



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP)
Versão 03 - em vigor desde: 28 de julho de 2006**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários dos atores

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade do projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto****A.1. Título da atividade do projeto:**

Projeto de Gás de Aterro de Manaus
Versão 3
25/10/2010 (DD/MM/AAAA)

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O Projeto de Gás de Aterro de Manaus (doravante denominado “Projeto”) será desenvolvido pela Conestoga-Rovers & Associates Capital Limited (CRA). O aterro sanitário de Manaus (local do projeto), originalmente denominado *Aterro Municipal de Manaus*, recebe resíduos sólidos não perigosos municipais, industriais, comerciais, institucionais e alguns resíduos agrícolas há aproximadamente 20 anos. Os aterros sanitários normalmente emitem dióxido de carbono (CO₂) e metano (CH₄) na atmosfera, sendo que esses compostos são gerados pela decomposição anaeróbica dos resíduos mencionados acima colocados no local do projeto. Antes da implementação do projeto, o aterro sanitário de Manaus era basicamente um aterro sanitário com controle mínimo de água superficial e chorume e nenhum controle de gás de aterro (LFG).

O projeto consiste em duas fases: (1) a construção de um sistema de coleta e queima em flares de LFG e (2) a construção de uma central elétrica alimentada com LFG. Espera-se que a central elétrica a LFG tenha aproximadamente 19,2 MW de capacidade instalada quando estiver completamente instalada – são esperados doze motores com 1,6 MW cada, mas os equipamentos que serão realmente instalados podem variar de acordo com os equipamentos disponíveis no mercado na época da real implementação da fase 2 do projeto.

O sistema de coleta de LFG consistirá em uma rede de sistemas de coleta horizontais, soprador(es) centrífugo(s) e todos os outros equipamentos e subsistemas mecânicos e elétricos de apoio necessários para coletar o LFG. A unidade geradora de energia compreenderá grupos geradores a LFG com altos padrões de desempenho. Os grupos geradores serão os equipamentos primários para a combustão do LFG coletado, assim que forem instalados. Uma fração do LFG coletado será desviada para os flares, que serão usados para queimar qualquer excesso de gás da demanda de combustível para os motores e também como reserva para contingências.

Para queimar o LFG não utilizado coletado do local, serão usados flares enclausurados de LFG com instrumentação e controles de processos completos, capaz de fornecer temperatura e tempo de retenção suficientes do LFG extraído para a completa destruição de hidrocarbonetos.

Objetivo da atividade do projeto:

O objetivo da atividade do projeto proposta é coletar LFG no aterro sanitário de Manaus e queimar o LFG extraído utilizando motores a LFG e flares enclausurados de alta eficiência, reduzindo assim as emissões de gases de efeito estufa (GEEs).

Contribuição da atividade do projeto para o desenvolvimento sustentável:



O projeto dará uma forte contribuição para o desenvolvimento sustentável no Brasil. Além de reduzir emissões de GEEs e gerar eletricidade limpa, o projeto fornece outros benefícios para o desenvolvimento sustentável, conforme descrito a seguir:

a) Contribuição para a saúde do ser humano e para o meio ambiente:

Com a combustão do LFG, a população que vive nas proximidades do aterro sanitário terá um ambiente mais limpo e saudável, com melhor qualidade do ar e menor risco devido à migração subsuperficial do LFG. Também serão minimizados o potencial de incêndios resultantes do LFG não controlado e o potencial de contaminação da água subterrânea. Além disso, a geração elétrica na segunda fase do projeto deslocará eletricidade gerada por centrais elétricas alimentadas com combustíveis fósseis.

b) Contribuição para a melhoria das condições de trabalho e geração de empregos:

A mão-de-obra local será usada na implementação do projeto, que envolve a instalação de drenos verticais, sistema de coleta horizontal e a montagem e operação de equipamentos como sopradores, flares e grupos geradores. Durante a fase de operação, que ocorrerá 24 horas por dia, 7 dias por semana, serão criados novos postos de trabalho localmente para funções relacionadas a pessoal de operação e manutenção, urbanismo, tubulações, monitoramento e segurança. Essas pessoas serão plenamente treinadas pela CRA nas suas funções e tarefas.

c) Contribuição para a geração de renda:

Além dos trabalhos locais criados durante sua implementação e operação, o projeto compartilhará as receitas com o município de Manaus durante todo o período de obtenção de créditos.

d) Contribuição para a integração regional e cooperação com outros setores:

Manaus servirá de referência para outros municípios que estejam dispostos a implementar projetos semelhantes em seus locais de aterro sanitário. Outros setores da economia serão estimulados pela natureza inovadora do projeto e pela perspectiva de investir a receita derivada do projeto para gerar benefícios sociais e ambientais. A eletricidade fornecida para a rede elétrica de Manaus¹ derivada pelo projeto também contribuirá para os programas locais de expansão da capacidade de geração de eletricidade, melhorando o crescimento econômico sustentável.

Como Manaus fica no coração da Amazônia brasileira, sua rede não está integrada com a rede elétrica nacional do Brasil. O desenvolvimento de novos projetos de geração de eletricidade é particularmente importante para esta região.

A.3. Participantes do projeto:

¹ A rede elétrica de Manaus é um sistema isolado e independente, sem nenhuma ligação com a rede nacional brasileira como um todo (ELETRONORTE, <http://www.eln.gov.br/>).



Nome da Parte envolvida ((anfitrião) indica uma Parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (conforme o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	TUMPEX – Empresa Amazonense de Coleta de Lixo Ltda. (Entidade privada)	Não
	Enterpa Engenharia Ltda. (Entidade privada)	Não
Canadá	Conestoga-Rovers & Associates Capital Limited (Entidade privada)	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de divulgar o MDL - DCP, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:**A.4.1. Local da atividade do projeto:****A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado/Província, etc.

Amazonas

A.4.1.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.:

Manaus

A.4.1.4. Detalhe da localização física, inclusive informações que possibilitem a identificação inequívoca desta atividade do projeto (máximo de uma página):

O aterro sanitário de Manaus (2°57'29,92" S e 60°00'54,74" O) está localizado a 3,5 quilômetros (km) ao norte da cidade de Manaus, estado do Amazonas, no Km 19 da rodovia AM-010. O aterro sanitário de Manaus abrange uma área de 60 hectares (ha) e a área atual de aterro de resíduos do local está distribuída em 41 ha, com espaço disponível para continuação do aterro. A seguir são mostrados um mapa indicando o local do projeto e uma fotografia do local do aterro sanitário de Manaus.



Figura 1 - Posição geográfica de Manaus, Brasil
(Fonte: <http://www.ibge.gov.br/cidadesat/default.php>)



Figura 2 - Vista aérea do aterro sanitário de Manaus antes do projeto

A.4.2. Categoria(s) da atividade do projeto:

Escopo setorial 13 - Manejo e disposição de resíduos.

A.4.3. Tecnologia a ser empregada pela atividade do projeto:

Como não há exigência legal para a captura de LFG em locais de aterro sanitário no Brasil, o cenário da linha de base é a liberação de LFG na atmosfera. Esse também é o cenário anterior à implementação do projeto. Portanto, os participantes do projeto precisam de algum incentivo para fazer esse investimento

em um sistema de recuperação e destruição de LFG no aterro sanitário de Manaus.

O cenário da linha de base é a liberação de LFG na atmosfera e um aterro sanitário sem nenhuma exigência legal para captura desse LFG. Esse também é o cenário anterior à implementação do projeto. Portanto, é necessário um incentivo extra para que a CRA faça mais investimentos e instale uma unidade adequada para queimar corretamente o metano produzido no local.

a) Sistema de coleta

De acordo com exemplos concretos de outros projetos de LFG no mundo todo, o projeto envolverá a instalação de um sistema de coleta horizontal e drenos verticais para evitar a emissão de metano na atmosfera. Um exemplo de configuração que poderia ser usada é mostrado na Figura 3 a seguir.



Figura 3 - Exemplo do sistema de coleta horizontal (trincheiras)

O sistema de coleta horizontal e os drenos verticais serão implementados somente devido à atividade do projeto. Normalmente, os sistemas de coleta horizontal são feitos de cloreto de polivinila (PVC) ou de polietileno de alta densidade (PEAD), por causa da flexibilidade e da resistência à corrosão.

O sistema de coleta horizontal e os drenos verticais são conectados à tubulação de transmissão. Essa tubulação normalmente transporta o LFG para as estações de regulação de gás. As estações de regulação de gás foram projetadas para regular a concentração do gás (metano, oxigênio, entre outros).



Figura 4 - Estação de regulação de gás

b) Tubulação de transmissão

A tubulação de transmissão é o último passo do sistema de coleta. Ela transporta o LFG coletado até a estação de queima. A tubulação de transmissão pode ser conectada a todos os manifolds ou estações de regulação de gás ao redor do aterro sanitário.



Figura 5 - Exemplo de tubulações de transmissão

Tanto a tubulação de coleta como a de transmissão são normalmente de PEAD, porque este material pode suportar pressões altas e é flexível. A tubulação de transmissão é finalmente conectada a estação de queima. A prática comum em todo o mundo é usar PEAD. Tem a vantagem de ser mais flexível e mais resistente à alta pressão em comparação com equipamentos de metal ou concreto. A desvantagem é o alto custo envolvido.

c) Sistema de sopragem

O sistema de sopragem é responsável pelo fornecimento de pressão negativa para o aterro sanitário, soprando o gás para a tubulação. O dimensionamento do soprador dependerá do uso final do gás (flare, caldeira, eletricidade).

Para preservar a operação dos sopradores, é instalado um sistema separação de condensado para remover o condensado. Este equipamento é um componente único de desidratação e separação.



Figura 6 - Sistema de sopragem



Figura 7 - Separação de condensado

d) Sistema de queima em flare

A destruição do teor de metano no LFG coletado será feita via flares enclausurados, para assegurar uma destruição mais alta de metano (mínimo de 98%).

Basicamente, o flare é construído usando material refratário, uma entrada de gás, reguladores para controlar a entrada do ar, uma fásca de ignição, visor de chama e pontos para coleta de amostras, conforme apresentado nas figuras abaixo:



Figura 8 - Detalhe de um flare enclausurado

**e) Geração de energia**

O sistema de geração de energia será composto de cerca de 12 grupo geradores de 1,6 MW ou equipamentos similares com capacidade semelhante. A eletricidade gerada pelo projeto será fornecida para a rede elétrica de Manaus.

