



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO  
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP-MDL)  
(Versão 02 – válida a partir de: 01 de julho de 2004)**

**SUMÁRIO**

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade do projeto/ Período de obtenção de créditos
- D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento
- E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fonte
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários dos atores

**Anexos**

- Anexo 1: Dados para contato dos participantes da atividade de projeto
- Anexo 2: Informações sobre financiamento público
- Anexo 3: Informações de linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento



## SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

### A.1 Título da atividade de projeto:

Projeto de Gás de Aterro SIL (PROGAS)

Versão 3

Data do Documento: 29/06/2006

### A.2. Descrição da atividade de projeto:

O objetivo do PROGAS é capturar e queimar o biogás produzido na Central de Resíduos do Recreio (CR do Recreio), aterro da SIL e localizado em Minas do Leão – Rio Grande do Sul, para evitar as emissões de metano para a atmosfera.

Operando desde Outubro de 2001, a CR do Recreio foi desenhada para ser a estrutura mais completa para tratamento e disposição final de resíduos no Estado do Rio Grande do Sul, utilizando uma mina de carvão finalizada como aterro sanitário. Localizada em uma área de 253.500 m<sup>2</sup> e com capacidade para receber 4,18 milhões de toneladas, o aterro conta com mais de cem clientes, sendo que a grande maioria destes clientes são municípios. A CR do Recreio atende à demanda local com alternativas para o tratamento e destinação final de resíduos domésticos e industriais.

A prática corrente na CR do Recreio é a coleta e queima do biogás através de um sistema de ventilação passiva, sem nenhum monitoramento sistemático dos *flares*. O metano é emitido para a atmosfera naturalmente, através dos drenos de gases existentes no aterro, e parte deste gás é queimado para garantir condições de segurança e odor. Assim, é necessário um incentivo extra para que a SIL realize investimentos adicionais de modo a aumentar a quantidade de gás coletado e instalar a infra-estrutura necessária para queimar o metano produzido no local. O projeto envolve a instalação de uma rede de coleta de gás e de um sistema de queima em *flares*. O sistema de coleta será construído utilizando os drenos existentes. Esses drenos serão cobertos e conectados a um ramal coletor central para transportar o biogás para o *flare*. Um soprador será instalado para aumentar a quantidade de biogás coletada.

A CR do Recreio aplica técnicas modernas na disposição final dos resíduos. Através da aplicação da NBR 8419/92 – “Apresentação de projetos de aterros sanitários de resíduos sólidos urbanos”, o aterro obedece aos seguintes quesitos:

- Impermeabilização da base do aterro com argila compactada e com uma geomembrana de PEAD – Polietileno de Alta Densidade;
- Compactação do resíduo com equipamentos específicos;
- Cobertura do resíduo compactado com argila, para evitar a dispersão de odor e para evitar o aparecimento de ratos, baratas, urubus e insetos;
- Controle da quantidade de resíduo depositada no aterro;
- Coleta e tratamento do chorume;
- Emissão de biogás para a atmosfera, para evitar o aumento da pressão interna;
- Monitoramento da qualidade das águas subterrâneas.

Respeitando a legislação ambiental e as boas práticas em projetos construção e operação de aterros, correntes, a CR do Recreio recebeu, em 2001, a Licença de Operação da FEPAM – Fundação Estadual de



Proteção Ambiental e é um dos poucos aterros no Rio Grande do Sul que cumpre todas as exigências ambientais.

O PROGAS terá um impacto significativo no desenvolvimento sustentável. Primeiro, ao mesmo passo que reduz as emissões de metano para a atmosfera que aumentariam a intensidade do efeito estufa, o projeto também irá minimizar os riscos de ocorrer uma explosão no local – apesar de o desenho e as técnicas de engenharia empregadas na CR do Recreio objetivam evitar este tipo de acidente. Segundo, como iniciativas como estas são relativamente novas no Brasil, uma transferência de tecnologia significativa irá ocorrer para a implantação e operação do projeto. Terceiro, operadores especializados deverão ser contratados para operar o projeto, o que significa um impacto positivo em empregos gerados e na capacitação da mão-de-obra. Esses impactos tornarão vital o projeto no contexto do desenvolvimento sustentável.

### A.3. Participantes do projeto:

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitriã) indica uma Parte anfitriã)	Participantes de projeto entidade(s) privada e/ou pública (*) (conforme aplicável)	Indique gentilmente se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitriã)	• Entidade privada brasileira SIL – Soluções Ambientais Ltda.	Não

(\*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar o DCP-MDL público no estágio da validação, uma Parte envolvida deve ou não ter fornecido sua aprovação. No momento de requisição do registro, a aprovação da(s) Parte(s) envolvida (s) é necessária.

O participante do PROGAS é a entidade privada brasileira SIL – Soluções Ambientais. Assim, haverá somente um participante do projeto.

SIL – Soluções Ambientais é uma empresa 100% brasileira, fundada em 1999 e cujo negócio principal é o saneamento, tratamento e disposição final de resíduos. SIL trouxe para o Brasil várias experiências de sucesso. A empresa tem soluções adequadas para a destinação final de resíduos Classe II a II A<sup>1</sup>, e está atualmente analisando a viabilidade da disposição de resíduos Classe I.

A CR do Recreio recebe os resíduos sólidos de mais de 100 municípios no Rio Grande do Sul, incluindo a capital Porto Alegre. Com o objetivo de dispor os resíduos de forma adequada, a SIL é uma companhia líder no setor de saneamento do Rio Grande do Sul.

### A.4. Descrição técnica da atividade de projeto

<sup>1</sup> Os resíduos no Brasil são classificados segundo a norma NBR 10004, da ABNT, de setembro de 1987. Resíduos classe I são classificados como perigosos, ou apresentam uma das seguintes características: inflamabilidade, corrosividade, reatividade, toxicidade e patogenicidade. Resíduos classe II são não-inertes, não classificados como classe I nem como classe III; podem apresentar as seguintes características: combustibilidade, biodegradabilidade ou solubilidade em água. Resíduos classe III são inertes, não apresentando constituinte algum em solubilizado em padrão superior ao da água potável.



**A.4.1. Local da atividade de projeto**

A CR do Recreio está localizada na cidade de Minas do Leão, a aproximadamente 80 km da capital Porto Alegre

**A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s)**

Brasil

**A.4.1.2. Região/Estado etc.:**

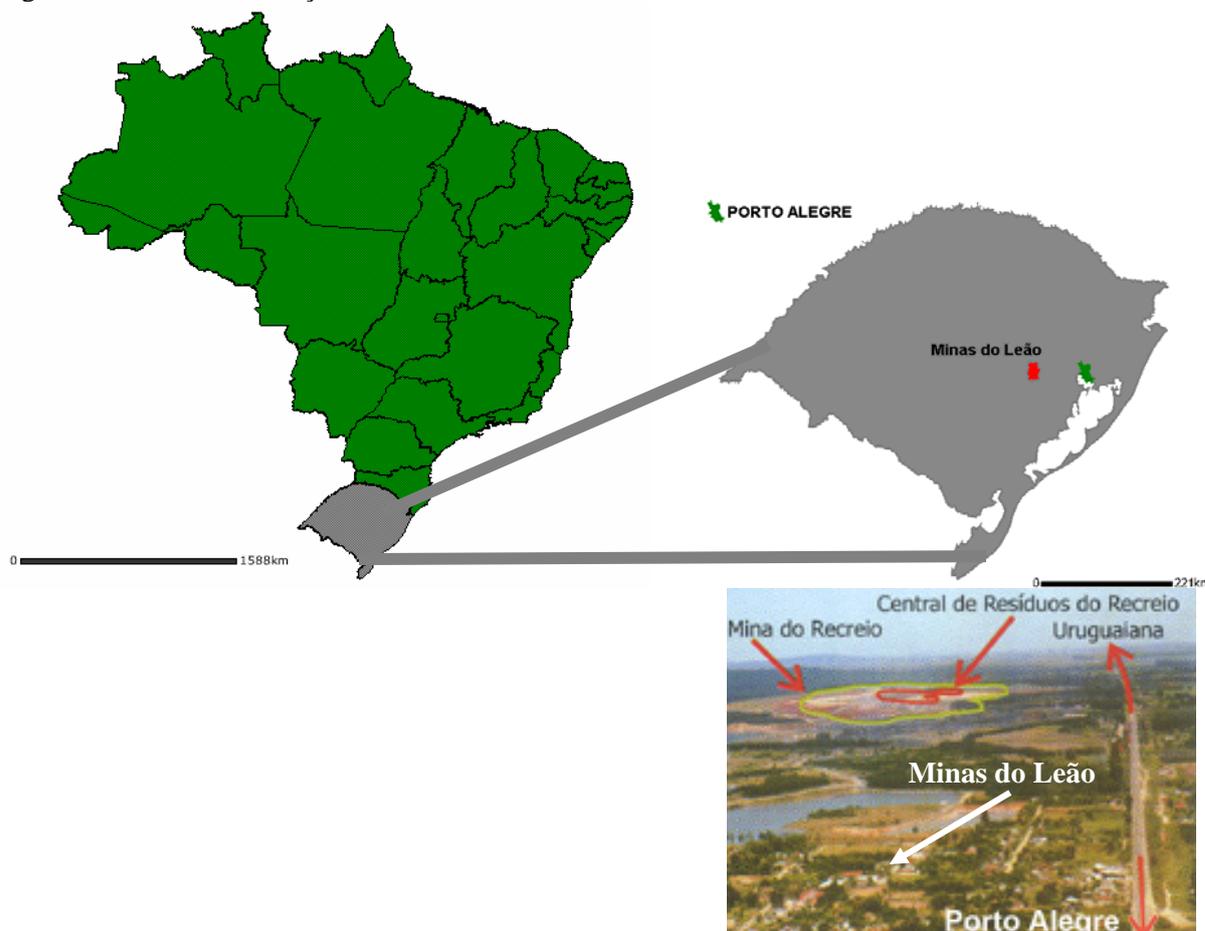
Rio Grande do Sul

**A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:**

Minas do Leão

**A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física, inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto (máximo de uma página):**

Figura 1 mostra a localização de Minas do Leão.



**Figura 1. Localização de Minas do Leão (Fonte: IBGE<sup>2</sup>)**

<sup>2</sup> Adaptado de <<http://mapas.ibge.gov.br>>

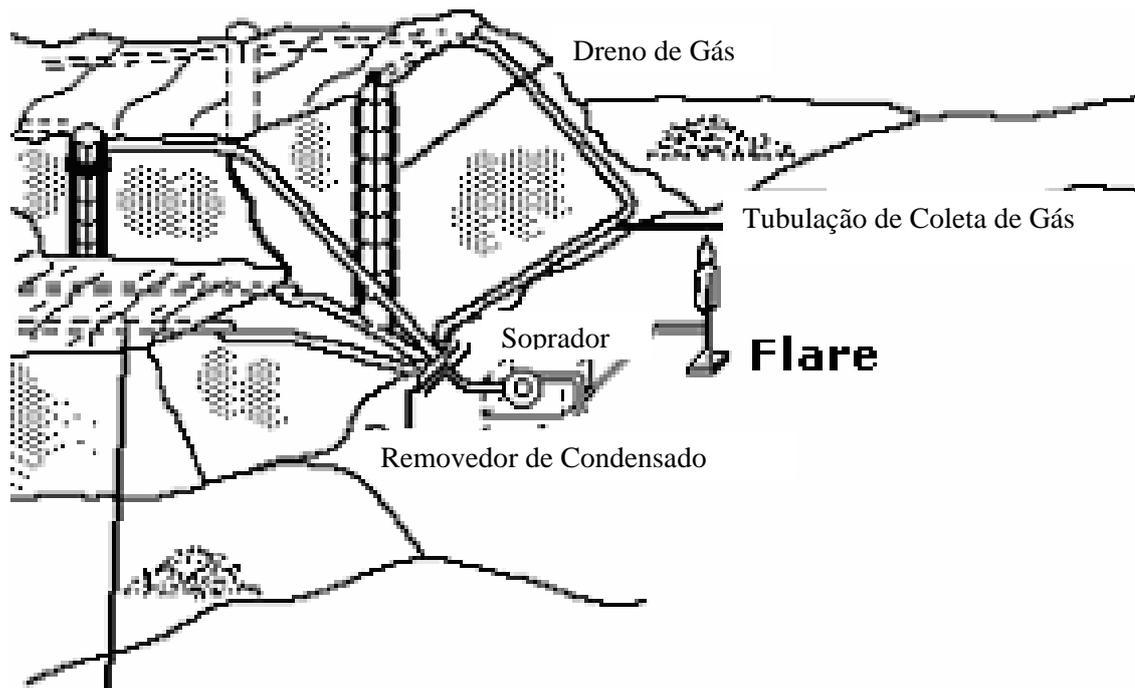


**A.4.2. Categoria(s) da atividade de projeto**

O PROGAS é concebido como Escopo Setorial 13 – Manejo e Disposição final de Resíduos

**A.4.3. Tecnologia a ser empregada pela atividade de projeto:**

A tecnologia a ser empregada no projeto será o aumento do biogás coletado e queimado através da instalação de um sistema de recuperação ativa, composto por um sistema de coleta e transporte formado por uma rede de tubulações e por um sistema de flares, conforme apresentado na Figura 2.



