<b>Investimento Anual</b>	4.660.962	0	0	685.196	868.200	821.383	855.054	849.291	864.099	879.499	895.514	912.170	929.483
Sistema de Captação	1.953.901			185.080	329.093	342.256	355.947	370.134	384.992	400.392	416.407	433.053	450.388
Projeto + Certificação	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contrapartida - Recursos Próprios	427.774	-	-	479.107	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização Financiamento	2.279.287	-	-	-	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107
<b>Resultado Período</b>	(2.138.398)	0	0	(1.593.483)	(245.133)	(225.747)	(217.207)	(217.892)	(226.561)	(242.577)	(268.398)	(294.704)	(330.307)
<b>Resultado Acumulado</b>	-	0	0	(1.593.483)	(1.338.695)	(1.564.342)	(1.781.549)	(1.999.451)	(2.225.961)	(2.468.538)	(2.733.938)	(3.028.641)	(3.358.948)

**Anexo G – Fluxo de Caixa Cenário 4 – Sem Geração de Energia e VPL = 0**

## Somente Tocha + CO2 para VPL = 0

	VPL 2009	2009	2010	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>(+) Receitas Operacionais</b>	<b>18.888.836</b>			<b>1.532.649</b>	<b>3.316.173</b>	<b>3.433.754</b>	<b>3.539.004</b>	<b>3.634.805</b>	<b>3.723.178</b>	<b>3.806.568</b>	<b>3.883.009</b>	<b>3.956.265</b>	<b>4.025.887</b>
Venda de Energia	R\$ -			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Créditos de Carbono - queima somente Tocha	R\$ 3.323.281,81			58.400	387.675	485.257	500.507	688.308	774.880	857.068	954.511	1.007.767	1.007.500
Créditos de Carbono - queima somente Tocha	R\$ 15.343.374,55			1.474.249	2.945.497	2.948.497	2.948.497	2.948.497	2.948.497	2.948.497	2.948.497	2.948.497	2.948.497
Créditos de Carbono - Deslocamento	R\$ -			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>(-) Tributos e Encargos Variáveis</b>	<b>-</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>(-) Gastos Operacionais</b>	<b>12.248.580</b>			<b>1.727.328</b>	<b>2.044.279</b>	<b>2.099.473</b>	<b>2.158.313</b>	<b>2.220.943</b>	<b>2.287.518</b>	<b>2.358.190</b>	<b>2.433.127</b>	<b>2.512.550</b>	<b>2.596.485</b>
<b>Custos Variáveis de Operação</b>	<b>12.176</b>			<b>996</b>	<b>2.077</b>	<b>2.160</b>	<b>2.247</b>	<b>2.337</b>	<b>2.430</b>	<b>2.527</b>	<b>2.628</b>	<b>2.735</b>	<b>2.843</b>
<b>Custos Fixos de Operação</b>	<b>7.881.015</b>			<b>1.093.423</b>	<b>1.156.483</b>	<b>1.228.123</b>	<b>1.299.540</b>	<b>1.373.914</b>	<b>1.451.059</b>	<b>1.531.394</b>	<b>1.614.342</b>	<b>1.701.832</b>	<b>1.792.197</b>
Quadro de Pessoal Operação	4.318.055			680.000	686.400	713.858	742.410	772.107	802.901	835.111	868.515	903.258	939.388
Despesas Administrativas	1.080.142			168.000	174.720	181.709	188.977	196.638	204.395	212.674	221.077	229.920	239.116
Depreciação	2.233.815			265.423	298.333	332.558	368.153	405.171	443.670	483.710	525.360	568.657	613.695
Despesas de Manutenção	3.314.347			309.510	359.352	381.726	404.395	429.134	454.362	480.537	507.758	536.059	565.511
Juros Financiamento	1.270.422			323.397	323.397	287.464	251.531	215.598	179.885	143.732	107.799	71.886	38.953
<b>(*) Resultado Operacional</b>	<b>6.418.076</b>			<b>(194.680)</b>	<b>1.271.894</b>	<b>1.334.281</b>	<b>1.380.691</b>	<b>1.413.862</b>	<b>1.436.661</b>	<b>1.447.376</b>	<b>1.449.881</b>	<b>1.443.765</b>	<b>1.429.403</b>
<b>IR + CSLL</b>	<b>1.757.114</b>			<b>0</b>	<b>338.688</b>	<b>355.587</b>	<b>368.025</b>	<b>378.915</b>	<b>382.757</b>	<b>385.897</b>	<b>388.568</b>	<b>394.929</b>	<b>391.080</b>
<b>Investimento Inicial</b>	<b>2.707.062</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>479.107</b>	<b>479.107</b>	<b>479.107</b>	<b>479.107</b>	<b>479.107</b>	<b>479.107</b>	<b>479.107</b>	<b>479.107</b>	<b>479.107</b>	<b>479.107</b>
Sistema de Captação+recobrimento	1.521.075			289.206	289.206	289.206	289.206	289.206	289.206	289.206	289.206	289.206	289.206
Tochas+ montagem e infraestrutura	947.085			187.618	187.618	187.618	187.618	187.618	187.618	187.618	187.618	187.618	187.618
Gerção	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Projeto+ Certificação	238.915			42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285	42.285
<b>Investimento Anual</b>	<b>4.680.982</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>665.196</b>	<b>808.200</b>	<b>821.363</b>	<b>835.054</b>	<b>848.291</b>	<b>864.099</b>	<b>879.499</b>	<b>895.514</b>	<b>912.170</b>	<b>929.493</b>
Sistema de Captação	1.953.001			188.080	329.093	342.258	355.947	370.184	384.902	400.392	416.407	433.085	450.388
Projeto + Certificação	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contrapétida - Recursos Próprios</b>	<b>427.774</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>479.107</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Amortização Financiamento	2.279.287			-	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107	479.107
<b>Resultado Período</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(859.878)</b>	<b>134.827</b>	<b>187.330</b>	<b>177.613</b>	<b>187.655</b>	<b>188.805</b>	<b>181.981</b>	<b>167.799</b>	<b>146.665</b>	<b>118.850</b>
<b>Resultado Acumulado</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(859.878)</b>	<b>(795.049)</b>	<b>(577.718)</b>	<b>(408.105)</b>	<b>(212.450)</b>	<b>(23.645)</b>	<b>158.335</b>	<b>326.134</b>	<b>472.799</b>	<b>591.629</b>