Esse tipo de tecnologia ainda não é amplamente aplicado no Brasil. Alguns poucos aterros sanitários já instalaram equipamentos para coleta em queima em flare do LFG. Portanto, a empresa precisará de engenheiros e outros especialistas com experiência nessa área para orientá-la durante a implementação do projeto. Esses profissionais também irão treinar os operadores e engenheiros locais na operação e manutenção das instalações.

A tecnologia terá que vir do exterior, principalmente dos Estados Unidos, Canadá e Europa. Assim, a transferência de tecnologia virá de países com exigências legislativas ambientais estritas e tecnologias ambientalmente sólidas.

A.4.4. Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:

Para o primeiro período de obtenção de créditos (de 01/03/2011 a 28/02/2018), a estimativa de reduções de emissões é:

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
01/03/2011	657.961
2012	884.596
2013	956.546
2014	1.026.211
2015	1.094.646
2016	1.160.752
2017	1.225.423
28/02/2018	214.882
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	7.221.016
Número total de anos de créditos	7
Média anual de reduções estimadas durante o período de obtenção de créditos (toneladas de CO₂e)	1.031.574

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Não há financiamento público do Anexo I envolvido no Projeto de Gás de Aterro de Manaus.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento**B.1. Título e referência da metodologia aprovada de linha de base e monitoramento aplicada à atividade do projeto:**

As seguintes metodologias aplicam-se à esta atividade do projeto:



- ACM0001 - Metodologia consolidada de linha de base e monitoramento para atividades de projetos com gás de aterro, versão 11;
- Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade – versão 5.2;
- Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade – versão 2.2.
- Ferramenta para determinar as emissões de metano evitadas na disposição de resíduos em um local de disposição de resíduos sólidos – versão 5;
- Ferramenta para calcular as emissões da linha de base, do projeto e/ou das fugas decorrentes do consumo de eletricidade – versão 1;
- Ferramenta para determinar as emissões do projeto decorrentes da queima de gases que contêm metano – EB 28, anexo 13;
- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico – versão 2;
- Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis – versão 2;

B.2. Justificativa da escolha da metodologia e da razão pela qual ela se aplica à atividade do projeto:

A metodologia ACM0001 se aplica a atividades do projeto que abrangem um dos seguintes cenários:

- O gás capturado é queimado em flare; e/ou
- O gás capturado é usado para produzir energia (p.ex. eletricidade/energia térmica);
- O gás capturado é usado para alimentar os consumidores através da rede de distribuição de gás natural.

A atividade do projeto corresponde tanto à primeira como à segunda alternativa desses três cenários. Na primeira fase o LFG será somente queimado em flares e durante a segunda fase serão instalados grupos geradores de energia. Portanto, a metodologia ACM0001 foi considerada apropriada.

- A “Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade” poderia ser aplicada, pois todas as alternativas são opções disponíveis dos participantes do projeto. No entanto, para esta atividade do projeto, a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” foi usada para avaliar a adicionalidade, conforme exigido na ACM0001 versão 11.
- A “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” aplica-se a esta atividade do projeto, pois está incluída na metodologia ACM0001.
- A “Ferramenta para determinar as emissões do projeto decorrentes da queima de gases que contêm metano” aplica-se a esta atividade do projeto, pois:
 - O fluxo de gás residual a ser queimado em flare não contém outros gases combustíveis além de metano, monóxido de carbono e hidrogênio;
 - O fluxo de gás residual a ser queimado em flare é obtido da decomposição de material orgânico (por meio de aterro sanitário).
- A “Ferramenta para calcular as emissões da linha de base, do projeto e/ou das fugas decorrentes do consumo de eletricidade” também se aplica ao Projeto de Gás de Aterro de Manaus; durante esta atividade do projeto, a eletricidade será consumida da rede.



- A “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” é aplicável, pois este projeto fornecerá eletricidade para a rede.
- A “Ferramenta para determinar as emissões de metano evitadas no despejo de resíduos em um local de disposição de resíduos sólidos” é aplicável, pois o local de disposição de resíduos sólidos está claramente identificado, não existem resíduos perigosos e este não é um caso de pilha de resíduos.
- A “Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” é aplicável para a atividade de projeto porque eletricidade pode ser gerada ocasionalmente usando um gerador a diesel localizado no local.

B.3. Descrição das fontes e dos gases abrangidos pelo limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluído(a) ?	Justificativa / explicação
Linha de base	Emissões da decomposição de resíduos no local do aterro sanitário.	CH ₄	Sim	A principal fonte de emissões na linha de base.
		N ₂ O	Não	As emissões de N ₂ O são pequenas em comparação com as emissões de CH ₄ dos aterros sanitários. A exclusão deste gás é conservadora.
		CO ₂	Não	As emissões de CO ₂ provenientes da decomposição de resíduos orgânicos não são consideradas.
	Emissões do consumo de eletricidade	CO ₂	Sim	A eletricidade pode ser consumida da rede ou gerada no local/fora do local no cenário da linha de base
		CH ₄	Não	Excluído para fins de simplificação. Isso é conservador.
		N ₂ O	Não	Excluído para fins de simplificação. Isso é conservador.
Atividade do projeto	Consumo de combustível fóssil no local devido à atividade do projeto exceto para geração de eletricidade	CO ₂	Sim	Pode ser uma fonte de emissão importante.
		CH ₄	Não	Excluído para fins de simplificação. Esta fonte de emissão é considerada muito pequena.
		N ₂ O	Não	Excluído para fins de simplificação. Esta fonte de emissão é considerada muito pequena.
	Emissões decorrentes do uso de eletricidade no local	CO ₂	Sim	Pode ser uma fonte de emissão importante
		CH ₄	Não	Excluído para fins de simplificação. Esta fonte de emissão é considerada muito pequena.
		N ₂ O	Não	Excluído para fins de simplificação. Esta fonte de emissão é considerada muito pequena.

Nota: Consumo de combustível fóssil no local devido à atividade do projeto exceto para geração de eletricidade é devido o consumo de GLP.

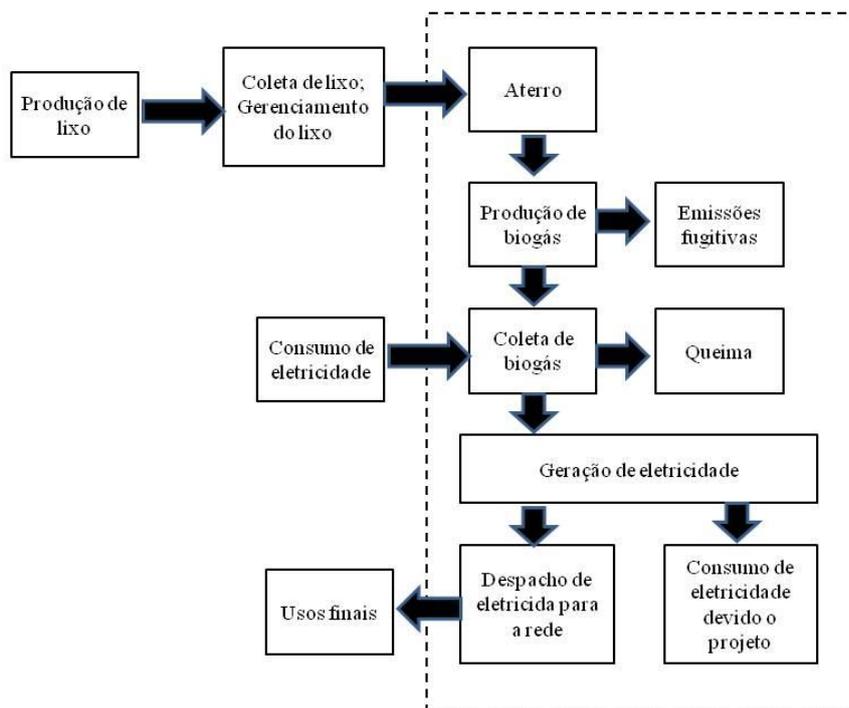


Figura 9 - Limite do projeto

B.4. Descrição de como o cenário da linha de base é identificado e descrição do cenário da linha de base identificado:

O cenário da linha de base para a atividade do projeto é identificado usando o passo 1 da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (Versão 05.2), de acordo com a ACM0001 “Metodologia consolidada de linha de base e monitoramento para atividades de projetos com gás de aterro” (versão 11).

Alternativas realistas e aceitáveis para a atividade do projeto que podem fazer parte do cenário da linha de base são definidas através dos seguintes subpassos:

Passo 1: Identificação de cenários alternativos

Os participantes do projeto irão monitorar todas as políticas e circunstâncias relevantes no início de cada período de obtenção de créditos e ajustar a linha de base de acordo.

As alternativas identificadas para a disposição/tratamento dos resíduos na ausência da atividade do projeto incluem:

LFG1	A atividade do projeto (captura de gás de aterro e geração de energia) realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL;
LFG2	Liberação atmosférica do gás de aterro.

Para geração de energia, as alternativas realistas e aceitáveis incluem:



Como o projeto usa LFG para gerar eletricidade, de acordo com a ACM0001 versão 11, as alternativas realistas e aceitáveis também podem incluir:

P1	Energia elétrica gerada pelo gás de aterro, realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL;
P2	Planta de co-geração existente ou construção de uma nova, no local ou fora dele, alimentada com combustível fóssil;
P3	Planta de co-geração existente ou construção de uma nova, no local ou fora dele, baseada em renováveis;
P4	Central elétrica cativa existente ou construção de uma nova, no local ou fora dele, alimentada com combustível fóssil;
P5	Central elétrica cativa existente ou construção de uma nova, no local ou fora dele, baseada em renováveis;
P6	Centrais elétricas existentes e/ou novas interligadas à rede.

Como não existe alternativa para usar calor no interior do aterro sanitário e não existe nenhum consumidor próximo da atividade do projeto, a geração de calor não foi considerada uma alternativa realista pelos participantes do projeto (P2 e P3). As alternativas P4 e P5 não foram consideradas realistas, pois não há necessidade de energia no local do aterro sanitário e a geração de energia não é o negócio principal da CRA; conseqüentemente, não é necessária a construção de nenhuma central elétrica cativa nos arredores do projeto.

As únicas alternativas reais restantes para a atividade do projeto são LFG1, LFG2, P1 e P6.

Resultado do Passo 1a: Foram identificados quatro cenários alternativos realistas e aceitáveis para a atividade do projeto.