Sistema de extração de gás horizontal

**Figura 2. Esquema de um aterro sanitário com um sistema de recuperação de gás ativo (Fonte: WILHELM, 1991<sup>3</sup>.)**

Seguindo exemplos concretos de outros projetos em aterros ao redor do mundo, o PROGAS pode envolver a instalação de cabeçotes de drenos nos drenos de concreto existentes para evitar as emissões de metano para a atmosfera. Um exemplo de cabeçote de dreno e os detalhes de construção e instalação são apresentados na Figura 3 e na Figura 4.

<sup>3</sup> V. WILHELM; *Safety Aspects of the Planning, Construction and Operation of Landfill Gas Plants*; paper; Sardinia 91 Third International Landfill Symposium; S. Margherita di Pula, Cagliari, Italy; 14 - 18 October 1991



Figura 3. Exemplo de um cabeçote de dreno  
(Fonte: Biogás Ambiental<sup>4</sup>)

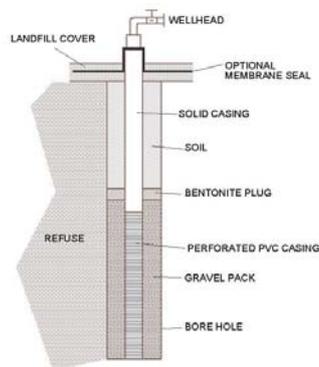


Figura 4. Detalhes internos de um dreno de do seu cabeçote

A utilização dos drenos existentes representam uma vantagem, uma vez que eles já estão instalados e porque é neles grande parte do gás é emitido para a atmosfera. No entanto, algumas barreiras físicas podem interromper o fluxo de gás do ponto de produção até o dreno, então pode ser necessário instalar novos drenos.

Uma prática usual nos projetos ao redor do mundo é utilizar equipamentos de PVC. A vantagem é que esse tipo de material é mais flexível e mais resistentes a altas pressões, se comparados com equipamentos de metal ou concreto. A grande desvantagem são os elevados custos envolvidos na sua aquisição.

Os cabeçotes são conectados a uma linha de coleta. Essa linha transporta o biogás até os *manifolds*, equipamentos que podem receber linhas de mais de 10 cabeçotes e transferir o gás coletado para a linha de transmissão.



Figura 5. Exemplo de um manifold, conectado à linha de transmissão

A linha de transmissão é o último passo do sistema de coleta. Ela realiza o transporte do biogás coletado para os flares. A linha de transmissão deve ser conectada a todos os manifolds ao redor do aterro.

De forma a preservar a integridade dos equipamentos, um sistema de remoção de umidade pode ser instalado de forma a remover o condensado retirado.

<sup>4</sup> Biogás Ambiental; available at <<http://www.biogas-ambiental.com.br/instalacaorede.htm>>; accessed on Jan 31<sup>st</sup>, 2006.



**Figura 6. Exemplo de linha de transmissão de gás**

A rede de coleta e a linha de transmissão de gás são usualmente fabricadas em PVC devido a resistência do material a altas pressões e por ser mais flexível. A linha de transmissão é, finalmente, conectada ao flare.



**Figura 7. Exemplo de flares (fonte: Biogás Ambiental)**

Esse tipo de tecnologia não é aplicada no Brasil. Alguns poucos aterros já instalaram equipamentos para aumentar a quantidade de biogás coletado. Assim, a SIL necessitará contratar engenheiros e outros especialistas com experiência nesta área para orientar a empresa quando da implantação do projeto. Esses profissionais também irão treinar os funcionários da SIL, como operadores e engenheiros, na operação e manutenção da unidade.

Apesar de projetos com biogás representarem um enorme potencial no Brasil, o mercado local não apresenta fornecedores de flares. Todas as tecnologias deverão ser importadas, principalmente dos Estados Unidos e da Europa. A tecnologia será transferida, assim, de países com legislação ambiental rigorosa e com tecnologias ambientais de ponta. A SIL precisará de tecnologias ambientais de ponta para cumprir com as suas metas ambientais.



**A.4.4. Explicação sucinta de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes serão reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta, incluindo por que as reduções das emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, levando em consideração políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais:**

A atividade de projeto irá queimar o biogás coletado em flares, através do monitoramento da quantidade de biogás queimada.

A prática atual na CR do Recreio, conforme explicado em A.4.3, é a emissão de gases de forma passiva. Com a implantação do PROGAS, será possível queimar o metano de forma eficiente. Assim, o metano que era emitido para atmosfera será queimado e reduzido a CO<sub>2</sub>. O aquecimento global será reduzido, uma vez que o metano é 21 vezes mais poderoso que o dióxido de carbono.

As reduções de emissões não ocorreriam da ausência do PROGAS porque a queima do metano não é obrigatória por lei e não é um investimento economicamente atraente.

Reduções de emissões para o primeiro período de créditos são estimadas em **755 166 tCO<sub>2</sub>e**.

**A.4.4.1. Quantia estimada de reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos escolhido:**

ANOS	ESTIMATIVA ANUAL DAS REDUÇÕES DE EMISSÕES EM TONELADAS DE CO <sub>2</sub> E
2007	71 983
2008	86 531
2009	100 114
2010	112 825
2011	124 746
2012	135 992
2013	122 975
<b>REDUÇÕES TOTAIS ESTIMADAS (TONELADAS DE CO<sub>2</sub>E)</b>	<b>755 166</b>
<b>NÚMERO TOTAL DE ANOS DE CRÉDITOS</b>	<b>7</b>
<b>MÉDIA ANUAL DO PERÍODO DE CRÉDITO DAS REDUÇÕES ESTIMADAS (TONELADAS DE CO<sub>2</sub>E)</b>	<b>107 881</b>

**A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:**

Não há financiamento público do Anexo I envolvido nessa atividade de projeto.

**SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base**

**B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada aplicada à atividade de projeto:**

A metodologia de linha de base aplicada ao PROGAS é a ACM0001 – versão 3: “*Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities*”



**B.1.1. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:**

A metodologia é aplicável ao PROGAES porque o cenário da linha de base é a queima parcial ou emissão para a atmosfera de todo o biogás produzido, e a atividade de projeto consiste na captura do gás através de um soprador e através da instalação de um sistema de coleta e queima de metano.

**B.2. Descrição de como a metodologia é aplicada no contexto da atividade de projeto:**

Com a implantação do PROGAS, o metano que era emitido naturalmente para a atmosfera no cenário de linha de base será capturado através de um sistema de coleta e queima em flares. Somente uma parte do metano é queimada na linha de base devido a questões de segurança e odor.

Conforme mencionado no item A.4.3, uma rede de coleta e um sistema de flare serão instalados de forma a evitar a emissão de metano para a atmosfera. Tais sistemas asseguram que o metano será capturado, transportado e queimado de em condições controladas, de modo que será possível medir a quantidade de metano queimada no local.

A Metodologia ACM0001 impõe que as reduções de emissões de gases de efeito estufa alcançadas pela atividade de projeto durante um ano “y” ( $ER_y$ ) sejam a diferença entre a quantidade de metano efetivamente destruído/queimado durante o ano ( $MD_{project,y}$ ) e a quantidade de metano que seria destruído/queimado no ano na ausência da atividade de projeto ( $MD_{reg,y}$ ), vezes o Potencial de Aquecimento Global do metano aprovado ( $GWP_{CH_4}$ ), mais as reduções de emissões pela quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede ( $EL_{EX, LGFG} - EL_{IMP}$ ), menos a redução de emissões devida à substituição do combustível fóssil usado no cenário de linha de base, conforme segue:

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) \times 21 + (EL_{EX, LGFG} - EL_{IMP}) \times CEF_{electricity} - ET_y \times CEF_{thermal}$$

em que:

$ER_y$  = reduções de emissões da atividade de projeto durante o ano y (tCO<sub>2</sub>e);

$MD_{project,y}$  = quantidade de metano destruído no ano y (tCH<sub>4</sub>);

$MD_{reg,y}$  = metano que seria destruído no ano y na ausência da atividade de projeto (tCH<sub>4</sub>);

$GWP_{CH_4}$  = Potencial de Aquecimento Global do Metano (tCO<sub>2</sub>e/tCH<sub>4</sub>);

$EL_{EX, LGFG}$  = quantidade líquida de eletricidade exportada durante o ano y, produzida usando biogás (MWh).

$EL_{IMP}$  = quantidade líquida de eletricidade importada, definida como a diferença entre importações do projeto menos quaisquer importações de eletricidade na linha de base, para requerer às demandas do projeto (MWh);

$CEF_{electricity}$  = intensidade das emissões de CO<sub>2</sub> da eletricidade deslocada (tCO<sub>2</sub>e/MWh);

$ET_y$  = quantidade incremental de combustível fóssil, definida como a diferença entre a quantidade de combustível fóssil utilizada na linha de base e aquela utilizada durante o projeto, para demandas de energia *on site* da atividade de projeto durante o ano y (TJ);

$CEF_{thermal}$  = intensidade das emissões de CO<sub>2</sub> do combustível usado para gerar energia térmica/mecânica, (tCO<sub>2</sub>e/TJ);

Como o PROGAS não é um projeto de produção e venda de eletricidade à rede e o aterro não consome combustível fóssil para demandas de energia na linha de base,  $EL_{EX, LGFG} = 0$  and  $ET_y = 0$ .

A formula torna-se, então



$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) \times 21 - EL_{IMP} \times CEF_{electricity}$$

O PROGAS não tem nenhuma obrigação contratual de queimar o metano;  $MD_{reg,y}$  é, portanto, calculado com base no “Fator de Ajuste”, um valor estimado como sendo 20% do total de metano produzido na linha de base que é queimado por questões de odor e segurança:

$$MD_{reg,y} = 0,2 \times MD_{project,y}$$

e

$$ER_y = 0,8 \times MD_{project,y} \times 21 - EL_{IMP} \times CEF_{electricity}$$

A soma das quantidades alimentadas ao *flare*, à usina geradora de energia e ao queimador deve ser anualmente comparada ao total gerado. O menor valor deve ser adotado como  $MD_{project,y}$ . Quando o total gerado corresponde ao maior valor, aplica-se o procedimento a seguir:

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y} + MD_{thermal,y}$$

Como o projeto não produzirá eletricidade nem substituirá combustível fóssil na linha de base, o metano destruído pela atividade de projeto  $MD_{project,y}$  durante o ano  $y$  é determinado monitorando-se somente a quantidade de metano efetivamente queimada:

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y}$$

e

$$MD_{flared,y} = LFG_{flared,y} \times w_{CH_4} \times D_{CH_4} \times FE, \text{ em que:}$$

$MD_{flared,y}$  = quantidade de metano destruído nos *flares* durante o ano  $y$  (tCH<sub>4</sub>);

$LFG_{flared,y}$  = quantidade de biogás queimado durante o ano  $y$  (m<sup>3</sup><sub>LFG</sub>);

$w_{CH_4,y}$  = fração de metano no biogás (m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/ m<sup>3</sup><sub>LFG</sub>);

$D_{CH_4}$  = densidade do metano (tCH<sub>4</sub>/m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>);

$FE$  = eficiência do *flare* (%);

A estimativa da quantidade de metano produzido durante o ano  $y$  é apresentada no item E.4. Os dados utilizados para determinar o cenário da linha de base são apresentados no Anexo 3

**B.3. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada de MDL:**

**Aplicação da Ferramenta de Demonstração a Avaliação de Adicionalidade para o PROGAS**

**Passo 0. Projeção preliminar baseada na data de início da atividade do projeto**

Não aplicável.



**Passo 1. Identificação das alternativas para a atividade do projeto, consistente com as leis e regulamentações atuais.**

***Sub-passo 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto***

1. uma vez que a atividade de projeto não acarretará em comercialização de bens ou serviços (p.e. eletricidade ou energia térmica) e nenhum outro incentivo será obtido com a captura e queima de metano, e levando em consideração que a legislação brasileira não obriga os aterros a queimarem o metano, o aterro continuaria com o seu negócio tradicional (disposição final de resíduos sólidos) e o metano continuaria a ser emitido para a atmosfera, de acordo com o cenário de linha de base.

***Sub-passo 1b: Aplicação das leis e regulamentações aplicáveis***

2. A alternativa, que é continuar com o negócio usual antes da decisão de implantar o projeto de MDL, é consistente com as leis e regulamentos aplicáveis.

3. Não aplicável.

4. Não aplicável.

**Passo 2. Análise de investimentos**

***Sub-passo 2a. Determinação do método de análise mais apropriado***

Como a atividade de projeto de MDL não irá produzir nenhum outro benefício econômico que não sejam os relacionados com o MDL, o cenário de análise do custo simples é aplicada.

***Sub-passo 2b. – Opção I. Aplicar a Análise de Custo Simples***

Como o cenário da linha de base está de acordo com os regulamentos e leis nacionais e como a atividade de projeto não irá receber nenhuma receita com a venda de eletricidade ou de metano, a implantação da atividade de projeto não terá nenhum outro benefício que não sejam as receitas do MDL.