## REFERÊNCIAS

BANCO MUNDIAL. **Manual para a Preparação de Gás de Aterro Sanitário para Projetos de Energia na América Latina e Caribe**, 2003. Disponível em <[http://www.bancomundial.org.ar/lfg/gas\\_access\\_008\\_po.htm](http://www.bancomundial.org.ar/lfg/gas_access_008_po.htm)>. Acesso em 13 out. 2009.

FUNDACIÓN UNIVERSITARIA IBEROAMERICANA. **Alternativas de utilización de biogás de rellenos sanitarios en colombia**, Fundación Universitaria Iberoamericana, 2006;

COMPANHIA DE GÁS DE MINAS GERAIS – GASMIG. **Tarifas GASMIG**, 2009. Disponível em <<http://www.gasmig.com.br/areasatuacao/tarifas.asp>>. Acesso em: 17 nov. 2009.

ENGEBIO Engenharia LTDA. **Análise de pré-viabilidade técnica econômica e ambiental da implantação de um sistema de aproveitamento energético de biogás gerado em um aterro sanitário existente no estado de Minas Gerais**. Relatório 1: Identificação do potencial de geração de metano e energético e definição do melhor tipo de aproveitamento para cada aterro. Porto Alegre, 2009. 135 p.

ENVIRONMENT AGENCY. **Guidance on Landfill Gas Flaring**, 2002. Disponível em <[http://www.environment-agency.gov.uk/static/documents/Business/lfg\\_flaring\\_guidance\\_1101730.pdf](http://www.environment-agency.gov.uk/static/documents/Business/lfg_flaring_guidance_1101730.pdf)>. Acesso em 04 dez. 2009.

---

FAO – FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED STATES, **Aridity Index**. Disponível em <[http://www.fao.org/geonetwork/srv/fr/graphover.show?id=12739&fname=aridity\\_index.gif&Access=public](http://www.fao.org/geonetwork/srv/fr/graphover.show?id=12739&fname=aridity_index.gif&Access=public)>. Acesso em 11 nov. 2009.

IBGE, Censo Demográfico 2000 - Fundação João Pinheiro (FJP), Centro de Estatística e Informações (CEI). População recenseada. **Estimativas Anuais de População** - UFs - 1980 - 2050, revisão 2004 apud Anexo II do Plano Mineiro de Desenvolvimento Integrado (PMDI) 2007-2023. Disponível em: <[http://www.ibge.gov.br/servidor\\_arquivos\\_est/](http://www.ibge.gov.br/servidor_arquivos_est/)>. Acesso em 08 jul. 2009.

IBGE- Diretoria de Pesquisas - Coordenação de População e Indicadores Sociais. Gerência de Estudos e Análises da Dinâmica Demográfica. **Projeção da População por Sexo e Idade para o Período 1980 - 2050** - Revisão 2008. (2008a). Disponível em <[http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/projecao\\_da\\_populacao/2008/default.shtm](http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/projecao_da_populacao/2008/default.shtm)>. Acesso em 08 jul. 2009.

IBGE. **Metodologia das estimativas das populações residentes nos municípios brasileiros**: Uma abordagem demográfica para estimar o padrão histórico e os níveis de subenumeração de pessoas nos censos demográficos e contagens da população, 2008. Disponível em <[http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/estimativa\\_pop.shtm](http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/estimativa_pop.shtm)>. Acesso em: 10 jul. 2009.

HOUGHTON J. T *et. al.* **The Science of Climate Change**, World Meteorological Organization/United Nations Environment Programme. Cambridge, IPCC 1996, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, p 257.