As alternativas LFG1 e P1 atendem a todas as leis e normas aplicáveis. No Brasil não existe nenhuma norma ou política exigindo a captura e queima em flare do LFG, nem previsão de nenhuma política desse tipo.

As alternativas LFG2 e P6, uma continuação da situação atual (liberação parcial ou total de LFG na atmosfera) representam a prática comum de trabalho para o local do projeto e também para a maior parte dos aterros sanitários no Brasil, de acordo com o “Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento: diagnóstico do manejo de resíduos sólidos urbanos – 2007”.²

Os participantes do projeto irão monitorar todas as políticas e circunstâncias relevantes no início de cada período de obtenção de créditos e ajustar a linha de base de acordo.

Passo 2: Identificar o combustível para a escolha da fonte de energia da linha de base levando em consideração as políticas nacionais e/ou setoriais conforme aplicáveis.

A energia consumida pela atividade do projeto poderia ser comprada da rede elétrica de Manaus, onde o fator de emissão é de 0,7160 tCO₂e/MWh (veja a seção B.6.3). A atividade do projeto fornecerá energia à rede elétrica de Manaus, deslocando energia das centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil interligadas a essa rede.

Passo 3: Avaliação usando o Passo 2 e/ou o Passo 3 da versão mais recente aprovada da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”

² SNIS – 2007, página II.281 (<http://www.pmss.gov.br/snis/PaginaCarrega.php?EWRErterterTERTer=80>)

Aplicando este passo à disposição de resíduos:

A alternativa LFG1 não foi considerada uma alternativa realista e aceitável, conforme mostrado no item B.5. Portanto, a única alternativa plausível é a continuação do cenário da linha de base, LFG2.

Aplicando este passo para a geração de energia:

A alternativa P1 não foi considerada uma alternativa realista e aceitável como mostrado no item B.5. A única alternativa plausível é continuar a geração de eletricidade a partir de centrais elétricas interligadas à rede existentes e/ou novas, P6.

Dessa forma, o cenário da linha de base mais plausível para o LFG é identificado como a liberação atmosférica do LFG com a eletricidade fornecida pelas centrais elétricas interligadas à rede, sendo aplicável à versão 11 da ACM0001.

Os participantes do projeto identificaram o cenário A: O consumo de eletricidade da rede da “*Ferramenta para calcular as emissões da linha de base, do projeto e/ou das fugas decorrentes do consumo de eletricidade*” para o consumo de eletricidade do projeto durante a primeira fase e, se necessário, para o consumo de eletricidade na fase subsequente.

B.5. 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 no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):

A tabela a seguir mostra a linha do tempo do projeto, demonstrando que os benefícios do MDL foram considerados na decisão de implementá-lo.

Tabela 1 - Implementação da linha do tempo do projeto

Eventos chave	Data
DCP enviado à SGS para validação	2 de dezembro de 2005
DCP em consulta pública internacional pela primeira vez	07 de dezembro de 2005 a 06 de janeiro de 2006
Disponibilidade para comentário público sobre o DCP encerrada	6 de janeiro de 2006
SGS emite relatório de validação	29 de maio de 2006
Aprovação do país anfitrião enviada	2 de junho de 2006
CRA assinou um contrato (que inclui consideração do MDL) com a Tumpex (operador do aterro sanitário); a Prefeitura de Manaus e a Enterpa para desenvolver o projeto proposto (data de início da atividade do projeto).	25 de julho de 2008
Trabalhos de construção iniciados	Outubro de 2008
CRA notifica a SGS sobre o envio do DCP revisado para nova validação	5 de novembro de 2008
CRA desenvolve o DCP revisado e envia à SGS para validação	4 de dezembro de 2008
DCP em consulta pública internacional pela segunda vez	21 de janeiro de 2009 a 19 de fevereiro de 2009



Disponibilidade para comentário público sobre o DCP encerrada	19 de fevereiro de 2009
DCP em consulta pública internacional pela terceira vez	26 de maio de 2010 a 24 junho de 2010

Como pode ser visto na tabela acima, diversas ações foram tomadas em um estágio inicial, indicando que foi seriamente considerada a solicitação do MDL bem antes da tomada de decisão de investimento final.

A adicionalidade da atividade do projeto será demonstrada e avaliada usando a versão 5.2 da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” acordada pelo Conselho Executivo do MDL.

Passo 1: Identificação de alternativas à atividade do projeto consistentes com as leis e regulamentos atuais

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade do projeto

As alternativas identificadas para a disposição dos resíduos na ausência da atividade do projeto incluem:

LFG1 – A atividade do projeto (captura de gás de aterro e geração de energia elétrica) realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL;

LFG2 – Liberação atmosférica do gás de aterro;

Para geração de energia, as alternativas realistas e aceitáveis incluem:

P1 – Energia elétrica gerada do gás de aterro, realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL;

P6 – Centrais elétricas interligadas à rede existentes e/ou novas;

As únicas alternativas reais restantes para a atividade do projeto são LFG1, LFG2, P1 e P6.

Resultado do Passo 1a: Foram identificados quatro cenários alternativos realistas e aceitáveis para a atividade do projeto.

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias:

No Brasil, não há exigências regulatórias ou políticas que obriguem o operador do aterro a queimar o biogás gerado no aterro. Nos documentos abaixo, não existem normas ou obrigação sobre a queima de biogás em aterro. Segue abaixo as fontes das informações:

Documentos	Elaborado por	Referência
Gestão integrada de resíduos sólidos	Ministério do Meio Ambiente e Ministério das Cidades	http://www.ibam.org.br/publique/media/01-girs.pdf
SNIS	Ministério das Cidades	SNIS: Secretaria Nacional de Informações sobre Saneamento Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento: diagnóstico do manejo de resíduos sólidos urbanos, página II.281 http://www.pms.gov.br/snis/PaginaCarrega.php?EWRerterTERTer=80



Os participantes do projeto monitorarão todas as políticas e circunstâncias relevantes no início de cada período de crédito e ajustar em conformidade com a linha de base.

Passo 2. Análise de investimentos

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado

Como a atividade do projeto proposta irá gerar benefícios financeiros além da receita relacionada ao MDL, a Opção III foi escolhida.

Subpasso 2b. – Opção III. Aplicar a análise de benchmark

Com o objetivo de avaliar a atratividade financeira/econômica, o indicador financeiro mais indicado para o contexto de decisão do projeto foi a Taxa Interna de Retorno (TIR).

O parâmetro de benchmark usado para essa comparação foram as taxas de títulos do governo aumentadas de um prêmio de risco adequado, calculado conforme descrito a seguir:

Tabela 2 - Método de cálculo do benchmark

Termos reais do benchmark	
A	Taxa de títulos do governo brasileiro NTN-B, vencimento em 2024 (vencimento semelhante à vida útil do projeto, termos reais)
B	Prêmio de risco do mercado (S&P 500 - Títulos do Tesouro)
C	Beta desalavancado (na falta de empresas abertas com o mesmo perfil de risco)
D = A + B x C	Benchmark – Termos reais

A taxa de títulos do governo escolhida no Título brasileiro NTN-B 15082024, com vencimento semelhante ao da atividade do projeto. A rentabilidade tem como base a taxa de inflação (*IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo*) aumentada de uma taxa fixa no momento da aquisição.³ A taxa fixa usada para o cálculo do benchmark teve como base os três anos anteriores à decisão de investimento no projeto (ou seja, 2005, 2006 e 2007⁴), resultando em 7,9%. A taxa de inflação não foi considerada nessa análise, pois a análise de investimentos é feita em termos reais.

Para calcular esse spread, os participantes do projeto usaram o prêmio de risco calculado pela diferença histórica média entre os Títulos do Tesouro Americano e o S&P 500. Isso resultaria em um prêmio de risco do mercado de 6,42%.⁵

Para estimar o risco de investimento em um projeto de geração de energia, os participantes do projeto devem considerar também o beta das empresas com o mesmo perfil de risco (como empresas públicas com o mesmo portfólio). No entanto, não há outra empresa com portfólio comparável ao da CRA listada em uma Bolsa de Valores. Portanto, os proponentes do projeto consideraram o beta de todas as empresas de utilidades (0,63).⁶ Essa abordagem é considerada conservadora, pois a maior parte dessas empresas opera com tecnologias amplamente conhecidas, menos arriscadas que o LFG para projetos de energia. Com esses dados de entrada, o benchmark é calculado conforme descrito a seguir:

³ Fonte: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/consulta_titulos/consultatitulos.asp, acessado em 13 de maio de 2010.

⁴ Fonte: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/historico.asp, acessado em 13 de maio de 2010

⁵ <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>

⁶ <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/totalbeta07.xls>



Tabela 3 - Valor do benchmark

Termos reais do benchmark		
A	Taxa de títulos do governo brasileiro NTN-B, vencimento em 2024 (vencimento semelhante à vida útil do projeto, termos reais)	7,90%
B	Prêmio de risco do mercado (S&P 500 - Títulos do Tesouro)	6,42%
C	Beta desalavancado (na falta de empresas abertas com o mesmo perfil de risco)	0,63
D = A + B x C	Benchmark - Termos reais⁷	11,94%

⁷ Nota: não foi considerado o risco cambial. Conseqüentemente, este calculo de benchmark é considerado conservador.