**Passo 4. Análise das práticas comuns**

***Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposta***

De acordo com as estatísticas oficiais relativas a resíduos sólidos no Brasil (*Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2000 – PNSB 2000*) o país produz 228.413 toneladas diárias de resíduos, o que corresponde a aproximadamente 1.35 kg/habitante/dia. Ainda que exista uma tendência mundial para reduzir, reutilizar e reciclar os resíduos (diminuindo, assim, a quantidade de resíduos dispostos em aterros sanitários), a situação no Brasil é peculiar. A maior parte do resíduo produzido é disposto em lixões a céu aberto, áreas sem nenhuma infra-estrutura para evitar danos ambientais. A Figura 9 ilustra a destinação final dos resíduos por município, de acordo com a PNSB 2000.

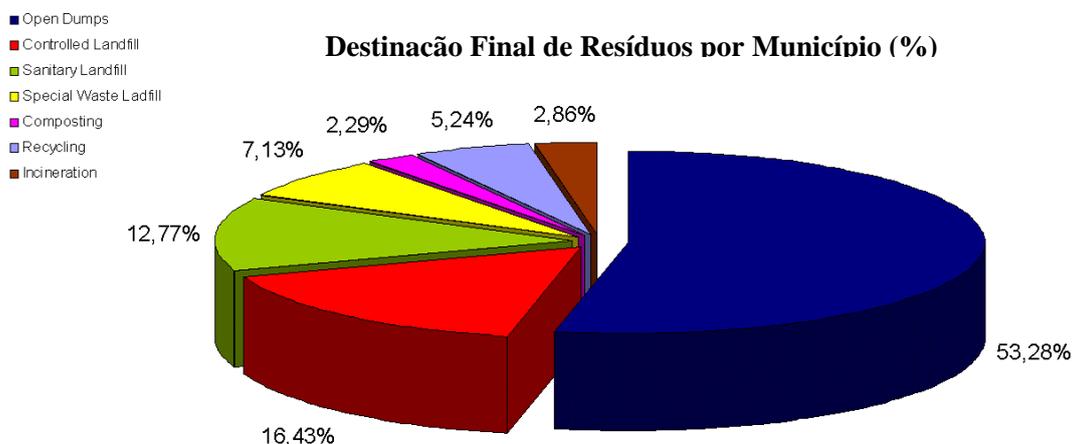


Figura 8. Disposição final de resíduos por municípios no Brasil (Fonte: PNSB, 2000<sup>5</sup>)

Somente um pequeno número de aterros existentes no Brasil conta com um sistema de coleta e queima instalados. A maior parte dos aterros opera com e emissão natural de metano para a atmosfera, através de drenos de concreto.

**Sub-passo 4b. Discutir sobre opções similares que estejam ocorrendo:**

Conforme mencionado anteriormente, alguns poucos aterros operam com um sistema de captação e queima de metano como o Aterro Bandeirantes, Aterro Nova Gerar, Aterro da Onyx, Aterro da Marca Ambiental, Aterro Sertãozinho, Aterro de Salvador da Bahia e o Aterro de Paulínia, da ESTRE

Esses tipos de atividades de projeto não são práticas usuais no Brasil e os aterros que operam esse tipo de projeto representam uma pequena parte do total de locais existentes.

**Passo 5. Impacto do Registro do MDL**

O impacto do registro desta atividade do projeto de MDL contribuirá com a transposição de todas as barreiras descritas nesta ferramenta: tecnológica, institucional e política, econômica e de investimentos e cultural. O registro trará mais segurança ao investimento em si, e fomentará e apoiará a decisão dos proprietários do projeto a progredir no seu modelo de negócio. Desta maneira, a atividade do projeto já está em negociação para vender seus esperados RCEs.

Apesar disto, os benefícios e incentivos mencionados no texto da Ferramenta de Adicionalidade publicado pelo Conselho Executivo do MDL, também poderão ser experimentados pelas atividades de projeto, tais como: o projeto atingirá o objetivo das reduções antrópicas de GEE; vantagens financeiras da renda obtida nas vendas dos RCEs que trarão mais robustez à situação financeira do projeto; e sua probabilidade de atrair novos parceiros e nova tecnologia (já existem companhias desenvolvendo um novo tipo de caldeira extra-eficiente, e a compra de tal equipamento poderá ser estimulada devido à renda da venda dos RCEs) e reduzir os riscos do investidor.

**B.4. Descrição de como a definição do limite do projeto relacionado à metodologia da linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto:**

<sup>5</sup> IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Pesquisa Nacional de Saneamento Básico*, 2000.



Os limites da atividade de projeto são as fronteiras do aterro, aonde as emissões e a queima do biogás ocorrerão. A Figura 9 apresenta uma foto dos limites

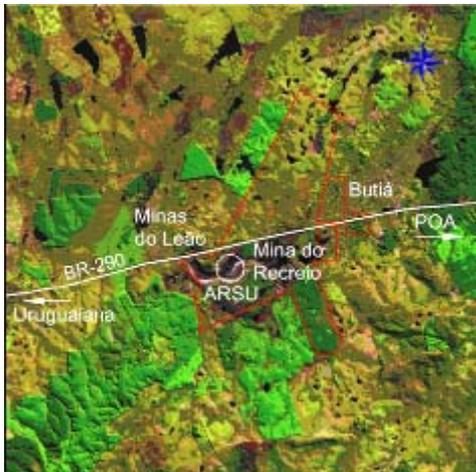


Figura 9. Limite do PROGAS - ARSU

**B.5. Informações detalhadas sobre a linha de base, incluindo a data de término do estudo de linha de base e o nome da pessoa(s)/entidade(s) que determina(m) a linha de base:**

O estudo da linha de base foi concluído no dia 29/06/2006, pela Econergy, que é o *Desenvolvedor do Projeto*. Informações para contato:

Marcelo Schunn Diniz Junqueira  
[junqueira@econergy.com.br](mailto:junqueira@econergy.com.br)  
Tel: +55 (11) 3555 5700  
Fax: +55 (11) 3555 5735  
[www.econergy.com.br](http://www.econergy.com.br)

**SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto/ Período de crédito**

**C.1 Duração da atividade de projeto:**

**C.1.1. Data de início da atividade de projeto:**

01/01/2007

**C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto:**

21 anos 0 meses

**C.2 Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:**

**C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos**

**C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

01/01/2007



**C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:**

7 anos 0 meses

**C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:**

**C.2.2.1. Data de início:**

Deixado em branco de propósito

**C.2.2.2. Duração:**

Deixado em branco de propósito

**SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento**

**D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto:**

A metodologia de monitoramento aplicada do PROGAS é a ACM0001 – versão 3: “*Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities*”.

**D.2. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:**

A metodologia é aplicável ao PROGAS porque o cenário da linha de base é a emissão parcial ou total de metano para a atmosfera e a atividade de projeto consiste na captura do gás (através do uso de um soprador) e a instalação de um sistema de coleta e de um flare para queimar o metano. Além disso, a metodologia de linha de base é a ACM0001 – versão 3, de acordo com a metodologia de monitoramento. Assim, a ACM0001 – versão 3 é totalmente aplicável ao PROGAS.



**D.2. 1. Opção 1: Monitoramento das emissões no cenário do projeto e no cenário de linha de base**

**D. .2.1.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade de projeto e como esses dados serão arquivados:**

Número de Identificação <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

Não aplicável

**D.2.1.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades de emissão de CO<sub>2</sub> equ.)**

Não aplicável

**D.2.1.3. Dados relevantes necessários para a determinação da linha de base de emissões antrópicas por fontes de gases de efeito estufa dentro do limite do projeto e como tais dados serão coletados e arquivados:**

Número de Identificação <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



Não aplicável

**D.2.1.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões de linha de base (para cada gás, fonte, fórmulas/algoritmo, unidades de emissões de CO<sub>2</sub>equ.)**

Não aplicável

**D. 2.2. Opção 2: Monitoramento direto de reduções de emissões da atividade de projeto (os valores devem ser compatíveis com os da seção E).**

<b>D.2.2.1. Dados a serem coletados para o monitoramento das emissões da atividade do projeto e como esses dados serão arquivados:</b>								
Número de Identificação <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário
1. LFG <sub>flare, y</sub>	Quantidade de biogás queimado	Flow meter	m <sup>3</sup>	m	Continuamente	100%	Eletrônico e papel	Medidos através de um medidor de vazão
5. FE	Eficiência do flare/combustão	Medidas das horas de operação do flare e teor de metano no gás de exaustão	%	m/c	(1) Continuamente (2) trimestral, mensal se instável	100%	Eletrônico e papel	(1). Medição contínua do tempo de operação do flare (p.e. pela temperatura) (2) Medição periódica do teor de metano do gás de exaustão do flare
6. w <sub>CH<sub>4</sub>, y</sub>	Fração de metano no biogás	Analizador de gás	m <sup>3</sup> <sub>CH<sub>4</sub></sub> /m <sup>3</sup> <sub>LFG</sub>	m	Continuamente / periodicamente	100%	Eletrônico e papel	Medida pelo analisador contínuo de qualidade de gás

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO  
(MDL-DCP) - Versão 02**



7. T	Temperatura biogás	Sensor de temperatura	°C	m	Continuamente	100 %	Eletrônico e papel	Medida para se determinar a densidade do metano $D_{CH_4}$ .
8. p	Pressão do biogás	Sensor de pressão	kPa	m	Continuamente	100%	Eletrônico e papel	Medida para se determinar a densidade do metano $D_{CH_4}$ .
10 EL <sub>IMP</sub>	Quantidade total de eletricidade importada para atender a demandas do projeto	Medidor de eletricidade instalado no soprador	MWh	m	Continuamente	100%	Eletrônico e papel	Requerida para se determinar emissões de CO <sub>2</sub> do uso de eletricidade para se operar a atividade do projeto.
11	Intensidade de emissão de CO <sub>2</sub> da electricidade	Calculada	tCO <sub>2</sub> e/MWh	c	Durante o período de obtenção de créditos e pelos dois anos seguintes	0%	Eletrônico e papel	Requerida para se determinar emissões de CO <sub>2</sub> do uso de eletricidade para se operar a atividade do projeto.
13	Requisições regulatórias relativas a projetos de biogás				Anualmente	100%	Papel	A informação, embora registrada anualmente, é usada para mudanças no fator de ajuste (AF) ou diretamente de MDreg,y À renovação do período de obtenção de créditos.

Obs: todos os dados da tabela acima devem ser arquivados de acordo com procedimentos internos, até 2 anos após o final do período de créditos

**D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/algoritmo, unidades de emissões de CO<sub>2</sub>equ.):**

$EF_{OM, simple\_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (tCO_2e/GWh)$ $EF_{BM} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad (tCO_2e/GWh)$	<p><math>F_{i,j(or m),y}</math> Is the amount of fuel i (in a mass or volume unit) consumed by relevant power sources j in year(s) y</p> <p><math>j, m</math> Refers to the power sources delivering electricity to the grid, not including low-operating cost and must-run power plants, and including imports from the grid</p> <p><math>COEF_{i,j(or m),y}</math> Is the CO<sub>2</sub> emission coefficient of fuel i (tCO<sub>2</sub> / mass or volume unit of the fuel), taking into account the carbon content of the fuels used by relevant power sources j (or m) and the percent oxidation of the fuel in year(s) y, a</p>
---	--

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



$EF_{electricity} = \frac{EF_{OM} + EF_{BM}}{2} \text{ (tCO}_2\text{e/GWh)}$ $EP_y = EC_y \cdot EF$	<p><math>GEN_{j(or m),y}</math> Is the electricity (MWh) delivered to the grid by source j (or m)</p> <p><math>EF_{electricity,y}</math> Is the CO2 baseline emission factor for the electricity.</p> <p><math>PE_y</math> Are the project emissions during the year y in tons of CO2;</p> <p><math>EC_y</math> are the electricity consumed by the blower during the year y, in MWh</p>
---	--

Obs: as emissões de projeto serão medidas diretamente no local.

<b>D.2.3. Tratamento das fugas no plano do monitoramento</b>								
<b>D.2.3.1. Se aplicável, descreva as informações e os dados que serão coletados para monitorar os efeitos das fugas da atividade de projeto</b>								
Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

De acordo com a ACM0001, as fugas não necessitam ser contabilizadas

<b>D.2.3.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as fugas (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissões de CO<sub>2</sub> equ.):</b>
---

Deixado em branco propositalmente.