---

HOUGHTON J. T. *et al.* **Climate Change 2001: The Scientific Basis**. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, IPCC 2001, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, p101.

MADEIRA, J., L., SIMÕES, C., C. S. Estimativas preliminares da população urbana e rural segundo as unidades da federação, de 1960/1980 por uma nova metodologia. **Revista Brasileira de Estatística**, v.33, n.129, p.3-11, jan./mar. 1972. Disponível em <[http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/estimativa\\_pop.shtm](http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/estimativa_pop.shtm)>. Acesso em: 10 jul. 2009.

MCT - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA (trad.), **Protocolo de Kyoto**. Brasília, 1998. Disponível em: < [http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0012/12425.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0012/12425.pdf)>. Acesso em: 13 ago. 2009.

MEI SHEN, Débora; MOREIRA, José R. Simões. **Estudo da Viabilidade Técnica de um Ciclo de Liquefação de Gás Natural de Pequena Escala**, 2006. Disponível em: <[www.poli.usp.br/d/pme2599/2006/Artigos/Art\\_TCC\\_005\\_2006.pdf](http://www.poli.usp.br/d/pme2599/2006/Artigos/Art_TCC_005_2006.pdf)>. Acesso em: 17 nov. 2009.

PIERCE Jeffrey. L. **Landfill Gas to Vehicle Fuel: Assessment of its Technical and Economic Feasibility**, 2007. Disponível em: <[http://www.scs-energy.com/Papers/Pierce\\_LFG\\_to\\_Vehicle\\_Fuel\\_SWANA2007.pdf](http://www.scs-energy.com/Papers/Pierce_LFG_to_Vehicle_Fuel_SWANA2007.pdf)>. Acesso em: 01 dez. 2009.

QED ENVIRONMENTAL SYSTEMS. **Puente Hills Landfill Case**. Disponível em <[www.qedenv.com/Applications/Landfill\\_Leachate\\_and\\_Condensate\\_Pumping/Puente\\_Hills\\_Landfill\\_Case\\_Study/](http://www.qedenv.com/Applications/Landfill_Leachate_and_Condensate_Pumping/Puente_Hills_Landfill_Case_Study/)>. Acesso em 17 nov. 2009.

---

WENTWORTH, David R. **Production of Pipeline-Quality Gas From Landfill Gas.** Disponível em: <[http://seesorg.org/Devid\\_Wentworth\\_9-21-09.pdf](http://seesorg.org/Devid_Wentworth_9-21-09.pdf)>, 2009. Acesso em: 26 nov. 2009.

SISTEMA DE METROLOGIA E RECURSOS HÍDRICOS DE MINAS GERAIS – SIMGE. **Mapas climáticos.** Disponível em <[http://www.simge.mg.gov.br/monitoramento/mapas\\_climaticos.html](http://www.simge.mg.gov.br/monitoramento/mapas_climaticos.html)>. Acesso em: 11 out. 2009.

THEMELIS, N. J; ULLOA, P. A. Methane generation in landfills, **Renewable Energy.** New York, n32, p.1243–1257, 2007. Disponível em: <[www.elsevier.com/locate/renene](http://www.elsevier.com/locate/renene)>. Acesso em: 20 out. 2009.

TSAI, W. T. Bioenergy from landfill gas (LFG) in Taiwan. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2007, 11: 331–344 12. Disponível em: <[http://www.sciencedirect.com/science?\\_ob=ArticleURL&\\_udi=B6VMY-4FJKVNW-2&\\_user=10&\\_rdoc=1&\\_fmt=&\\_orig=search&\\_sort=d&\\_docanchor=&view=c&\\_acct=C000050221&\\_version=1&\\_urlVersion=0&\\_userid=10&md5=61ea88ea3f3363eef444fff4d464f34c](http://www.sciencedirect.com/science?_ob=ArticleURL&_udi=B6VMY-4FJKVNW-2&_user=10&_rdoc=1&_fmt=&_orig=search&_sort=d&_docanchor=&view=c&_acct=C000050221&_version=1&_urlVersion=0&_userid=10&md5=61ea88ea3f3363eef444fff4d464f34c)> Acesso em: 17 nov. 2009.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY – USEPA (2009) , **LFG Energy Project Development Handbook,** Disponível em: <<http://www.epa.gov/landfill/res/handbook.htm>>. Acesso em 9 nov.2009.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY – USEPA, **Turning a Liability into an Asset: A Landfill Gas-to-Energy Project Development Handbook,** Landfill Methane Outreach Program, September 1996.

---

WANG, W.; LUO, Y.,DENG, Z. Bioenergy recovery from landfill gas: A case study in China. **Frontiers of Environmental Science & Engineering in China**. v.1. Nº 1. Higher Education Press, co-published with Springer-Verlag GmbH. p. 143-147, 2007. Disponível em: <<http://www.springerlink.com/content/2q192227651v0186/>>. Acesso em: 4 nov. 2009.

---