**Subpasso 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros**

As premissas a seguir foram adotadas para o cálculo do indicador financeiro:

Tabela 4 - Premissas principais

	Parâmetro	Valor	Unidade	Referência
Premissas	Vida útil do projeto	25	Anos	Ferramenta para determinar o período de vida útil remanescente "Tool to determine the remaining lifetime of equipment" (EB 50 - Anexo 15. Página 4)
	Capacidade instalada de cada grupo-gerador	1,6	MW	Nome do arquivo: <i>Gas engine technical data.pdf</i>
	Capacidade instalada total	19,2	MW	-
	Fator de capacidade	99,06%	%	Nome do arquivo: <i>Parasitic Losses and Load Factor april 08.pdf</i>
	Taxa de conversão	1,57	R\$/US\$	"Banco Central do Brasil" on 25/07/2008 (http://www4.bcb.gov.br/?TXCONVERSAO)
	Preço da eletricidade	156,78	R\$/MWh	Nome do arquivo: <i>notatenicamanaus276_31_08.pdf</i> (página 8. tabela III-A. Breitener Jaraqui)
	Preço por MW instalado	2.637.433,98	US\$/MW instalado	Nome do arquivo: <i>LFG Utilization System.pdf</i>
	Custo operacional da planta de energia	26,36	US\$/MWh	Nome do arquivo: <i>Operations and Maintenance.pdf</i>
	Imposto (PIS)	1,65%	%	Programa de Integração Social e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – PIS/PASEP (http://www.receita.fazenda.gov.br/principal/Ingles/SistemaTributarioBR/Taxes.htm)
	Imposto (Confins)	7,60%	%	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) (http://www.receita.fazenda.gov.br/principal/Ingles/SistemaTributarioBR/Taxes.htm)
	Imposto de renda	15%	%	Art. 541. (http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/rii/L2Parte3.htm)
	Imposto de renda (incidência de adicional)	10%	%	Art. 542. (http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/rii/L2Parte3.htm)
	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)	9%	%	Art. 3o - II (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L7689.htm)
Contingências	5%	%	Titulo "Guia completo de contabilização dos custos em aterro sanitário" (o arquivo original em inglês é "Landfill Full Cost Accounting Guide" (nome do arquivo: <i>5% Contingency Factor.pdf</i>) http://www.mfe.govt.nz/publications/waste/landfill-full-cost-accounting-guide-mar04/html/page7.html)	

Nota: Os documentos acima foram disponibilizados para a EOD na visita de validação.



Para a alternativa do projeto: LFG1 – A atividade do projeto (captura de gás de aterro e geração de energia) realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL; o fluxo de caixa estimado do projeto é apresentado a seguir:

	Ano	0	1	2	3	4	5	6
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Electricidade despachada (MWh)			0	0	0	40.823	54.707	68.591
Preço da eletricidade (USD/MWh)			99,86	99,86	99,86	99,86	99,86	99,86
Receita Bruta			-	-	-	4.076.554	5.463.034	6.849.513
PIS/Cofins	9,25%		-	-	-	(377.081,29)	(505.330,63)	(633.579,98)
Receita líquida			-	-	-	3.699.473,20	4.957.703,26	6.215.933,31
O&M		0	(1.500.610,00)	(1.500.610,00)	(1.500.610,00)	(2.653.474,78)	(3.037.763,04)	(3.422.051,30)
Custos variados			(82.883,69)	(82.883,69)	(82.883,69)			
Custos totais			(1.583.493,69)	(1.583.493,69)	(1.583.493,69)	(2.653.474,78)	(3.037.763,04)	(3.422.051,30)
Margem Bruta			(1.583.493,69)	(1.583.493,69)	(1.583.493,69)	1.045.998,42	1.919.940,21	2.793.882,01
SGA (encargos de venda e despesas administrativas e gerais)								
LAJIDA			(1.583.493,69)	(1.583.493,69)	(1.583.493,69)	1.045.998,42	1.919.940,21	2.793.882,01
Depreciação			(627.056,43)	(705.255,18)	(783.453,93)	(2.726.728,10)	(3.248.015,76)	(3.769.303,42)
LAJIR			(2.210.550,12)	(2.288.748,87)	(2.366.947,62)	(1.680.729,68)	(1.328.075,55)	(975.421,41)
Imposto de renda (IRPJ+CSLL)	34,00%		-	-	-	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO			(2.210.550,12)	(2.288.748,87)	(2.366.947,62)	(1.680.729,68)	(1.328.075,55)	(975.421,41)
Investimento de Capital		(6.270.564)	(781.988)	(781.988)	(19.432.742)	(5.212.877)	(5.212.877)	(5.212.877)
Depreciação			627.056,43	705.255,18	783.453,93	2.726.728,10	3.248.015,76	3.769.303,42
Contas a receber (35 days)			-	-	-	(390.902,49)	(523.852,56)	(656.802,64)
Contas a pagar (30 days)			130.150,17	130.150,17	130.150,17	218.093,82	249.679,15	281.264,49
Capital de Giro			130.150,17	130.150,17	130.150,17	(172.808,67)	(274.173,41)	(375.538,15)
+/- Aumento do Capital de Giro			130.150,17	-	-	(302.958,83)	(101.364,74)	(101.364,74)
Fluxo de Caixa Livre		(6.270.564,27)	(2.235.331,03)	(2.365.481,19)	(21.016.235,45)	(4.469.837,00)	(3.394.301,11)	(2.520.359,32)

TIR	4,29%
Benchmark	11,94%
VPL	(20.530.849,37)



7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
82.475	96.360	110.244	124.128	138.012	151.897	165.781	165.781	165.781	165.781
99,86	99,86	99,86	99,86	99,86	99,86	99,86	99,86	99,86	99,86
8.235.993	9.622.472	11.008.951	12.395.431	13.781.910	15.168.390	16.554.869	16.554.869	16.554.869	16.554.869
(761.829,32)	(890.078,67)	(1.018.328,01)	(1.146.577,36)	(1.274.826,70)	(1.403.076,04)	(1.531.325,39)	(1.531.325,39)	(1.531.325,39)	(1.531.325,39)
7.474.163,36	8.732.393,41	9.990.623,47	11.248.853,52	12.507.083,57	13.765.313,62	15.023.543,67	15.023.543,67	15.023.543,67	15.023.543,67
(3.806.339,56)	(4.190.627,82)	(4.574.916,08)	(4.959.204,34)	(5.343.492,60)	(5.727.780,86)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)
(3.806.339,56)	(4.190.627,82)	(4.574.916,08)	(4.959.204,34)	(5.343.492,60)	(5.727.780,86)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)
3.667.823,80	4.541.765,59	5.415.707,38	6.289.649,17	7.163.590,97	8.037.532,76	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55
3.667.823,80	4.541.765,59	5.415.707,38	6.289.649,17	7.163.590,97	8.037.532,76	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55
(4.290.591,08)	(4.811.878,74)	(5.333.166,39)	(5.854.454,05)	(5.748.685,28)	(6.191.774,19)	(6.634.863,10)	(4.769.787,68)	(4.326.698,77)	(3.883.609,86)
(622.767,28)	(270.113,15)	82.540,99	435.195,12	1.414.905,68	1.845.758,56	2.276.611,45	4.141.686,87	4.584.775,78	5.027.864,69
-	-	(28.063,94)	(147.966,34)	(481.067,93)	(627.557,91)	(774.047,89)	(1.408.173,54)	(1.558.823,77)	(1.709.473,99)
(622.767,28)	(270.113,15)	54.477,05	287.228,78	933.837,75	1.218.200,65	1.502.563,56	2.733.513,34	3.025.952,02	3.318.390,70
(5.212.877)	(5.212.877)	(5.212.877)	(5.212.877)	(5.212.877)	(5.212.877)	(781.988)	(781.988)	(781.988)	(781.988)
4.290.591,08	4.811.878,74	5.333.166,39	5.854.454,05	5.748.685,28	6.191.774,19	6.634.863,10	4.769.787,68	4.326.698,77	3.883.609,86
(789.752,72)	(922.702,80)	(1.055.652,88)	(1.188.602,96)	(1.321.553,04)	(1.454.503,12)	(1.587.453,20)	(1.587.453,20)	(1.587.453,20)	(1.587.453,20)
312.849,83	344.435,16	376.020,50	407.605,84	439.191,17	470.776,51	502.361,85	502.361,85	502.361,85	502.361,85
(476.902,90)	(578.267,64)	(679.632,38)	(780.997,12)	(882.361,87)	(983.726,61)	(1.085.091,35)	(1.085.091,35)	(1.085.091,35)	(1.085.091,35)
(101.364,74)	(101.364,74)	(101.364,74)	(101.364,74)	(101.364,74)	(101.364,74)	(101.364,74)	-	-	-
(1.646.417,53)	(772.475,74)	73.402,12	827.441,51	1.368.281,71	2.095.733,52	7.254.074,41	6.721.313,51	6.570.663,28	6.420.013,05



17	18	19	20	21	22	23	24	25
2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
165.781	165.781	165.781	165.781	165.781	165.781	165.781	165.781	165.781
99,86	99,86	99,86	99,86	99,86	99,86	99,86	99,86	99,86
16.554.869	16.554.869	16.554.869	16.554.869	16.554.869	16.554.869	16.554.869	16.554.869	16.554.869
(1.531.325,39)	(1.531.325,39)	(1.531.325,39)	(1.531.325,39)	(1.531.325,39)	(1.531.325,39)	(1.531.325,39)	(1.531.325,39)	(1.531.325,39)
15.023.543,67	15.023.543,67	15.023.543,67	15.023.543,67	15.023.543,67	15.023.543,67	15.023.543,67	15.023.543,67	15.023.543,67
(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)
(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)	(6.112.069,13)
8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55
8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55	8.911.474,55
(3.440.520,95)	(2.997.432,04)	(2.554.343,13)	(2.111.254,23)	(1.668.165,32)	(1.225.076,41)	(781.987,50)	(781.987,50)	(781.987,50)
5.470.953,60	5.914.042,51	6.357.131,42	6.800.220,32	7.243.309,23	7.686.398,14	8.129.487,05	8.129.487,05	8.129.487,05
(1.860.124,22)	(2.010.774,45)	(2.161.424,68)	(2.312.074,91)	(2.462.725,14)	(2.613.375,37)	(2.764.025,60)	(2.764.025,60)	(2.764.025,60)
3.610.829,37	3.903.268,05	4.195.706,73	4.488.145,41	4.780.584,09	5.073.022,77	5.365.461,45	5.365.461,45	5.365.461,45
(781.988)	(781.988)	(781.988)	(781.988)	(781.988)	(781.988)	(781.988)	(781.988)	(781.988)
3.440.520,95	2.997.432,04	2.554.343,13	2.111.254,23	1.668.165,32	1.225.076,41	781.987,50	781.987,50	781.987,50
(1.587.453,20)	(1.587.453,20)	(1.587.453,20)	(1.587.453,20)	(1.587.453,20)	(1.587.453,20)	(1.587.453,20)	(1.587.453,20)	(1.587.453,20)
502.361,85	502.361,85	502.361,85	502.361,85	502.361,85	502.361,85	502.361,85	502.361,85	502.361,85
(1.085.091,35)	(1.085.091,35)	(1.085.091,35)	(1.085.091,35)	(1.085.091,35)	(1.085.091,35)	(1.085.091,35)	(1.085.091,35)	(1.085.091,35)
-	-	-	-	-	-	-	-	1.085.091,35
6.269.362,83	6.118.712,60	5.968.062,37	5.817.412,14	5.666.761,91	5.516.111,68	5.365.461,45	5.365.461,45	6.450.552,80



As despesas estimadas de capital incluem a planta de geração de energia e o sistema de extração de gás de aterro. Conforme apresentado acima, a TIR do projeto é 4,29%. Conseqüentemente, este cenário não é considerado atraente pelos participantes do projeto.