**D.2.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar reduções de emissões para a atividade do projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/algoritmo, unidades de emissão de CO<sub>2</sub> equ.):**

, confirme segue:

A Metodologia ACM0001 afirma que a redução de emissão de gases de efeito estufa obtida por uma atividade de projeto durante o ano “y” ( $ER_y$ ) é a diferença entre a quantidade de metano destruída/queimada durante o ano y ( $MD_{project,y}$ ) e entre a quantidade de metano que seria destruída/queimada durante o ano y na ausência da atividade de projeto ( $MD_{reg,y}$ ), vezes o Potencial de Aquecimento Global do metano ( $GWP_{CH_4}$ ), mais as reduções de emissões pela quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede ( $EL_{EX, LGFG} - EL_{IMP}$ ), menos a redução de emissões devida à substituição do combustível fóssil usado no cenário de linha de base, conforme segue:

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) \times 21 + (EL_{EX, LGFG} - EL_{IMP}) \times CEF_{electricity} - ET_y \times CEF_{thermal}, \text{ em que:}$$

$ER_y$  = reduções de emissões da atividade de projeto durante o ano y (tCO<sub>2</sub>e);

$MD_{project,y}$  = quantidade de metano destruído no ano y (tCH<sub>4</sub>);

$MD_{reg,y}$  = metano que seria destruído no ano y na ausência da atividade de projeto (tCH<sub>4</sub>);

$GWP_{CH_4}$  = Potencial de Aquecimento Global do Metano (tCO<sub>2</sub>e/tCH<sub>4</sub>);

$EL_{EX, LGFG}$  = quantidade líquida de eletricidade exportada durante o ano y, produzida usando biogás (MWh).

$EL_{IMP}$  = quantidade líquida de eletricidade importada, definida como a diferença entre importações do projeto menos quaisquer importações de eletricidade na linha de base, para requerer às demandas do projeto (MWh);

$CEF_{electricity}$  = intensidade das emissões de CO<sub>2</sub> da eletricidade deslocada (tCO<sub>2</sub>e/MWh);

$ET_y$  = quantidade incremental de combustível fóssil, definida como a diferença entre a quantidade de combustível fóssil utilizada na linha de base e aquela utilizada durante o projeto, para demandas de energia *on site* da atividade de projeto durante o ano y (TJ);

$CEF_{thermal}$  = intensidade das emissões de CO<sub>2</sub> do combustível usado para gerar energia térmica/mecânica, (tCO<sub>2</sub>e/TJ); Como o PROGAS não é um projeto de produção e venda de eletricidade à rede e o aterro não consome combustível fóssil para demandas de energia na linha de base,  $EL_{EX, LGFG} = 0$  and  $ET_y = 0$ .

A fórmula torna-se, então

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) \times 21 - EL_{IMP} \times CEF_{electricity}$$

O PROGAS não tem nenhuma obrigação contratual de queimar o metano;  $MD_{reg,y}$  é, portanto, calculado com base no “Fator de Ajuste”, um valor estimado como sendo 20% do total de metano produzido na linha de base que é queimado por questões de odor e segurança:

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



$$MD_{reg,y} = 0,2 \times MD_{project,y}$$

e

$$ER_y = 0,8 \times MD_{project,y} \times 21 - EL_{IMP} \times CEF_{electricity}$$

A soma das quantidades alimentadas ao *flare*, à usina geradora de energia e ao queimador deve ser anualmente comparada ao total gerado. O menor valor deve ser adotado como  $MD_{project,y}$ . Quando o total gerado corresponde ao maior valor, aplica-se o procedimento a seguir:

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y} + MD_{thermal,y}$$

Como o projeto não produzirá eletricidade nem substituirá combustível fóssil na linha de base, o metano destruído pela atividade de projeto  $MD_{project,y}$  durante o ano  $y$  é determinado monitorando-se somente a quantidade de metano efetivamente queimada:

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y}$$

e

$$MD_{flared,y} = LFG_{flared,y} \times w_{CH_4} \times D_{CH_4} \times FE, \text{ em que:}$$

$MD_{flared,y}$  = quantidade de metano destruído nos *flares* durante o ano  $y$  (tCH<sub>4</sub>);

$LFG_{flared,y}$  = quantidade de biogás queimado durante o ano  $y$  (m<sup>3</sup><sub>LFG</sub>);

$w_{CH_4,y}$  = fração de metano no biogás (m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/ m<sup>3</sup><sub>LFG</sub>);

$D_{CH_4}$  = densidade do metano (tCH<sub>4</sub>/m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>);

$FE$  = eficiência do *flare* (%);

A quantidade estimada de biogás produzida durante o ano  $y$  é mostrada em E.4. Os dados usados para determinar o cenário de linha de base são apresentados no Anexo 3.

Em outras palavras,  $ER_y$  é igual a:

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



$$ER_y = (0,8 \times LFG_{flared,y} \times w_{CH_4} \times D_{CH_4} \times FE \times 21) - EC_y \times EF$$

<b>D.3. Procedimentos de Controle de Qualidade (QC) e Garantia de Qualidade (QA) para os dados monitorados</b>		
Dados (Indique a tabela e o Número de Identificação (por ex. 3-1.; 3.2.))	Grau de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo)	Explique os procedimentos de CQ/CQ planejados para esses dados ou por que tais procedimentos não são necessários.
1. LFG <sub>flare,y</sub>	Baixo	Medidores de vazão devem ser submetidos a manutenções regulares e testes para assegurar a sua acurácia
5. FE	Médio	Manutenção regular deve assegurar operação ótima nos queimadores. A eficiência do queimador será checada quatro vezes ao ano, com checagens mensais de se a eficiência mostrar desvios significativos de valores prévios
6. w <sub>CH<sub>4</sub>,y</sub>	Baixo	Analisadores de gás devem ser submetidos a manutenções regulares e testes para assegurar a sua acurácia
7. T	Baixo	Sensores de temperatura devem ser submetidos a manutenções regulares e testes para assegurar a sua acurácia
9. p	Baixo	Medidores de pressão devem ser submetidos a manutenções regulares e testes para assegurar a sua acurácia
10 EL <sub>IMP</sub>	Baixo	Medições diretas do consumo de eletricidade do soprador.

**D.4 Descreva a estrutura operacional e administrativa que o operador do projeto implementará para monitorar as reduções de emissões e quaisquer efeitos relacionados às fugas, gerados pela atividade de projeto**

Uma equipe será designada para monitorar as reduções de emissão do projeto. Essa equipe será responsável pela coleta e arquivamento dos dados pertinentes de acordo com o plano de monitoramento.

**D.5 Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento**

O estudo de monitoramento foi concluído no dia 29/06/2006, pela Econergy, que é o *Desenvolvedor do Projeto*. Informações para contato:

Marcelo Schunn Diniz Junqueira

[junqueira@econergy.com.br](mailto:junqueira@econergy.com.br)

Tel: +55 (11) 3555 5700

Fax: +55 (11) 3555 5735



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO  
(MDL-DCP) - Versão 02**



---

**MDL – Conselho Executivo**

página 22

[www.econergy.com.br](http://www.econergy.com.br)



**SEÇÃO E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes**

**E.1. Estimativa das emissões de gases de efeito estufa por fontes:**

A única fonte de emissões de projeto de GEE é a emissão de CO<sub>2</sub> pela importação de eletricidade. O cálculo é feito multiplicando o Fator de Emissão da rede (EF) pela quantidade de eletricidade, em MWh, conforme apresentado em B.2 e em D.2.4

Conforme será demonstrado no Anexo 3, o EF para o sistema S-SE-CO (sistema ao qual o PROGAS está conectado) é iguala 0,2647 tCO<sub>2</sub>e/MWh. Assumindo-se que o soprador consuma 3.000 MWh/ano, as emissões de projeto são estimadas em 794 tCO<sub>2</sub>e/ano.

**E.2. Fugas estimadas: Estimated leakage:**

De acordo com a ACM0001, as fugas não necessitam ser calculadas.

Assim,  $L_y = 0$

**E.3. A soma dos itens E.1 e E.2 representando as emissões da atividade de projeto:**

$E.1 + E.2 = 0,2647 \times 3000 + 0 = 794 \text{ tCO}_2\text{e/year}$

**E.4. Estimativa das emissões antrópicas por fontes de gases de efeito estufa da linha de base:**

As emissões de GEE na linha de base foram estimadas utilizando o Manual do IPCC<sup>6</sup>. Para o PROGAS, a derivada do Modelo de Decaimento de Primeira Ordem foi utilizado:

$$Q_{T,y} = \frac{k \times R_y \times L_0 \times \sum_{i=y}^T \sum_{j=y}^i \left[ e^{-k(i-j)} \right]}{F}, \text{ where:}$$

- $Q_{T,y}$  = metano produzido durante o ano  $T$  (m<sup>3</sup><sub>CH4</sub>);
- $k$  = constante de decaimento (1/ano);
- $R_y$  = quantidade de resíduos depositados no ano  $y$  (kg);
- $L_0$  = potencial de geração de metano (m<sup>3</sup><sub>CH4</sub>/kg<sub>resíduos</sub>);
- $T$  = ano atual;
- $y$  = ano de deposição do resíduo;

Em resumo, os fatores relevantes para as estimativas de metano são:

- Ano de abertura do aterro
- Ano de fechamento do aterro
- Quantidade de resíduos depositada em um determinado ano
- Constante de decaimento ( $k$ )
- Potencial de Geração de metano ( $L_0$ )

<sup>6</sup> Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gases Inventory.



SIL forneceu dados de fluxo de resíduos entre os anos 2001 a 2005 e a estimativa de recepção do aterro de 2006 a 2014. Deve-se mencionar que a SIL pretende expandir a área da CR do Recreio, aumentando a vida útil do aterro em mais 16 anos (até 2030). As reduções de emissões foram calculadas considerando o fechamento do aterro em 2014.

Para as estimativas do PROGAS, um fator de eficiência de coleta conservador de 50% foi considerado. Assim, o  $LFG_{flare, y}$  é igual a 50% do total de gás emitido para a atmosfera na linha de base. Em outras palavras, a quantidade de metano destruída pela atividade de projeto é calculada como segue:

$$MD_{project, y} = 0,8 \times 0,5 \times \frac{k \times R_y \times L_0 \times \sum_{i=y}^T \sum_{j=y}^i [e^{-k(i-j)}]}{F} \times w_{CH_4} \times D_{CH_4} \times FE \times 21$$

ou

$$MD_{project, y} = 0,4 \times \frac{k \times R_y \times L_0 \times \sum_{i=y}^T \sum_{j=y}^i [e^{-k(i-j)}]}{F} \times w_{CH_4} \times D_{CH_4} \times FE \times 21$$

**E.5. Diferença entre os itens E.4 e E.3, representando as reduções nas emissões da atividade de projeto:**

$$ER_y = \left( 0,4 \times \frac{k \times R_y \times L_0 \times \sum_{i=y}^T \sum_{j=y}^i [e^{-k(i-j)}]}{F} \right) \times w_{CH_4} \times D_{CH_4} \times FE \times 21 - EC_y \times EF$$

Essa equação foi estimada somente para o propósito de estimativa de emissões, já que as reduções de emissões reais do projeto serão medidas no local, através da metodologia de monitoramento do PROGAS.

As reduções de emissões de projeto são estimadas em aproximadamente **755.166 tCO<sub>2</sub>e** durante o primeiro período de créditos.

**E.6. Tabela fornecendo valores obtidos ao se aplicar as fórmulas acima:**

Ano	Estimativa das reduções de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa das reduções de emissões da linha de base (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa da fuga (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO <sub>2</sub> e)



<b>2007</b>	794	72 777	0	71 983
<b>2008</b>	794	87 325	0	86 531
<b>2009</b>	794	100 908	0	100 114
<b>2010</b>	794	113 619	0	112 825
<b>2011</b>	794	125 541	0	124 746
<b>2012</b>	794	136 786	0	135 992
<b>2013</b>	794	123 769	0	122 975
<b>Total</b> (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	<b>5 559</b>	<b>760 725</b>	<b>0</b>	<b>755 166</b>

Espera-se, portanto, uma redução de emissões de 755 166 tCO<sub>2</sub>e no primeiro período de obtenção de créditos. No entanto, as reduções efetivas serão diretamente medidas no *site* do projeto.

## SEÇÃO F. Impactos Ambientais

### F.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive aspectos transfronteiriços:

Os possíveis impactos ambientais deverão ser analisados pela FEPAM (Fundação Estadual de Proteção Ambiental) – órgão ambiental do Estado do Rio Grande do Sul. A SIL recebeu a primeira Licença de Operação para a CR do Recreio no dia 18 de Setembro de 2001, que foi renovada por mais duas vezes (2002 e 2003), de forma a obter a Licença de Operação 2495/2004 no dia 30 de Março de 2004, válida até 14 de Junho de 2008, e fará todos os esforços para obter a Licença de Operação para as unidades do PROGAS. A Licença de Operação da CR do Recreio 2495/2004 é apresentada na Figura 10, Figura 11 e Figura 12.





1/3

**LICENÇA DE OPERAÇÃO** **LO N° 2495/2004-DL**

A Fundação Estadual de Proteção Ambiental, criada pela Lei Estadual n° 9.077 de 04/06/90 e com seus Estatutos aprovados através do Decreto n° 33.765, de 28/12/90, registrada no Ofício do Registro Oficial em 01/02/91, no uso das atribuições que lhe confere a Lei n° 6.938, de 31/08/81, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, regulamentada pelo Decreto n° 99.274, de 06/06/90 e com base nos autos do processo administrativo n° 2368-05.67/04.5, expede a presente LICENÇA DE OPERAÇÃO que autoriza a:

**EMPREENHIMENTO:** 66536, **CODRAM:** 3542.20,  
**EMPREENDEDOR:** SIL SOLUÇÕES AMBIENTAIS LTDA.,  
**ENDEREÇO:** BR-290, km 181, s/n°, Bairro Coréia,  
**MUNICÍPIO:** Minas do Leão - RS,

a promover a operação relativa  
à atividade de: DESTINAÇÃO DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS, através de ATERRO SANITÁRIO (ARSU), parte integrante da CENTRAL DE RESÍDUOS DO RECREIO ( área de 400.000 m²),

localizada: na BR-290, km 178, Mina do Recreio, cava do bloco Coréia, coordenadas UTM 400.600 a 401.400E e 6.664.000 a 6.664.500N, no município de Minas do Leão - RS.