A segunda alternativa (LFG2) é a continuação da prática atual, que atende a todas as normas e políticas aplicáveis e foi considerada a alternativa mais plausível para a atividade do projeto.

Subpasso 2d. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade foi realizada variando a tarifa de eletricidade (receita), investimento de capital e as despesas operacionais. Todos os parâmetros variam de -10% a +10%, conforme o resultado apresentado abaixo:

Tabela 5 - Análise de sensibilidade

	Variação	TIR
Investimento de capital	-10%	5,27%
	10%	3,38%
O&M	-10%	5,17%
	10%	3,36%
Receitas	-10%	2,28%
	10%	6,00%
Caso base	0%	4,29%

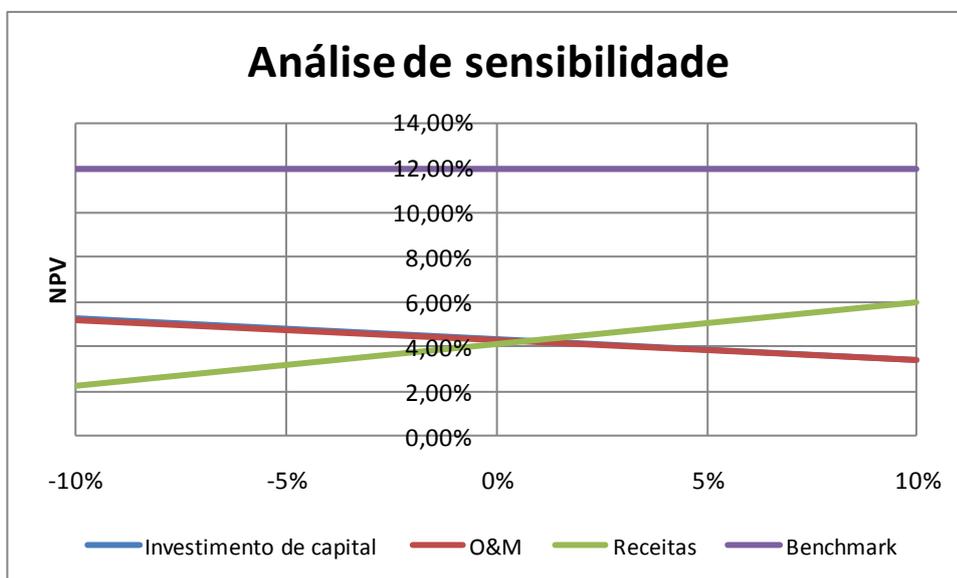


Gráfico 1 - Análise de sensibilidade

Conforme apresentado acima, mesmo se o melhor cenário for aplicado, o Valor Presente Líquido do projeto será negativo em todas as variações.

Para assegurar a adicionalidade deste projeto, os proponentes do projeto variaram os três parâmetros identificados (Investimento de capital, O&M e Receitas) até que cada um deles atingisse o benchmark. Os resultados são apresentados a seguir e a planilha foi fornecida à equipe de auditoria.



Investimento de Capital – Para atingir o benchmark, as despesas de capital devem ser reduzidas em 56%. A ocorrência desse resultado no futuro é extremamente improvável porque essa redução é grande demais para qualquer tipo de projeto que tenha uma estimativa de investimentos confiável (como o Projeto de Gás de Aterro de Manaus) e porque geralmente Investimento de Capital aumenta durante a implementação do projeto.

O&M – Além disso, para atingir o benchmark, O&M deve ser reduzido em 99%. Isso significa que a CRA deve receber e não pagar para operar o projeto. Conseqüentemente, esse cenário é irreal.

Receita – este valor deve ser aumentado em 55% para atingir o benchmark. Isso significa que a tarifa de eletricidade deve atingir R\$ 243,37, valor considerado não realista, pois é muito superior aos valores médios do último leilão de venda de eletricidade neste subsistema.⁸ Além disso, a segunda maneira de aumentar a receita é aumentando a geração de eletricidade. O sistema, e também o número de grupos geradores a serem instalados, é considerado exato pelos desenvolvedores do projeto. Alguns ajustes podem ocorrer, mas realmente não é esperada uma variação de 55% no número de grupos geradores ou na geração de LFG. Portanto, o PP considerou improvável a ocorrência desta situação no futuro.

Como foi possível observar, este projeto não tem atratividade financeira por fornecer uma TIR sem as receitas do MDL abaixo do benchmark.

Portanto, parece razoável concluir que é improvável que a atividade do projeto seja o cenário mais financeiramente atraente.

⁸ Fonte: Eletrobras Amazonas Energia (<http://www.amazonasenergia.gov.br>), acessado em 14/05/2010.

**Passo 4. Análise da prática comum****Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta:**

Baseado nos documentos abaixo:

- SNIS (2007) - Secretaria Nacional de Informações sobre Saneamento Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento: diagnóstico do manejo de resíduos sólidos urbanos⁹;
- Inventário Nacional de Gases de Efeito Estufa - Emissões de Metano Gerado no Tratamento e Disposição de Resíduos e¹⁰;
- Perfil do Brasil para o setor de resíduos - Methane to Markets¹¹.
- *Entendendo as emissões de metano de sistemas passivos em aterros sanitários no Brasil*¹².

Não existe no Brasil atividades similares¹³ ao projeto proposto, porque todos os aterro sanitários que estão desenvolvendo captura e queima de gás de aterro, estão sendo desenvolvidos como atividades de projeto MDL. A tabela abaixo mostra os projetos de aterro implementados ou em desenvolvimento no Brasil.

Título do projeto	Situação	Fonte
Projeto NovaGerar - Projeto de Energia a partir de Gases de Aterro Sanitário	Registrado em 18/11/2004	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1095236970.6/view
Projeto Vega Bahia - Projeto de Gás de Aterro de Salvador da Bahia	Registrado em 15/08/2005	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1117823353.4/view
Projeto ONYX de Recuperação de Gás de Aterro Tremembé - Brasil	Registrado em 24/11/2005	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1126082019.35/view

⁹ Fonte: Ministério das Cidades (<http://www.pmss.gov.br/snis/PaginaCarrega.php?EWRErterterTERTer=80>)

¹⁰ Fonte: Ministério das Ciência e Tecnologia (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/21465.html>)

¹¹ Fonte: Methane to Markets (http://www.methanetomarkets.org/documents/landfills_cap_brazil.pdf)

¹² Fonte: MAGALHÃES, G.HC.; ALVES, J.W.S.; SANTO FILHO, F.; COSTA, R.M.; KELSON, M. Understanding methane emissions from passive systems in landfills in Brazil. São Paulo, Brasil, 2010. Page 2. (http://homologa.ambiente.sp.gov.br/biogas/docs/artigos_dissertacoes/magalhaes_alves_santofilho_costa_kelson.pdf)

¹³ A “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” – versão 5.2, diz: “Projetos são considerados similares se estiverem no mesmo país / região e / ou dependem de uma tecnologia muito semelhante, são de uma escala similar, e acontecem em um ambiente semelhante em relação ao quadro regulamentar, clima de investimento, acesso à tecnologia, acesso a financiamento, etc. Outras atividades de projeto MDL (atividades do projeto registrados e as atividades do projeto que tenham sido publicados no sítio eletrônico da UNFCCC para consulta global aos atores envolvidos como parte do processo de validação) não devem ser incluídos nesta análise”.



MDL – Conselho Executivo

Projeto de Energia de Gases de Aterro Sanitário da Empresa MARCA	Registrado em 23/01/2006	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1132565688.17/view
Projeto Bandeirantes de gás de Aterro e Geração de Energia em São Paulo, Brasil	Registrado em 20/02/2006	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1134130255.56/view
Projeto de Recuperação de Gás de Aterro ESTRE - Paulínea (PROGAE)	Registrado em 03/03/2006	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1134989999.25/view
Projeto de Redução de Emissões de Biogás, Caieiras - Brasil	Registrado em 09/03/2006	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1134509951.62/view
Projeto de Conversão de Gás de Aterro em Energia no Aterro Lara - Mauá - Brasil	Registrado em 15/05/2006	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1138957573.9/view
Projeto São João de Gás de Aterro e Geração de Energia no Brasil	Registrado em 02/07/2006	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1145141778.29/view
Projeto de Gás do Aterro Sanitário Anaconda	Registrado em 15/12/2006	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1155134946.56/view
Projeto de Gás de Aterro SIL (PROGAS)	Registrado em 31/12/2006	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1158844635.31/view
Projeto de Gás de Aterro Sanitário Canabrava - Salvador-BA, Brasil	Registrado em 08/04/2007	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1169669649.47/view
Projeto de Gás do Aterro Sanitário do Aurá	Registrado em 30/04/2007	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1169639070.69/view
Projeto de Gás de Aterro Quitaúna (PROGAQ)	Registrado em 27/05/2007	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1169931302.54/view
Projeto de Gás de Aterro ESTRE Itapevi - (PROGAEI)	Registrado em 17/09/2007	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1169886803.63/view
URBAM/ARAUNA - Landfill Gas Project (UALGP)	Registrado em 14/10/2007	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1185017358.24/view
URBAM/ARAUNA - Projeto de Gás de Aterro Sanitário (UAPGAS)	Registrado em 15/10/2007	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1182151832.44/view
Projeto de captura de gás de aterro sanitário Alto-Tietê	Registrado em 29/05/2008	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/RWTUV1204280292.23/view
Projeto PROBIOGÁS-JP	Registrado em 30/01/2008	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1181685608.94/view
Projeto de Gás de Aterro CDR Pedreira (PROGAEP)	Registrado em 12/02/2008	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1179394615.79/view
Atividade de projeto de redução de emissão de gás de aterro no Aterro Sanitário SANTECH Resíduos	Registrado em 19/02/2009	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1214902532.06/view
Projeto de Gás de Aterro Terrestre Ambiental (PROGATA)	Registrado em 06/05/2008	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1179391286.32/view
Projeto de redução de emissão do aterro Vila Velha	Registrado em 28/05/2008	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1198775230.25/view
Projeto de Gás de Aterro Sanitário de Feira de Santana	Registrado em	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1203743009.45/view