Com as condições e restrições:

- 01-esta licença renova a Licença de Operação n° 1897/2003-DL;
- 02-esta licença refere-se somente a operação do aterro sanitário de resíduos urbanos (ARSU, para resíduos domiciliares (Classe II) e resíduos caracterizados como Classe III (inertes), de conformidade com a NBR 10.004), e parte da Estação de Tratamento de Efluentes-EETE, relativa ao tratamento biológico, da Central de Resíduos do Recreio;
- 03-o aterro de resíduos sólidos urbanos (ARSU) ocupará toda a cava disponível do bloco Coréia, com capacidade volumétrica de 5.537.100 m³ e área de 25,35 ha, para uma capacidade máxima prevista de 33.000 m³/mês, considerada uma vida útil de 14 anos, organizado sob a forma de níveis, e disposto em 11 níveis, com altura de 5m/nível;
- 04-a profundidade da cava (bloco Coréia) é de 51 metros, devendo esta, ser a altura máxima do aterro;
- 05-o efluente final do sistema de tratamento deverá ser conduzido ao reservatório que abastece o lavador de carvão, em operação na Mina do Recreio;
- 06-qualquer efluente que venha a ser gerado na área de disposição de resíduos, deverá atender aos padrões constantes da Norma Técnica 01/89-SSMA, antes de ser disposto no ambiente;
- 07-o recebimento dos resíduos na Central de Resíduos do Recreio (ARSU), fica condicionado a assinatura de contrato entre a SIL Soluções Ambientais Ltda. e os usuários, devendo constar no mesmo o prazo contratado, cuja cópia deverá ser enviada à FEPAM, pela SIL Soluções Ambientais Ltda., até 5 (cinco) dias após a assinatura do documento. No caso de rescisão contratual, deverá a SIL informar, por escrito, a FEPAM;
- 08-o controle do recebimento dos resíduos no aterro de resíduos sólidos urbanos (ARSU) é de responsabilidade do empreendedor, devendo ser observados os critérios de compatibilidade para o qual foi projetado;
- 09-os resíduos não compatíveis com os autorizados nesta licença deverão ser devolvidos ao gerador;
- 10-a SIL Soluções Ambientais Ltda deverá apresentar à FEPAM, **trimestralmente**, laudo técnico (com ART do responsável) de acompanhamento das condições operacionais do aterro (ARSU),

  
Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler/RS  
Rua: Carlos Chagas, 55 - Fone: \*(51) 3225-1588 - FAX: (51) 3212-4151 - CEP 90030-020 - Porto Alegre - RS - Brasil

*Papel não colorido - protótipo e original*

Figura 10. Licença de Operação da CR do Recreio's (pag 1 de 3)





2/3

de conformidade com o apresentado no Manual de Operações, item 2.4.3, e informações relativas às evidências apuradas conforme item 11, desta licença, bem como as ações corretivas e preventivas a adotar, quando a situação assim o exigir:

- 11- o Boletim de Registro de Recebimento de Resíduos deverá ser enviado **mensalmente** à FEPAM
- 12-deverá ser observado o procedimento de adoção de frente de serviço mínima possível, com cobertura diária dos resíduos, de modo a garantir o manejo adequado dos mesmos;
- 13-o monitoramento ambiental de águas subterrâneas, nos pontos identificados como PZ-1P, PZ-3P, PZ-1A, PZ-3A, PZ-02, PZ-03 e SDP-1, deverá ser realizado **semestralmente**, para os parâmetros apresentados no Manual de Operação, Quadro 4.1, item 4.5, devendo os resultados e devida interpretação serem enviados à FEPAM;
- 14-o monitoramento ambiental para águas superficiais, nos pontos identificados como PR-4 e PR-5, no Arroio Taquara, deverá ser realizado **trimestralmente**, para os parâmetros apresentados no Manual de Operação, Quadro 4.1, item 4.5, devendo os resultados e devida interpretação serem enviados à FEPAM;
- 15-o monitoramento operacional para a ETE, nos pontos identificados como ST-1, ST-2, ST-3, ST-4 e ST-5 deverá ser realizado na frequência e parâmetros apresentados no Manual de Operação, Quadro 4.1, item 4.5, devendo os resultados e devida interpretação serem enviados à FEPAM;
- 16-deverá ser realizado o monitoramento diário, no entorno do aterro e em sua superfície, do sistema de controle de migração de gases, de modo a prevenir risco de explosão, adotando, no caso de detecção de falhas, as medidas previstas no Manual de Operação, item 4.4;
- 17-deverão ser observados procedimentos de inspeção e manutenção aos sistemas de drenagens de superfície, de lixiviados, de gases, de detecção de vazamentos e de monitoramento, iluminação, sinalização, acessos, processos erosivos, presença de vetores, e demais elementos e instalações implantadas;
- 18-em qualquer caso de derramamento, vazamento, deposição acidental de resíduos ou outro tipo de acidente, a FEPAM deverá ser comunicada imediatamente após o ocorrido, devendo ser apresentadas as medidas saneadoras, explicitando as já adotadas, em cumprimento ao disposto no Art. 10 do Decreto Estadual nº 38.356, de 1º de Abril de 1998, que regulamenta a Lei Estadual nº 9921/93;
- 19-a qualquer tempo, por entendimento desta FEPAM, poderão ser fixadas novas condições e restrições à atividade em questão;
- 20-a concessão desta licença deverá ser publicada de acordo com a Resolução CONAMA Nº 006/86, em anexo.

**OBSERVAÇÃO IMPORTANTE:** o empreendedor é responsável por manter condições operacionais adequadas, respondendo por quaisquer danos ao meio ambiente decorrentes da má operação do empreendimento.

Com vistas à **RENOVAÇÃO DA LICENÇA DE OPERAÇÃO** o empreendedor deverá apresentar:

- 01-requerimento solicitando a renovação da Licença de Operação;
- 02-cópia desta licença;
- 03-cópia da publicação da concessão desta licença e da solicitação de sua renovação, de acordo com a Resolução CONAMA Nº 006/86;
- 04-declaração do empreendedor quanto à responsabilidade técnica pela operação do sistema, remetendo nova ART caso tenha sido alterado o responsável;
- 05-comprovante do pagamento dos custos dos Serviços de Licenciamento Ambiental conforme Resolução nº 01/95-CONS. ADM., publicada no DOE em 01/09/95

  
Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luís Roessler/RS  
Rua: Carlos Chagas, 55 - Fone: \*(51) 3225-1588 - FAX: (51) 3212-4151 - CEP 90030-020 - Porto Alegre - RS - Brasil

*Papel não colorido - impressão a máquina*

Figura 11. Licença de Operação da CR do Recreio's (pag 2 de 3)





3/3

Fica o empreendedor obrigado ao adimplemento de todas as parcelas vincendas, quando o pagamento dos custos for através da opção de parcelamento.

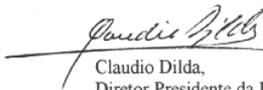
Caso venha a ocorrer alteração nos atos constitutivos, a empresa deverá apresentar, imediatamente, cópia da mesma à FEPAM, sob pena do empreendedor acima identificado continuar com a responsabilidade sobre a atividade/empreendimento licenciada por este documento.

Esta Licença só é válida para as condições contidas acima e até 14/06/2008. Porém, caso algum prazo estabelecido nesta licença for descumprido, automaticamente esta perderá sua validade. Este documento também perderá a validade caso os dados fornecidos pelo empreendedor não correspondam à realidade.

Esta Licença não dispensa nem substitui quaisquer alvarás ou certidões de qualquer natureza exigidos pela legislação Federal, Estadual ou Municipal, nem exclui as demais licenças ambientais.

Esta licença deverá estar disponível no local da atividade licenciada para efeito de fiscalização.

Porto Alegre, 30 de março de 2004.

  
Claudio Dilda,  
Diretor Presidente da Fepam.

FEPAM - DIV. LICENCIAMENTO
DATA: 30/03/2004
ASS: 

SR.rhc.  
fepam®.

Identificador do Documento = 149842

Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luís Roessler/RS  
Rua: Carlos Chagas, 55 - Fone: \*(51) 3225-1588 - FAX: (51) 3212-4151 - CEP 90030-020 - Porto Alegre - RS - Brasil

Papéis não calçados - protegendo a natureza.

Figura 12. Licença de Operação da CR do Recreio's (pag 3 de 3)

Não haverá impactos transfronteiriços resultantes do PROGAS. Todos os impactos relevantes ocorrem dentro do território brasileiro e serão mitigados para condizer com os requisitos ambientais para a implantação do projeto.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



**F.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências de apoio à documentação relativa a uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos, conforme exigido pela Parte anfitriã:**

O PROGAS não apresentará impactos ambientais significativos. A infra-estrutura de coleta e queima do gás não irá gerar impactos ambientais significativos no local.

A *Central de Resíduos do Recreio* é um dos poucos aterros que obtiveram todas as Licenças Ambientais da FEPAM. Portanto, pode-se concluir que a SIL está totalmente comprometida com a integridade ambiental e as suas práticas.

A queima do gás, mesmo assim, pode ocasionar em emissões gasosas, como compostos orgânicos voláteis e dioxinas que devem ser controladas. Durante o processo de licenciamento ambiental, todas as medições necessárias serão realizadas de forma a mitigar tais impactos, conforme solicitado na emissão da Licença de Operação pela FEPAM.

## **SEÇÃO G. Comentários dos Atores**

### **G.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores locais:**

Anteriormente ao desenvolvimento do PROGAS, a SIL fez uma chamada pública para comentários de atores locais quando a CR do Recreio foi projetada.

Agora, conforme solicitado pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, a ADN do Brasil, convites devem ser enviados para comentários de atores locais como parte do processo de análise de projetos MDL e emissão da Carta de Aprovação. Esse procedimento foi seguido pela SIL para apresentar o projeto de mitigação de GEEs para o público. Cartas e o Sumário Executivo foram enviados para os seguintes atores:

- Prefeitura Municipal de Minas do Leão – RS
- Secretaria Municipal de Agricultura
- Câmara dos Vereadores de Minas do Leão – RS
- Secretaria Estadual do Meio Ambiente
- Associação dos Moradores do Bairro Coréia
- Ministério Público do Estado do Rio Grande do Sul
- Fórum Brasileiro de ONGs

### **G.2. Resumo dos comentários recebidos**

A SIL recebeu comentários da *Associação dos Moradores do Bairro Coréia*, da *Secretaria Municipal de Agricultura*, da *Prefeitura Municipal de Minas do Leão* e da *Secretaria Estadual do Meio Ambiente*. Em resumo, todos os comentários parabenizam a SIL pela iniciativa do PROGAS e escrevem que o uso de áreas degradadas como local de instalação de um aterro é uma medida positiva que pode resultar na recuperação da área, reduzindo os impactos ambientais e é uma importante medida de disposição de resíduos sólidos.

Os comentários escrevem, também, que a queima do biogás irá contribuir como a melhoria das condições ambientais, eliminando o odor dos gases que afetam a população local. Finalmente, os quatro comentários



afirmam que o PROGAS irá contribuir com o desenvolvimento sustentável, irá melhorar a renda da população e irá gerar empregos.

### **G.3. Resumo de como os comentários foram recebidos**

A SIL agradece os quatro comentários recebidos, que confirmam todos os impactos positivos do PROGAS. Os comentários foram recebidos como um incentivo para que a SIL implante o PROGAS na CR do Recreio.



Anexo 1

**DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	SIL – Soluções Ambientais Ltda.
Rua/Cx. Postal:	Rodovia BR 290 – km 181
Edifício:	
Cidade:	Minas do Leão
Estado/Região:	RS
CEP:	967555-000
País:	Brazil
Telefone:	+55 (51) 3652.2962 +55 (51) 9807.3698 +55 (51) 3221.5569
FAX:	+55 (51) 3652.2962 +55 (51) 3221.5569
E-Mail:	<a href="mailto:silsolucoes@sil-residuos.com.br">silsolucoes@sil-residuos.com.br</a>
URL:	<a href="http://www.sil-residuos.com.br">www.sil-residuos.com.br</a>
Representada por:	
Título:	Mr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Hartmann
Nome:	
Departamento:	Fernando
Celular:	Director
FAX direto:	+55 (51) 9985.0567
Telefone direto:	+55 (51) 3221.5569
E-mail:	+55 (51) 3221.5569
	<a href="mailto:fernando@sil-residuos.com.br">fernando@sil-residuos.com.br</a>



## Anexo 2

### INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público do Anexo I envolvido nessa atividade de projeto.

## Anexo 3

### INFORMAÇÕES DE LINHA DE BASE

Tabela 1. Informações para a determinação da linha-de-base

DADOS	VALOR	UNIDADE	FONTE
<b>L<sub>0</sub> (potencial de geração de metano)</b>	0,07	m <sup>3</sup> <sub>CH<sub>4</sub></sub> /kg <sub>resíduo</sub>	USEPA <sup>7</sup>
<b>k (constante de decaimento)</b>	0,1	1/ano	
<b>Ano de abertura</b>	2001		SIL
<b>Ano de fechamento</b>	2014		
<b>R<sub>x</sub></b>	Variável	kg <sub>resíduo</sub>	
<b>EAF (Fator de Emissão Ajustável)</b>	20	%	

Segundo a USEPA (1996) os valores de  $k$  e  $L_0$  devem ser estimados de forma conservadora, uma vez que as incertezas com relação à faixa de variação são grandes. Para fazer uma aproximação conservadora,  $L_0$  foi estimado como sendo 50% do menor valor sugerido pela USEPA (2,25-2,88 ft<sup>3</sup>/lb). Convertendo as unidades para m<sup>3</sup><sub>CH<sub>4</sub></sub>/kg<sub>resíduo</sub>, o valor assumido para  $L_0$  é igual a 0,07.

O valor de  $k$  foi estimado como sendo 0,1/ano, o menor valor sugerido, considerando que o aterro encontra-se em um local com clima úmido.

Os dados de disposição anual de resíduos foram fornecidos pela SIL, de 2001 a 2005. Dados de 2006 adiante foram estimados pela SIL.

As emissões de projeto pela compra de eletricidade foram estimados através da metodologia aprovada ACM0002 – *Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources – version 5*. De forma a coletar dados de despacho diário, que permitem a aplicação da opção *b) Simple adjusted OM*, o operador do sistema elétrico (ONS) foi consultado de forma a prover os dados adequados.

ACM0002 considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o centro dos dados a serem determinados no cenário da linha de base. No Brasil, há duas redes principais, Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, no entanto a rede relevante para este projeto é a Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

O método que será escolhido para calcular a Margem de Operação (MO) para o fator de emissão da eletricidade de linha de base será a opção (b) “*Simple Adjusted OM*”, já que a escolha de preferência (c) “*Dispatch Data Analysis OM*” enfrentaria a barreira de disponibilidade de dados no Brasil.

<sup>7</sup> USEPA – United States Environmental Agency; *Turning a Liability into an Asset: a Landfill Gas-to- Energy Project Development Handbook*; LMOP – Landfill Methane Outreach Program, 1996



Sistema (ONS) precisaram ser coletados. ONS não fornece regularmente tais informações, o que implicou em obtê-las através de comunicação direta com a entidade.

As informações obtidas referem-se aos anos 2002, 2003 e 2004, e são as informações mais recentes disponíveis nesse estágio (no final de 2005 ONS forneceu dados de despacho para toda a rede interconectada na forma de relatórios<sup>8</sup> diários de 1º de janeiro de 2002 a 31 de dezembro de 2004, as informações mais recentes disponíveis nesse estágio).

### Cálculo do “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” (Margem em Operação)

De acordo com a metodologia, o projeto determina o “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” ( $EF_{OM, simple\ adjusted, y}$ ). Então, a equação seguinte a ser resolvida é:

$$EF_{OM, simple\ adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

É assumido aqui que todas as usinas de fontes de baixo custo e despacho obrigatório produzem emissões nulas.

$$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} = 0 \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

Por favor, refira-se ao texto da metodologia ou às explicações das variáveis mencionadas acima.

Os dados do ONS, assim como, a planilha do cálculo dos fatores de emissão foram disponibilizados para o validador (EOD). Na planilha, os dados de despacho são tratados para permitir o cálculo do fator de emissão para os três anos mais recentes com as informações disponíveis, que são de 2002, 2003 e 2004.

Os fatores Lambda foram calculados de acordo com os requisitos da metodologia. Mais informações detalhadas são fornecidas no Anexo 3. A tabela abaixo apresenta esses fatores.

Ano	Lambda
2002	0,5053
2003	0,5312
2004	0,5041

A geração de eletricidade para cada ano também precisa ser levada em consideração. Essa informação é fornecida na tabela abaixo:

<sup>8</sup> *Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional*. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários de todo o sistema interconectado de 1º de Janeiro de 2002 a 31 de Dezembro de 2004.



Ano	Carga elétrica (MWh)
2002	275.402.896
2003	288.493.929
2004	297.879.874

Usando informações apropriadas para  $F_{i,j,y}$  e  $COEF_{i,j}$ , os fatores de emissão da MO para cada ano podem ser determinados, como segue:

$$EF_{OM, simple\_adjusted, 2002} = (1 - \lambda_{2002}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM, simple\_adjusted, 2002} = 0,4229 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{OM, simple\_adjusted, 2003} = (1 - \lambda_{2003}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM, simple\_adjusted, 2003} = 0,4417 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{OM, simple\_adjusted, 2004} = (1 - \lambda_{2004}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2004} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2004}} \therefore EF_{OM, simple\_adjusted, 2004} = 0,4346 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, para determinar a linha de base *ex-ante*, a média entre os três anos é calculada, determinando o  $EF_{OM, simple\_adjusted}$ .

$$EF_{OM, simple\_adjusted, 2002\_2004} = \frac{EF_{OM, simple\_adjusted, 2002} * \sum_j GEN_{j,2002} + EF_{OM, simple\_adjusted, 2003} * \sum_j GEN_{j,2003} + EF_{OM, simple\_adjusted, 2004} * \sum_j GEN_{j,2004}}{\sum_j GEN_{j,2002} + \sum_j GEN_{j,2003} + \sum_j GEN_{j,2004}} = 0,4332$$

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (MC) também precisa ser determinado:

$$EF_{BM, y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}}$$

A geração de eletricidade neste caso significa 20% do total produzido no ano mais recente (2004), uma vez que as 5 usinas construídas mais recentemente produzem menos de 20%. Caso 20% se encaixe em parte da capacidade da usina, a usina é incluída por completo nos cálculos. O cálculo do fator resulta em:

$$EF_{BM, 2004} = 0,0962 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, o fator de emissão da linha de base é calculado por uma fórmula de média ponderada, considerando tanto o MO quanto o MC sendo os pesos de 50% e 50% por definição. Logo, o resultado será:



$$EF_{electricity,2002-2004} = 0,5 * 0,4332 + 0,5 * 0,0962 = 0,2647 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

É importante notar que as considerações adequadas dos pesos acima estão atualmente sendo estudadas pelo Painel Metodológico, e existe uma possibilidade de que os pesos utilizados na metodologia aplicada aqui sofram alterações.

As emissões da linha de base poderiam ser proporcionais à eletricidade despachada à rede durante o período de duração do projeto. As emissões de linha de base devido ao deslocamento de eletricidade são calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ( $EF_{electricity,2002-2004}$ ) pela eletricidade gerada pela atividade do projeto.

$$BE_{electricity,y} = EF_{electricity,2002-2004} \cdot EG_y$$

Então, para o primeiro período de crédito, as emissões de linha de base serão calculadas como a seguir:

$$BE_{electricity,y} = 0,2647 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EC_y \quad (\text{in tCO}_2\text{e})$$

As emissões do projeto seriam então proporcionais à eletricidade comprada da rede ao longo da vida do projeto. Fugas devido à compra de eletricidade são calculadas através da multiplicação o fator de emissão da eletricidade ( $EF_{electricity,2002-2004}$ ) com a eletricidade comprada pelo projeto, conforme colocado na seção E.2.

O sistema elétrico brasileiro tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: Norte/Nordeste (N/NE) e Sul/Sudeste/Centro-Oeste (S/SE/CO). Isto ocorre principalmente devido à evolução histórica e física do sistema, o qual se desenvolveu naturalmente ao redor dos grandes centros consumidores do país.

A evolução natural de ambos os sistemas está crescentemente mostrando que a integração ocorrerá no futuro. Em 1998, o governo Brasileiro anunciou o primeiro movimento com a linha de interconexão entre S/SE/CO e N/NE. Com investimentos em torno de US\$700 milhões, a conexão teve como propósito principal, na visão do governo, ao menos, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região S/SE/CO poderia suprir a N/NE caso fosse necessário e vice-versa.

Todavia, mesmo após o estabelecimento da interconexão, a papelada técnica ainda divide o sistema Brasileiro em dois (Bosi, 2000)<sup>9</sup>:

“... onde o Sistema Elétrico Brasileiro se divide em três subsistemas separados”:

- (i) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- (ii) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste, e
- (iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localizações eletricamente isoladas dos sistemas interconectados).”

Além disso, Bosi (2000) apresenta uma forte argumentação a favor do assim chamado multi-projeto de linha de base:

“Para grandes países com diferentes circunstâncias no interior de suas fronteiras e diferentes redes energéticas baseadas nos três diferentes sistemas, multi-projetos de linha de base no setor de

<sup>9</sup> Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.



eletricidade talvez tenham a necessidade de se desagregar abaixo do nível do país para que possa prover representação acreditável do que poderia ter ocorrido de outra forma”.

Finalmente, deve-se levar em consideração que mesmo que os sistemas estejam interconectados atualmente, a transmissão de energia entre o N/NE e o S/SE/CO é severamente limitada pela capacidade das linhas de transmissão. Então, somente uma fração do total de energia gerada em ambos os subsistemas é enviada de alguma maneira. É natural que essa fração possa mudar de direção e magnitude (acima da capacidade da linha de transmissão) dependendo do padrão hidrológico, clima e outros fatores incontrolláveis. Mas não é necessário que isso represente uma quantidade significativa da demanda de cada subsistema. Também deve ser considerado que apenas no final de 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída, isto é, se os proponentes do projeto estiverem coerentes com a base de dados de geração disponível no momento da submissão para validação do DCP, uma situação onde a transmissão de eletricidade entre os subsistemas estava restrita deverá ser considerada.

O sistema elétrico brasileiro compreende atualmente ao redor de 91,3 GW de capacidade instalada, no total de 1.420 iniciativas de geração de eletricidade. Destas, aproximadamente 70% são plantas hidroelétricas, perto de 10% são plantas de energia a partir da queima de gás natural, 5,3% são plantas de diesel e óleo combustível, 3,1% de são fontes de biomassa (cana-de-açúcar, madeira, casca de arroz, biogás e licor negro), 2% são usinas nucleares, 1,4% são plantas de carvão, e também há 8,1 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Venezuela, Uruguai e Paraguai) que deverão despachar energia à rede brasileira (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Essa última capacidade é na realidade compreendida principalmente por 6,3GW da parte do Paraguai na Itaipu Binacional, uma usina hidrelétrica que opera tanto no Brasil quanto no Paraguai, mas cuja produção é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.

A metodologias ACM0002 pedem aos proponentes do projeto a se responsabilizar por “todas fontes geradoras servindo o sistema”. Deste modo, ao aplicar uma destas metodologias, os proponentes de projeto no Brasil devem procurar e pesquisar todas as plantas energéticas que servem o sistema brasileiro.

Na realidade, informações do tipo das fontes de geração não são publicamente disponíveis no Brasil. O centro de despacho nacional, ONS – Operador Nacional do Sistema – argumenta que tais informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia e por isso não podem se tornar disponíveis. Por outro lado, a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, fornece informações de capacidade energética e outros interesses legais do setor de eletricidade, mas nenhuma informação de despacho pode ser adquirida por esta entidade.

A respeito disto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para tornar possível o cálculo do fator de emissão do Brasil com a melhor acurácia possível. Visto que dados de despacho real são necessários, a ONS foi contatada para que os participantes pudessem saber até que grau de detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Depois de muitos meses de diálogo, a informação de despacho diário das plantas foi disponibilizada para os anos de 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projeto, ao discutir a praticabilidade da utilização dos dados, concluíram que era a mais apropriada informação a ser considerada para determinar o fator de emissão da rede brasileira. De acordo com a ANEEL, de fato, a ONS centralizou as plantas de despacho estimadas em 75.547 MW de capacidade instalada em 31/12/2004, dentre o total de 98.848,5 MW instalados no Brasil na mesma data ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo Gráficos mai 2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)), incluindo a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que são despachadas



somente nos períodos de limitações elétricas do sistema. Tal capacidade é na realidade constituída de plantas com capacidade instalada de 30 MW ou mais, conectadas ao sistema por linhas de energia de 138kV ou linhas de alta voltagem. Então, mesmo que o cálculo do fator de emissão não considere todas as fontes de geração que servem ao sistema, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve ao Brasil está sendo levada em consideração, o que é suficiente em vista das dificuldades de obtenção de informações de despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são plantas que não tem despacho coordenado pela ONS, visto que: mesmo que elas operem com base nos acordos de compra os quais não estão sob controle das autoridades de despacho, ou estão localizadas em sistemas não interconectados aos quais a ONS tem acesso. Deste modo, esta parte não é passível de afetar os projetos de MDL, e esta é outra razão para que não seja levada em consideração na determinação do fator de emissão.