MDL – Conselho Executivo

	12/08/2008	
Projeto de Captura e Queima de Gás de Aterro Sanitário de Tijuquinhas da Proactiva	Registrado em 13/08/2008	http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1200058130.23/view
Projeto de Captura de Gás do Aterro de Natal	Validação	http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/K82DG9XUKVQ8IGUYJZMLMYLPQRAL1S/view.html
Projeto de Gás de Aterro TECIPAR - PROGAT	Validação	http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/O7LXRYICY6UWTAIEGYKIZXMEM2SMO/view.html
Projeto de Gás de aterro Marília/Arauna	Validação	http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/FQBM6GP50MLPJP39192IFGG9T783R/view.html
Queima de metano do aterro de Laguna	Validação	http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/ZYNYNR7MAYN1HUBX6W98E7BWLW014/view.html
Projeto Gramacho de Gás de Aterro	Validação	http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/IOJKHC9RUXNKFXMF0GW8V7YS4BV4UU/view.html
Projeto de Captação e Combustão de Biogás no Aterro Sanitário da Central de Tratamento de Resíduos Sólidos – CTRS / BR.040	Validação	http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/MOYBL8JBAF6YGLMXD004EWLGP9M7/view.html
Projeto de Gás do Aterro de Bragança - EMBRALIXO/ARAÚNA	Validação	http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/BLH87CY04LN8PYLXEF6VS7X0PX8O60/view.html
Projeto de gás de aterro Corpus/Araúna	Validação	http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/XRCRQ6VTVP6B8NFCCTH92OZI9D6B7/view.html
Projeto de Gás de Aterro CGR Guatapará	Validação	http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/0RXYM30S4G1B0J9KBZ81WGM9CWL93L/view.html
Aterro Sanitário CTR Candeias	Validação	http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/N6QEYV2VTLSA6IHMB5246UONLXAA3/view.html

Resumindo, não há no Brasil projeto em aterro sanitário queimando gás de aterro sem as receitas do MDL.

**Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:**

Não aplicável. Não há opções similares a atividade de projeto proposta não sendo desenvolvido como uma atividade de projeto de MDL.

Conclusão:

Como todos os critérios da “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” – versão 5.2 são satisfeitos, o projeto pode ser considerado adicional.

B.6. Reduções de emissões:**B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:**

As emissões da linha de base foram calculadas de acordo com a seguinte fórmula:

$$BE_y = (MD_{project,y} - MD_{BL,y}) \times GWP_{CH4} + EL_{LFG,y} \times CEF_{elec,BL,y} + ET_{LFG,y} \times CEF_{ther,BL,y}$$

Onde:

- BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂e);
- $MD_{project,y}$ = A quantidade de metano que teria sido destruída/queimada durante o ano, em toneladas de metano (tCH₄) no cenário do projeto;
- $MD_{BL,y}$ = A quantidade de metano que teria sido destruída/queimada durante o ano na ausência do projeto em razão de exigência regulatória e/ou contratual, em toneladas de metano (tCH₄);
- GWP_{CH4} = O valor do Potencial de Aquecimento Global do metano para o primeiro período de compromisso é de 21 tCO₂e/tCH₄;
- EL_{LFG} = A quantidade líquida de eletricidade produzida usando o LFG que na ausência da atividade do projeto teria sido produzido pelas centrais interligadas à rede ou por geração de energia elétrica cativa com base em combustível fóssil no local/fora do local, durante o ano y, em megawatt-hora (MWh);
- $CEF_{elec,BL,y}$ = A intensidade das emissões de CO₂ da fonte de linha de base da eletricidade deslocada, em tCO₂e/MWh;
- $ET_{LFG,y}$ = A quantidade de energia térmica produzida utilizando o gás de aterro, que na ausência da atividade do projeto teria sido produzida da caldeira alimentada com combustível fóssil no local/fora do local, durante o ano y em TJ;
- $CEF_{ther,BL,y}$ = A intensidade das emissões de CO₂ do combustível usado pela caldeira para gerar energia térmica que é deslocada pela geração de energia térmica com base em LFG, em tCO₂/TJ.

Como o projeto visa queimar em flare e gerar eletricidade, $ET_{LFG,y} = 0$, e a equação é alterada como a seguir:

$$BE_y = (MD_{project,y} - MD_{BL,y}) \times GWP_{CH4} + EL_{LFG,y} \times CEF_{elec,BL,y}$$



Como não existem exigências regulatórias ou contratuais que especifiquem MD_{BL} , nenhum dado histórico para captura e destruição de LFG está disponível. Portanto, é usado um “Fator de ajuste” (AF) levando em consideração o contexto do projeto, usando a seguinte fórmula:

$$MD_{BL} = MD_{project,y} \times AF$$

Antes da implementação do projeto, o aterro sanitário de Manaus não tinha drenos queimando LFG, de acordo com o “Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento: diagnóstico do manejo de resíduos sólidos urbanos – 2007” – Tabela Up03, pág. II.281.

Assim, $AF = 0$.

De acordo com a metodologia ACM0001 versão 11, o metano destruído pela atividade do projeto ($MD_{project,y}$) durante um ano é determinado pelo monitoramento da quantidade de metano efetivamente queimado em flare e do gás usado para gerar eletricidade e/ou produzir energia térmica e/ou alimentar os usuários finais via a tubulação de distribuição de gás natural. O Projeto de Gás de Aterro de Manaus tem o objetivo de capturar e queimar em flare o LFG e, em uma segunda fase, gerar eletricidade com LFG.

A soma das quantidades alimentadas no(s) flare(s) e na(s) central(is) elétricas

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

Onde:

$MD_{flared,y}$ = Quantidade de metano destruído pela queima em flare (tCH_4);

$MD_{electricity,y}$ = Quantidade de metano destruído pela geração de eletricidade (tCH_4);

$MD_{flared,y}$ é calculado como a seguir:

$$MD_{flared,y} = (LFG_{flared,y} \times w_{CH_4} \times D_{CH_4}) - \frac{PE_{flare,y}}{GWP_{CH_4}}$$

Onde:

$LFG_{flare,y}$ = Quantidade de gás de aterro alimentado no(s) flare(s) durante o ano medida em (m^3);

w_{CH_4} = Fração média de metano do gás de aterro como medido durante o período determinado de tempo t em intervalos de tempo não maiores que uma hora (tipicamente a cada 2 a 3 minutos) e expressa como uma fração de volume de CH_4 por volume de LFG (em m^3CH_4/m^3LFG);

D_{CH_4} = Densidade do metano, expressa em toneladas de metano por metro cúbico de metano (tCH_4/m^3CH_4) e medida nas CNTP¹⁴ (0 grau Celsius e 1,01325 bar), que é 0,0007168 tCH_4/m^3CH_4 (conforme a metodologia consolidada ACM0001 ver. 11);

$PE_{flare,y}$ = Emissões do projeto provenientes de queima em flare do fluxo de gás residual no ano y (tCO_2e);

E $MD_{electricity,y}$ é calculada como a seguir:

¹⁴ CNTP: Condições normais de temperatura e pressão



$$MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} \times W_{CH4} \times D_{CH4}$$

Onde:

$LFG_{electricity,y}$ = Quantidade de gás de aterro alimentada no gerador de eletricidade (m^3).

As emissões ex-ante foram calculadas conforme descrito no item B.6.3.

Emissões do projeto:

$$PE_y = PE_{EC} + PE_{FC,j,y}$$

Onde:

$PE_{EC,y}$ = Emissões provenientes de consumo de eletricidade no caso do projeto (tCO_2).

$PE_{FC,j,y}$ = Emissão proveniente de consumo de calor no caso do projeto (tCO_2).

Não haverá consumo de calor nesta atividade do projeto ($PE_{FC,j,y}=0$), assim a fórmula fica:

$$PE_y = PE_{EC}$$

Como a eletricidade será consumida da rede, ela segue o cenário A: *Consumo de eletricidade da rede da “Ferramenta para calcular as emissões da linha de base, do projeto e/ou das fugas decorrentes do consumo de eletricidade”, versão 1.*

Neste cenário, os participantes do projeto devem escolher entre as seguintes opções:

Opção A1: Calcular o fator de emissão da margem combinada do sistema elétrico aplicável, usando os procedimentos da última versão aprovada da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” ($EF_{EL,j/k/l,y} = EF_{grid,CM,y}$).

Opção A2: Usar os seguintes valores padrão conservadores:

- Um valor de 1,3 tCO_2/MWh se
 - O cenário A aplicar-se somente às fontes do projeto e/ou do consumo de eletricidade, mas não às fontes de consumo de eletricidade da linha de base; ou
 - O cenário A aplicar-se a: tanto as fontes de consumo de eletricidade da linha de base como do projeto (e/ou das fugas); e o consumo de eletricidade das fontes do projeto e das fugas for maior que o consumo de eletricidade das fontes da linha de base.
- Um valor de 0,4 tCO_2/MWh para redes elétricas nas quais as centrais hidrelétricas constituem menos de 50% da geração total da rede 1) na média dos cinco anos mais recentes ou 2) com base em médias de longo prazo para produção de energia hidrelétrica, e um valor de 0,25 tCO_2/MWh para outras redes elétricas. Esses valores podem ser usados se:
 - O cenário A aplicar-se somente às fontes de consumo de eletricidade da linha de base, mas não às fontes de consumo de eletricidade do projeto ou das fugas; ou
 - O cenário A aplicar-se a: tanto as fontes de consumo de eletricidade da linha de base como do projeto (e/ou das fugas); e o consumo de eletricidade das fontes da linha de base for maior que o consumo de eletricidade das fontes do projeto e das fugas.

Para esta atividade do projeto, foi escolhida a opção A1.



Assim, a emissão é calculada como a seguir:

$$PE_{EC,y} = EC_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \times (1 + TDL_y)$$

Onde:

$EC_{PJ,y}$ = quantidade de eletricidade consumida pela atividade do projeto durante o ano y (MWh);
 $EF_{grid,CM,y}$ = o fator de emissão para a rede no ano y (tCO_2/MWh);
 TDL_y = perdas técnicas médias na transmissão e distribuição na rede no ano y para o nível de tensão no qual a eletricidade é obtida da rede no local do projeto.

$$PE_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y}$$

Onde:

- $PE_{FC,j,y}$ são as emissões de CO_2 provenientes de combustão de combustíveis fósseis no processo j durante o ano y (tCO_2/ano);
- $FC_{i,j,y}$ é a quantidade do tipo de combustível i queimado no processo j durante o ano y (unidade de massa ou volume/ano); e
- $COEF_{i,y}$ é o coeficiente de emissão de CO_2 do tipo de combustível i no ano y ($tCO_2/unidade$ de massa ou volume).