Na tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores do projeto consideraram a opção de pesquisar por dados disponíveis, mas não oficiais para suprimir a lacuna existente. A solução encontrada foi a base de dados da Agência Internacional de Energia (AIE) criada para executar o estudo “Testes de Caminhos de Linhas de Base para Projetos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Setor de Energia Elétrica”, publicado em Outubro de 2002. Ao fundir os dados da ONS com os dados da AIE em uma planilha eletrônica, os proponentes do projeto tiveram a possibilidade de considerar todas as fontes de geração conectadas a redes relevantes para determinar o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi mais conservador ao considerar apenas os dados da ONS, como é mostrada na tabela abaixo a margem de construção em ambos os casos.

Margem de Construção com fusão de dados da AIE/ONS (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Margem de Construção com dados da ONS (tCO <sub>2</sub> /MWh)
0,205	0,0962

Então, considerando todos os argumentos explanados, os desenvolvedores do projeto decidiram pela base de dados que considera apenas os dados da ONS, e desta forma foi possível dirigir-se oportunamente ao caso da determinação do fator de emissão e fazê-lo da maneira mais conservadora.

As eficiências das usinas de combustível fóssil também foram retiradas da redação da AIE. Isso foi feito considerando a falta de mais informações detalhadas sobre essas informações de fontes públicas, confiáveis e acreditáveis.

Da referência mencionada:

*A eficiência de conversão de combustíveis fósseis (%) para plantas de energia térmica foi calculada com base na capacidade instalada de cada planta e da energia produzida de fato. Para a maioria das plantas de energia por combustível fóssil em construção, um valor constante de 30% foi usado como estimativa para a eficiência de conversão de seus combustíveis fósseis. Essa hipótese foi baseada nos dados disponíveis em literatura e baseados nas observações da atual situação destes tipos de plantas atualmente em operação no Brasil. Para as únicas duas plantas de gás natural em ciclo combinado (totalizando 648 MW) assumiu-se taxa de eficiência maior, isto é, 45%.*

Então apenas dados para plantas em construção em 2002 (com início de operação em 2002, 2003 e 2004) foram estimados. Todas as outras eficiências foram calculadas. Para o melhor do nosso conhecimento, não há reforma/modernização de usinas de geração mais antigas no período analisado (2002 a 2004). Por essa razão, os participantes do projeto consideram a aplicação desse número não apenas razoável, mas a melhor opção disponível.



Os dados de despacho horário reunidos mais recentemente recebidos pela ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos de dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração de baixo custo e despacho obrigatório foi determinada como a geração total menos a geração das plantas de geração térmica por combustível fóssil, esta última determinada por dados diários de despacho fornecidos pela ONS. Toda essa informação foi disponibilizada aos validadores e extensivamente discutida com eles, de maneira a tornar todos os pontos claros.

Nas páginas seguintes, um resumo das análises é fornecido. Primeiro, a tabela com as 126 plantas de despacho pela ONS é fornecida. Depois, uma tabela com as conclusões resumidas das análises, com o cálculo do fator de emissão mostrado. Finalmente, as curvas de duração de carga do sistema S/SE/CO são apresentadas.



# FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-DCP) - Versão 02



**Tabela 2. Plantas de Despacho do ONS -1/2**

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tC/TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO2/MWh)
1	S-SE-CO	G	Termo Rio	Nov-2004	423,3	0,30	15,3	99,5%	0,670
2	S-SE-CO	H	Candonga	Sep-2004	140,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
3	S-SE-CO	H	Queimado	May-2004	105,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
4	S-SE-CO	G	Norte Fluminense	Feb-2004	860,2	0,30	15,3	99,5%	0,670
5	S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
6	S-SE-CO	H	Gauparé	Sep-2003	120,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
7	S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306,0	0,30	15,3	99,5%	0,670
8	S-SE-CO	H	Funil (MG)	Jan-2003	180,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
9	S-SE-CO	H	Itiquira I	Sep-2002	156,1	1,00	0,0	0,0%	0,000
10	S-SE-CO	G	Araucária	Sep-2002	484,5	0,30	15,3	99,5%	0,670
11	S-SE-CO	G	Canoas	Sep-2002	160,6	0,30	15,3	99,5%	0,670
12	S-SE-CO	H	Piraju	Sep-2002	81,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
13	S-SE-CO	G	Nova Piratininga	Jun-2002	384,9	0,30	15,3	99,5%	0,670
14	S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Jun-2002	5,0	0,30	20,7	99,0%	0,902
15	S-SE-CO	H	Rosal	Jun-2002	55,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
16	S-SE-CO	G	Ibirité	May-2002	226,0	0,30	15,3	99,5%	0,670
17	S-SE-CO	H	Cana Brava	May-2002	465,9	1,00	0,0	0,0%	0,000
18	S-SE-CO	H	Sta. Clara	Jan-2002	60,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
19	S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1.140,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
20	S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87,0	0,28	15,3	99,5%	0,718
21	S-SE-CO	G	Macacé Merchant	Nov-2001	922,6	0,24	15,3	99,5%	0,837
22	S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Nov-2001	902,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
23	S-SE-CO	G	Eletrobolt	Oct-2001	379,0	0,24	15,3	99,5%	0,837
24	S-SE-CO	H	Porto Estrela	Sep-2001	112,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
25	S-SE-CO	G	Cuiaba (Mario Covas)	Aug-2001	529,2	0,30	15,3	99,5%	0,670
26	S-SE-CO	G	W. Arjona	Jan-2001	194,0	0,25	15,3	99,5%	0,804
27	S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	639,9	0,45	15,3	99,5%	0,447
28	S-SE-CO	H	S. Caxias	Jan-1999	1.240,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
29	S-SE-CO	H	Canoas I	Jan-1999	82,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
30	S-SE-CO	H	Canoas II	Jan-1999	72,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
31	S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
32	S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1.540,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
33	S-SE-CO	D	Cuiaba (Mario Covas)	Oct-1998	529,2	0,27	20,2	99,0%	0,978
34	S-SE-CO	H	Sobragi	Sep-1998	60,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
35	S-SE-CO	H	PCH FMAF	Jan-1998	26,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
36	S-SE-CO	H	PCH CEEE	Jan-1998	25,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
37	S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
38	S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
39	S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	82,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
40	S-SE-CO	H	PCH CELESC	Jan-1998	50,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
41	S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
42	S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
43	S-SE-CO	H	PCH CERJ	Jan-1998	59,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
44	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
45	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
46	S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
47	S-SE-CO	H	S. Mesa	Jan-1998	1.275,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
48	S-SE-CO	H	PCH EPAULO	Jan-1998	26,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
49	S-SE-CO	H	Guilmam Amorim	Jan-1997	140,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
50	S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
51	S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	408,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
52	S-SE-CO	H	Noav Ponte	Jan-1994	510,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
53	S-SE-CO	H	Segredo (Gov. Ney Braga)	Jan-1992	1.260,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
54	S-SE-CO	H	Taquarucu	Jan-1989	554,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
55	S-SE-CO	H	Manso	Jan-1988	210,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
56	S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	125,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
57	S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1.450,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
58	S-SE-CO	H	Rosana	Jan-1987	369,2	1,00	0,0	0,0%	0,000
59	S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1.874,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
60	S-SE-CO	H	T. Irmãos	Jan-1985	807,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
61	S-SE-CO	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6.300,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
62	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5.375,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
63	S-SE-CO	H	Emborcação	Jan-1982	1.192,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
64	S-SE-CO	H	Nova Avanhandava	Jan-1982	347,4	1,00	0,0	0,0%	0,000
65	S-SE-CO	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1.676,0	1,00	0,0	0,0%	0,000

\* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest

\*\* Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil).

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração (<http://www.aneel.gov.br>, data collected in november 2004).

[2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.

[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN (daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003).

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (<http://www.aneel.gov.br>, data collected in november 2004).



# FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-DCP) - Versão 02



**Tabela 3. Plantas de Despacho do ONS -2/2**

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tCO <sub>2</sub> /TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO <sub>2</sub> /MWh)
66	S-SE-CO	H	S.Santiago	Jan-1980	1.420,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
67	S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1980	2.280,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
68	S-SE-CO	O	Igarapé	Jan-1978	131,0	0,30	20,7	99,0%	0,902
69	S-SE-CO	H	Itauba	Jan-1978	512,4	1,00	0,0	0,0%	0,000
70	S-SE-CO	H	A. Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1.396,2	1,00	0,0	0,0%	0,000
71	S-SE-CO	H	S.Simão	Jan-1978	1.710,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
72	S-SE-CO	H	Capivara	Jan-1977	640,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
73	S-SE-CO	H	S.Osório	Jan-1975	1.078,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
74	S-SE-CO	H	Marimbondo	Jan-1975	1.440,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
75	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
76	S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446,0	0,26	26,0	98,0%	1,294
77	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
78	S-SE-CO	H	Porto Colombia	Jun-1973	320,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
79	S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
80	S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
81	S-SE-CO	H	Ilha Solteira	Jan-1973	3.444,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
82	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
83	S-SE-CO	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
84	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
85	S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
86	S-SE-CO	H	Sá Carvalho	Apr-1970	78,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
87	S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1.050,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
88	S-SE-CO	H	Ibitinga	Jan-1969	131,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
89	S-SE-CO	H	Jupia	Jan-1969	1.551,2	1,00	0,0	0,0%	0,000
90	S-SE-CO	O	Alegrete	Jan-1968	66,0	0,26	20,7	99,0%	1,040
91	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30,0	0,24	15,3	99,5%	0,837
92	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766,0	0,31	15,3	99,5%	0,648
93	S-SE-CO	H	Parabuna	Jan-1968	85,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
94	S-SE-CO	H	Limoeiro (Armando Salles de Olive	Jan-1967	32,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
95	S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80,4	1,00	0,0	0,0%	0,000
96	S-SE-CO	C	J.Lacerda C	Jan-1965	363,0	0,25	26,0	98,0%	1,345
97	S-SE-CO	C	J.Lacerda B	Jan-1965	262,0	0,21	26,0	98,0%	1,602
98	S-SE-CO	C	J.Lacerda A	Jan-1965	232,0	0,18	26,0	98,0%	1,869
99	S-SE-CO	H	Bani (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	140,1	1,00	0,0	0,0%	0,000
100	S-SE-CO	H	Funil (RJ)	Jan-1965	216,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
101	S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	20,0	0,30	26,0	98,0%	1,121
102	S-SE-CO	H	Fumas	Jan-1963	1.216,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
103	S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140,8	1,00	0,0	0,0%	0,000
104	S-SE-CO	C	Charqueadas	Jan-1962	72,0	0,23	26,0	98,0%	1,462
105	S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97,7	1,00	0,0	0,0%	0,000
106	S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
107	S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99,1	1,00	0,0	0,0%	0,000
108	S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
109	S-SE-CO	H	Euclides da Cunha	Jan-1960	108,8	1,00	0,0	0,0%	0,000
110	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
111	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56,1	1,00	0,0	0,0%	0,000
112	S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
113	S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1958	70,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
114	S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
115	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Jan-1956	478,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
116	S-SE-CO	H	Ibitinga	Jan-1955	52,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
117	S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20,0	0,26	26,0	98,0%	1,294
118	S-SE-CO	O	Carioba	Jan-1954	36,2	0,30	20,7	99,0%	0,902
119	S-SE-CO	O	Piratinga	Jan-1954	472,0	0,30	20,7	99,0%	0,902
120	S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42,5	1,00	0,0	0,0%	0,000
121	S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378,4	1,00	0,0	0,0%	0,000
122	S-SE-CO	H	Fontes Nova	Jan-1940	130,3	1,00	0,0	0,0%	0,000
123	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
124	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469,0	1,00	0,0	0,0%	0,000
125	S-SE-CO	H	I. Pombos	Jan-1924	189,7	1,00	0,0	0,0%	0,000
126	S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	11,8	1,00	0,0	0,0%	0,000
<b>Total (MW) =</b>					<b>66.007,1</b>				

\* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest  
\*\* Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil).  
[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração (http://www.aneel.gov.br/, data collected in november 2004).  
[2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.  
[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.  
[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN (daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003).  
[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (http://www.aneel.gov.br/, data collected in november 2004).