O valor de $COEF_{i,y}$ será calculado de acordo com a opção A da “Ferramenta para calcular as emissões de CO_2 do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” versão 2, usando a seguinte equação com base em massa:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times 44/12$$

Onde:

- $w_{C,i,y}$ is é a fração de massa média ponderada do tipo de combustível I ($tCO_2/unidade$ de massa ou volume).

No caso em que esta informação não puder ser obtida, a solução alternativa, a opção B da “Ferramenta para calcular as emissões de CO_2 do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” versão 2, será usada como a seguir:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \times EF_{CO2,i,y}$$

Onde:

- $NCV_{i,y}$ é o poder calorífico inferior médio ponderado do tipo de combustível i no ano y (GJ/unidade de massa ou volume); e



- $EF_{CO_2,1,y}$ é o fator de emissão médio ponderado do tipo de combustível i no ano y (tCO_2/GJ).

Todos os valores associados com a opção B da “Ferramenta para calcular as emissões de CO_2 do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” versão 2 serão avaliados anualmente de acordo com as Diretrizes do IPCC. Para fins de estimativa neste documento, será usada a opção B.

Fugas:

De acordo com a ACM0001 versão 11, nenhum efeito de fugas precisa ser considerado.

Redução de emissões

As reduções de emissões são calculadas como a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y.$$

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (tCO_2e/ano);

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO_2e/ano);

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2e/ano);

Será(ão) instalado(s) flare(s) fechado(s) no Projeto de Gás de Aterro de Manaus para aumentar a eficiência de destruição. Esses flares podem alcançar no mínimo 98% de eficiência de destruição de metano.

Para determinar as emissões do projeto da queima em flare de gases foi usada a “*Ferramenta para determinar as emissões do projeto decorrentes da queima de gases que contém metano*”. De acordo com essa ferramenta, as emissões do projeto devem ser calculadas em 7 passos.

PASSO 1. Determinação da vazão mássica do gás residual que é queimado em flare

A densidade do gás residual é determinada com base na fração volumétrica de todos os componentes no gás:

$$FM_{RG} = \rho_{RG,n,h} \times FV_{RG,h}$$

$FM_{RG,h}$ = Vazão mássica do gás residual na hora h (kg/h);

$\rho_{RG,n,h}$ = Densidade do gás residual nas condições normais na hora h (kg/m^3);

$FV_{RG,h}$ = Vazão volumétrica do gás residual em base seca nas condições normais na hora h ;

E

$$\rho_{RG,n,h} = \frac{P_n}{\frac{R_u}{MM_{RG,h}} \times T_n}$$

P_n = Pressão atmosférica nas condições normais (101.325 Pa);



R_u = Constante universal do gás ideal (8,314 Pa.m³/kmol.K);
 $MM_{RG,h}$ = Massa molecular do gás residual na hora h (kg/kmol);
 T_n = Temperatura nas condições normais (273,15 K);

E

$$MM_{RG,h} = \sum_i (fv_{i,h} \cdot MM_i)$$

$fv_{i,h}$ = Fração volumétrica do componente i no gás residual na hora h ;
 MM_i = Massa molecular do componente do gás residual i (kg/kmol);
 i = Componentes do gás;

Conforme permitido pela ferramenta, os participantes do projeto irão medir somente a fração volumétrica do metano e considerar a diferença para 100% como sendo nitrogênio (N₂).

PASSO 2. Determinação da fração da massa de carbono, hidrogênio, oxigênio e nitrogênio no gás residual

$$fm_{j,h} = \frac{\sum_i fv_{i,h} \cdot AM_j \cdot NA_{j,i}}{MM_{RG,h}}$$

$fm_{j,h}$ = Fração da massa do elemento j no gás residual na hora h ;
 AM_j = Massa atômica do elemento j (kg/kmol);
 $NA_{j,i}$ = Número de átomos do elemento j no componente i ;
 $MM_{RG,h}$ = Massa molecular do gás residual na hora h ;
 j = Os elementos carbono, hidrogênio, oxigênio e nitrogênio;
 i = Os componentes CH₄ e N₂ (de acordo com a simplificação usada);

PASSO 3. Determinação da vazão volumétrica do gás de exaustão em base seca

$$TV_{n,FG,h} = V_{n,FG,h} \times FM_{RG,h}$$

Onde:

$TV_{n,FG,h}$ = Vazão volumétrica do gás de exaustão em base seca nas condições normais na hora h (m³/h);
 $V_{n,FG,h}$ = Volume do gás de exaustão do flare em base seca nas condições normais por kg de gás residual na hora h (m³/kg gás residual);
 $FM_{RG,h}$ = Vazão mássica do gás residual na hora h (kg gás residual/h);

$$V_{n,FG,h} = V_{n,CO2,h} + V_{n,O2,h} + V_{n,N2,h}$$

Onde:

$V_{n,N2,h}$ = Quantidade de volume de N₂ livre no gás de exaustão do flare nas condições normais por kg de gás residual na hora h (m³/kg gás residual);



$V_{n,O_2,h}$ = Quantidade de volume de O_2 livre no gás de exaustão do flare nas condições normais por kg de gás residual na hora h (m^3 / kg gás residual);

$V_{n,CO_2,h}$ = Quantidade de volume de CO_2 livre no gás de exaustão do flare nas condições normais por kg de gás residual na hora h (m^3 / kg gás residual);

$$V_{n,O_2,h} = n_{O_2,h} \times MV_n$$

$n_{O_2,h}$ = Quantidade de moles de O_2 no gás de exaustão do flare por kg de gás residual queimado em flare na hora h (m^3 / kg gás residual);

MV_n = Volume de um mole de qualquer gás ideal nas condições normais de temperatura e pressão (22,4 L/mol) (em m^3 /kmol);

$$V_{n,CO_2,h} = \frac{fm_{C,h}}{AM_C} \times MV_n$$

$fm_{C,h}$ = Fração da massa de carbono no gás residual na hora h (m^3 / kg gás residual);

MA_C = Massa atômica de carbono (kg/kmol);

MV_n = Volume de um mole de qualquer gás ideal nas condições normais de temperatura e pressão (22,4 L/mol) (em m^3 /kmol);

E

$$V_{n,N_2,h} = MV_n \cdot \left\{ \frac{fm_{N,h}}{200,4AM_n} + \left(\frac{1 - MF_{O_2}}{MF_{O_2}} \right) \cdot (F_h + n_{O_2,h}) \right\}$$

Onde:

$fm_{N,h}$ = Fração da massa de nitrogênio no gás residual na hora h

AM_n = Massa atômica de nitrogênio (kg/kmol);

MF_{O_2} = Fração volumétrica de O_2 do ar;

F_h = Quantidade estequiométrica de moles de O_2 necessária para a oxidação total de um kg de gás residual queimado em flare na hora h (kmol/kg gás residual);

$n_{O_2,h}$ = Quantidade de moles de O_2 no gás de exaustão do flare por kg de gás residual queimado em flare na hora h (kmol/kg gás residual);

$$n_{O_2,h} = \frac{t_{O_2,h}}{\left(1 - \left(\frac{t_{O_2,h}}{MF_{O_2}}\right)\right)} \times \left[\frac{fm_{C,h}}{AM_C} + \frac{fm_{N,h}}{2AM_N} + \left(\frac{1 - MF_{O_2}}{MF_{O_2}}\right) \times F_h \right]$$

$t_{O_2,h}$ = Fração volumétrica de O_2 no gás de exaustão na hora h ;

MF_{O_2} = Fração volumétrica de O_2 do ar;

F_h = Quantidade estequiométrica de moles de O_2 necessária para a oxidação total de um kg de gás residual na hora h (kmol/kg gás residual);

AM_j = Massa atômica do elemento j (kg/kmol);

j = Os elementos carbono, hidrogênio, oxigênio e nitrogênio;



$$F_h = \frac{fm_{C,h}}{AM_C} + \frac{fm_{H,h}}{4AM_H} + \frac{fm_{O,h}}{2AM_O}$$

Onde:

$fm_{j,h}$ = Fração da massa do elemento j no gás residual na hora h ;

PASSO 4. Determinação da vazão mássica de metano no gás de exaustão em base seca

A vazão mássica de metano no gás de exaustão se baseia na vazão volumétrica do gás de exaustão e na concentração medida de metano no gás de exaustão, como a seguir:

$$TM_{FG,h} = \frac{TV_{n,FG,h} \cdot fv_{CH_4,FG,h}}{1000000}$$

Onde:

$TV_{n,FG,h}$ = Vazão volumétrica do gás de exaustão em base seca nas condições normais na hora h (m^3/h gás de exaustão);

$fv_{CH_4,FG,h}$ = Concentração de metano no gás de exaustão do flare em base seca nas condições normais na hora h (mg/m^3).

PASSO 5. Determinação da vazão mássica de metano no gás residual em base seca

A quantidade de metano no gás residual fluindo para o flare é o produto da vazão volumétrica do gás residual ($FV_{RG,h}$), da fração volumétrica de metano no gás residual ($fv_{CH_4,RG,h}$) e da densidade do metano ($\rho_{CH_4,n,h}$) nas mesmas condições de referência (condições normais e base seca ou úmida).

$$TM_{RG,h} = FV_{RG,h} \times fv_{CH_4,RG,h} \times \rho_{CH_4,n}$$

$FV_{RG,h}$ = Vazão volumétrica do gás residual em base seca nas condições normais na hora h (m^3/h);

$fv_{CH_4,RG,h}$ = Concentração de metano no gás de exaustão do flare em base seca, nas condições normais na hora h ,

$\rho_{CH_4,n}$ = Densidade do metano nas condições normais ($0,716 \text{ kg}/m^3$);

PASSO 6. Determinação da eficiência horária do flare

A determinação da eficiência horária do flare depende da operação do flare (por meio da temperatura), do tipo de flare usado (fechado) e da abordagem selecionada (contínua).