Tabela Resumo

Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linha de base (incluindo importação)	$EF_{OM}$ [tCO <sub>2</sub> /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [GWh]	Importações [MWh]
2002	0,8548	275.402.896	258.720	1.607.395
2003	0,9421	288.493.929	274.649	459.586
2004	0,8763	297.879.874	284.748	1.468.275
	<b>Total (2002-2004) =</b>	<b>861.776.699</b>	<b>818.118</b>	<b>3.535.256</b>
	$EF_{OM, \text{ simples-ajustada}}$ [tCO <sub>2</sub> /MWh]	$EF_{BM, 2004}$	Lambda	
	0,4332	0,0962	$\lambda_{2002}$	
	<b>Pesos alternativos</b>	<b>Pesos padrão</b>	0,5053	
	$w_{OM} = 0,75$	$w_{OM} = 0,5$	$\lambda_{2003}$	
	$w_{BM} = 0,25$	$w_{BM} = 0,5$	0,5312	
	$EF_{CM}$ [tCO <sub>2</sub> /MWh]	<b>Padrão <math>EF_{OM}</math></b> [tCO <sub>2</sub> /MWh]	$\lambda_{2004}$	
	0,3490	0,2647	0,5041	

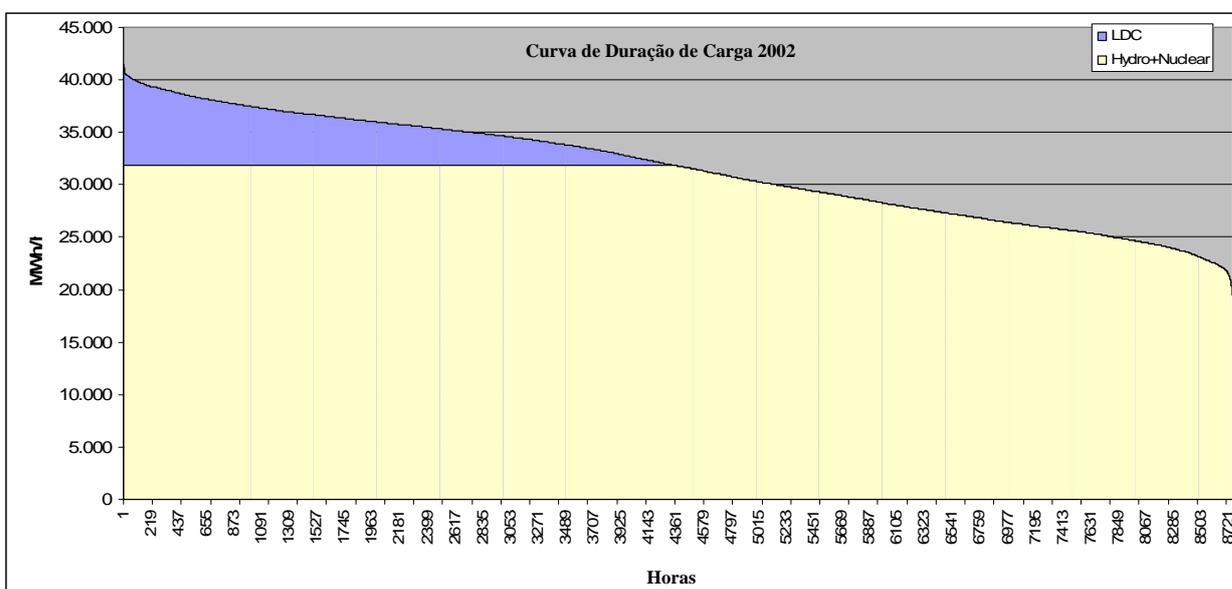


Figura 13. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2002

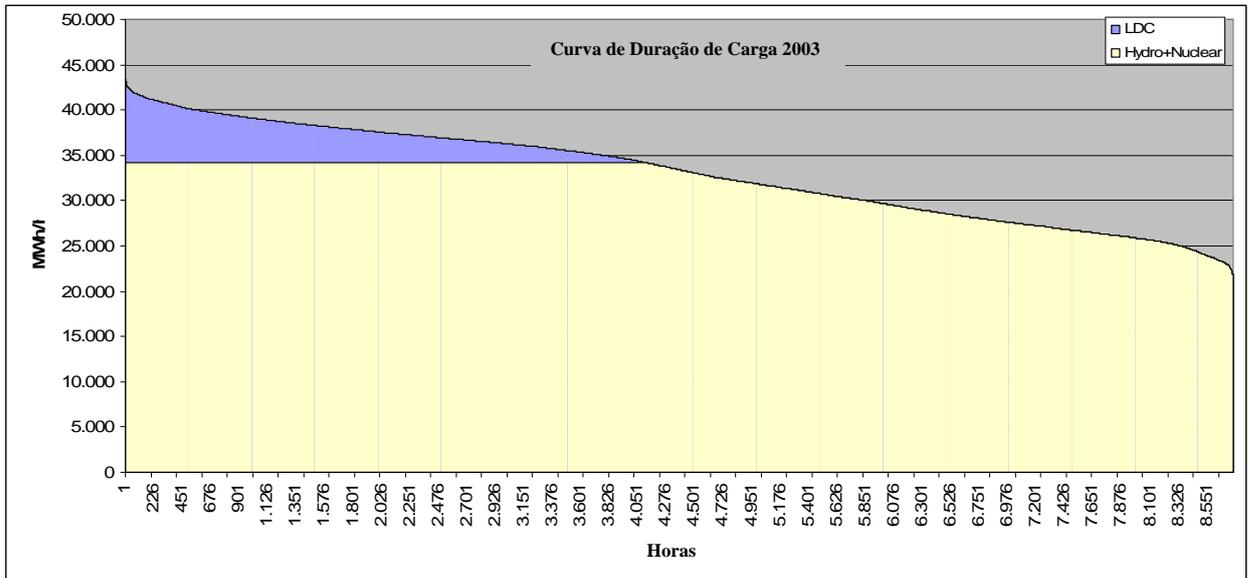


Figura 14. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2003

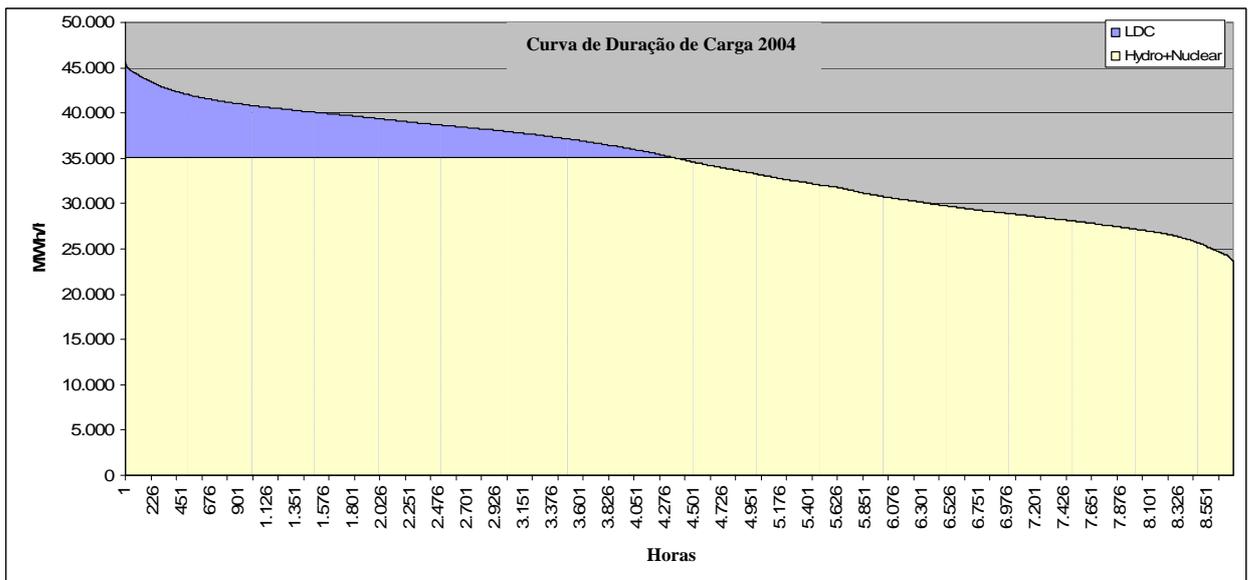


Figura 15. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2004

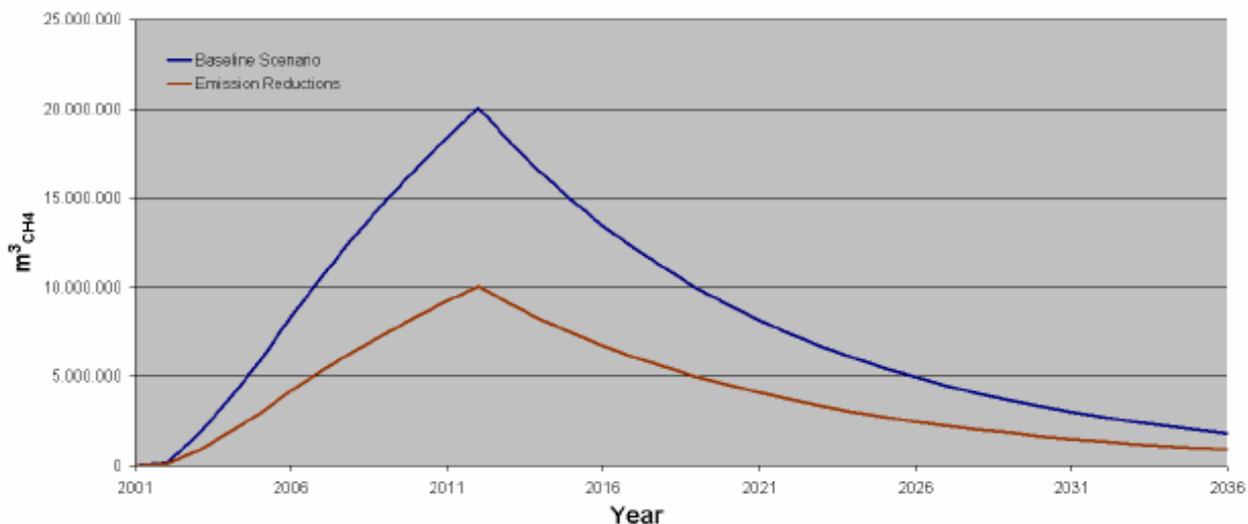


Figura 16. Emissões da Linha de base e Reduções de emissões na CR do Recreio



#### Anexo 4

### PLANO DE MONITORAMENTO

Conforme informado na Seção D deste documento, as seguintes variáveis devem ser monitoradas de modo a determinar e quantificar as reduções de emissões do PROGAS:

- A quantidade de biogás enviada para os flares;
- A porcentagem do metano no biogás;
- A eficiência dos flares.
- A pressão do gás;
- A temperatura do gás; e
- O consumo de eletricidade do soprador, emMWh.

Exceto pela eficiência do flare, todos os outros dados devem ser monitorados continuamente, através dos analisadores apropriados. A eficiência do flare deve ser medida continuamente (através das horas de operação do flare e da temperatura média da câmara de combustão) e a cada três meses ou mensalmente (caso o valor seja instável) através de análises da porcentagem de metano no gás de exaustão.

Considerando que as instalações do PROGAS contarão com equipamentos computadorizados que produzirão dados continuamente, todos os dados relevantes para emissão dos relatórios de monitoramento estarão disponíveis. A tabela a seguir deverá ser preenchida, com todas as informações das medições:

**Tabela 4. Planilha Resumo para o PROGAS**

Data	Biogás enviado ao flare (m3)	Metano no biogás (%)	Horas de operação do flare	Temperatura média da câmara de combustão (°C)	Pressão do biogás (mbar)	Consumo de energia elétrica do soprador (MWh)
1/1/2007						
2/1/2007						
3/1/2007						
4/1/2007						
5/1/2007						
6/1/2007						
7/1/2007						
8/1/2007						
9/1/2007						

Quantidade de gás para os queimadores e porcentagem de metano nos gases serão medidos por um medidor de fluxo e um analisador dentro das instalações, serão monitorados eletronicamente por um sistema de lógica programável. Após isso, a partir do momento que o fluxo, assim como a eficiência dos queimadores, se tornarem inputs para a folha, a quantidade queimada é calculada. A soma das duas quantidades é igual ao total de metano destruído. Subtraindo 20% deste número, resultado do Fator de ajuste de eficácia, as reduções de emissão são determinadas.

Existirão folhas similares para os períodos de crédito. Elas serão apresentadas ao verificador como dados coletados e armazenados para fins de verificação.



O caderno também manterá informação eletrônica sobre a eficiência dos queimadores, com testes sendo efetuados da mesma maneira. A tabela 3 mostra como os dados dos queimadores serão arquivados.

Tabela 5. Dados de eficiência do flare

Testes de eficiência dos queimadores				
Queimador #	Data do teste	Metano no gás de escape	Testado	Aprovado por

O cálculo das reduções de emissão será realizado usando-se o formulário a seguir:

A	Biogás enviado aos <i>flares</i>	m <sup>3</sup>
B	Teor de metano no LFG	% <sub>methane</sub>
C	Pressão do LFG	bar
D	Temperatura do LFG	K
$E = \frac{C \times A}{D} \times \frac{273}{1.013} \times 0.0007168$	Metano coletado	t <sub>methane</sub>
F	Eficiência do <i>flare</i>	%
G = E . F	Total de metano destruído	t <sub>methane</sub>
H = G . 21	Total de CO <sub>2</sub> e destruído	tCO <sub>2</sub> e
I = H . 0.2	Total de CO <sub>2</sub> e destruído na linha de base	tCO <sub>2</sub> e
J = H - I	CO <sub>2</sub> e destruído pelo PROGAS	tCO <sub>2</sub> e
K	Total de eletricidade importada	MWh
L	Fator de emissão da rede à qual o PROGAS está conectado	tCO <sub>2</sub> e/MWh
M = K . L	Emissões devidas à importação de eletricidade	tCO <sub>2</sub> e
N = J - M	Reduções de emissão devidas ao PROGAS	tCO <sub>2</sub> e