Para a atividade do projeto, com flares enclausurados e monitoramento contínuo da eficiência do flare, a eficiência do flare na hora h é:

- 0% se a temperatura do gás de exaustão do flare (T_{flare}) ficar abaixo de 500°C durante mais de 20 minutos durante a hora h ;
- Determinada como a seguir nos casos em que a temperatura do gás de exaustão do flare (T_{flare}) ficar acima de 500°C durante mais de 40 minutos durante a hora h ;



$$\eta_{flare,h} = 1 - \frac{TM_{FG,h}}{TM_{RG,h}}$$

Onde:

$TM_{FG,h}$ = Vazão mássica média de metano no gás de exaustão em um período de tempo t (kg/h);

$TM_{RG,h}$ = Vazão mássica de metano no gás residual na hora h (kg/h);

PASSO 7. Cálculo das emissões anuais do projeto a partir da queima em flare

As emissões do projeto a partir da queima em flare são calculadas como a soma das emissões de cada hora h , com base na vazão de metano no gás residual ($TM_{RG,h}$) e na eficiência do flare durante cada hora h ($\eta_{flare,h}$), como a seguir:

$$PE_{flare,y} = \sum_{h=1}^{8760} TM_{RG,h} \times (1 - \eta_{flare,h}) \times \frac{GWP_{CH_4}}{1000}$$

$TM_{RG,h}$ = Vazão mássica de metano no gás residual na hora h (kg/h);

$\eta_{flare,h}$ = Eficiência do flare na hora h ;

Reduções de emissões associadas ao deslocamento de eletricidade de outras fontes:

As reduções de emissões provenientes de deslocamento de combustíveis fósseis usados para geração de eletricidade de outras fontes são estimadas para a Rede Elétrica de Manaus e rigorosamente orientadas pela ACM0001 ver. 11, que inclui a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” ver. 2, como descrito a seguir.

Passo 1 – Identificar os sistemas elétricos relevantes

A Rede Elétrica de Manaus é um sistema isolado e independente sem ligação com a rede nacional brasileira (ELETRONORTE. <http://www.eln.gov.br/>). As fontes de geração da rede de Manaus compreendem uma central hidrelétrica e várias plantas termelétricas, conforme mostrado no inventário de centrais elétricas fornecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, <http://www.aneel.gov.br/>). Novas plantas termelétricas estão sendo construídas atualmente para atender à crescente demanda por eletricidade em Manaus. A Amazonas Energia (a concessionária de energia local) tem constantemente aberto licitações para produtores de energia independentes para o fornecimento de eletricidade gerada por plantas termelétricas (Amazonas Energia, <http://www.amazonasenergia.gov.br/>).

Passo 2 – Escolher se as centrais elétricas fora da rede devem ser incluídas no sistema elétrico do projeto (opcional)

Opção 1: Somente centrais elétricas da rede são incluídas no cálculo, esta será a opção usada para determinar o fator de emissão para um sistema elétrico no local do projeto. A atividade do projeto somente receberá eletricidade de fontes interligadas à rede ao longo da duração da atividade do projeto.

Passo 3 – Selecionar um método para determinar a margem de operação (OM)



O $EF_{OM, y}$ pode ser calculado pela metodologia de OM simples (“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 2) quando os recursos de baixo custo/inflexíveis constituírem menos de 50% do total de geração da rede. Como a Central Hidrelétrica de Balbina é a única central elétrica de baixo custo/inflexível da Rede Elétrica de Manaus, com 250 MW de capacidade instalada (de um total de 1.862,0 MW), representando 13,4% desta rede (Eletrobrás, acessado em 20/05/2010). a metodologia de OM simples deve ser aplicada para calcular o $EF_{OM, y}$.

A margem de operação é definida ex-ante.

Passo 4. Calcular o(s) fator(es) de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OMsimple,y}$)

Como os dados necessários para a opção A (a geração de eletricidade líquida e um fator de emissão de CO₂ de cada unidade geradora) não estão disponíveis, a opção B foi escolhida para cálculo do fator de emissão da margem de operação, de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 2.

O $EF_{grid,OMsimple, y}$ simples é ex-ante e foi calculado com base na eletricidade líquida fornecida à rede por todas as centrais elétricas que atendem ao sistema, sem incluir as centrais elétricas/unidades geradoras de baixo custo/inflexíveis, e com base no(s) tipo(s) de combustível e no consumo total de combustível do sistema elétrico do projeto, como a seguir:

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_i (FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO2,i,y})}{EG_y}$$

Onde:

$EF_{grid,OMsimple,y}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação simples no ano y (tCO ₂ /MWh)
$FC_{i,y}$	Quantidade de combustível fóssil tipo i consumida no sistema elétrico do projeto no ano y (unidade de massa ou volume)
$NCV_{i,y}$	Poder calorífico inferior (conteúdo energético) do combustível fóssil tipo i no ano y (GJ/unidade de massa ou volume)
$EF_{CO2,i,y}$	Fator de emissão de CO ₂ do combustível fóssil tipo i no ano y (tCO ₂ /GJ)
EG_y	Eletricidade líquida gerada e alimentada na rede por todas as fontes de energia que atendem ao sistema, sem incluir as centrais elétricas/unidades geradoras de baixo custo/inflexíveis, no ano y (MWh)
i	Todos os tipos de combustível fóssil queimados nas fontes de energia no sistema elétrico do projeto no ano y
y	O ano relevante conforme a época dos dados selecionados no Passo 3

A central hidrelétrica de Balbina não é considerada nos cálculos do $EF_{grid,OMsimple, y}$ por ser uma planta de baixo custo/inflexível.

Passo 5. Identificar o grupo de unidades geradoras que devem ser incluídas na margem de construção

O grupo de amostra de unidades geradoras m usado para calcular a margem de construção consiste em:



- a) O conjunto das cinco unidades geradoras que foi construído mais recentemente; ou
- b) O conjunto das adições de capacidade energética no sistema elétrico que abrange 20% da geração do sistema (em MWh) e que foi construído mais recentemente.

Os participantes do projeto usaram o conjunto de unidades geradoras que abrange a maior geração anual.

Esse conjunto registrado como atividade do projeto de MDL deve ser excluído do grupo de amostra m. No entanto, se o grupo de unidades geradoras, não registrado como atividade do projeto de MDL, identificado para a estimativa do fator de emissão da margem de construção incluir a(s) unidade(s) geradora(s) que foi/foram construída(s) há mais de dez anos, então:

- i. Excluir do grupo a(s) unidade(s) geradora(s) que foi/foram construída(s) há mais de 10 anos; e
- ii. Incluir projetos de energia interligados à rede registrados como atividades do projeto de MDL, que são despachados pela autoridade de despacho para o sistema elétrico.

Em termos de período de dados, os participantes do projeto podem escolher entre uma das duas seguintes opções:

Opção 1: Para o primeiro período de obtenção de créditos, calcular o fator de emissão da margem de construção ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra m quando do envio do MDL-DCP para a EOD para validação. Para o segundo período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas quando do envio da solicitação de renovação do período de obtenção de créditos para a EOD. Para o terceiro período de obtenção de créditos, deverá ser usado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de créditos. Essa opção não exige o monitoramento do fator de emissão durante o período de obtenção de créditos.

Opção 2: Para o primeiro período de obtenção de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado anualmente, ex-post, incluindo as unidades construídas até o ano de registro da atividade do projeto ou, se as informações até o ano de registro ainda não estiverem disponíveis, incluindo as unidades construídas até o ano mais recente para o qual existem informações disponíveis. Para o segundo período de obtenção de créditos, o fator da margem de construção deverá ser calculado ex-ante, conforme descrito na opção 1 acima. Para o terceiro período de obtenção de créditos, deverá ser usado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de obtenção de créditos.

A *Opção 1* foi escolhida para o projeto proposto.

Passo 6. Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$)

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração de todas as unidades geradoras m durante o ano mais recente y para o qual os dados da geração de energia elétrica estão disponíveis, calculado como a seguir:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$



Onde:

- $EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh);
 $EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e alimentada na rede pela unidade geradora m no ano y (MWh)
 $EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora m no ano y (tCO₂/MWh)

O fator de emissão de CO₂ de cada unidade geradora m ($EF_{EL,m,y}$) deve ser determinado conforme a orientação no Passo 4 (a) para a OM simples, usando as opções A1 para y, o ano histórico mais recente para o qual estão disponíveis os dados de geração de energia e usando para m as unidades geradoras incluídas na margem de construção.

Passo 7. Calcular o fator de emissão da margem combinada

O fator de emissão da linha de base é definido pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 2, como a média ponderada do fator de emissão da margem de operação e do fator de emissão da margem de construção, como a seguir:

$$EF_{grid,CM,y} = w_{OM} \times EF_{grid,OM,y} + w_{BM} \times EF_{grid,BM,y}$$

Onde:

- $EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh);
 $EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação no ano y (tCO₂/MWh);
 w_{OM} = ponderação do fator de emissões da margem de operação (%);
 w_{BM} = ponderação do fator de emissões da margem de construção (%);

Os pesos w_{OM} e w_{BM} são, por padrão, 0,5 e serão usados para o primeiro período de obtenção de créditos, e $w_{OM} = 0,25$ e $w_{BM} = 0,75$ deverão ser usados para o segundo e terceiro períodos, salvo se especificado de outro modo.

O fator de emissões da margem combinada é definido ex-ante.

**B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:**

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para o sistema elétrico do projeto
Fonte do dado usada:	Planilha do Sistema Isolado
Valor aplicado:	0,7160
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” – versão 2.
Comentário:	O fator de emissão é definido ex-ante.

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção para o sistema elétrico do projeto
Fonte do dado usada:	Planilha do Sistema Isolado
Valor aplicado:	0,6992
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” – versão 2.
Comentário:	O fator de emissão é definido ex-ante.



Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação para o sistema elétrico do projeto
Fonte do dado usada:	Planilha do Sistema Isolado
Valor aplicado:	0,7329
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Conforme a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” – versão 2.
Comentário:	O fator de emissão é definido ex-ante.

Dado / Parâmetro:	Exigências regulatórias relativas a gás de aterro.
Unidade do dado:	Texto
Descrição:	Exigências regulatórias relativas a gás de aterro.
Fonte do dado usada:	SNIS (2007) - Secretaria Nacional de Informações sobre Saneamento Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento: diagnóstico do manejo de resíduos sólidos urbanos, página II,281 ¹⁵ . Este documento foi elaborado pelo Ministério das Cidades.
Valor aplicado:	-
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	-
Comentário:	<p>As informações, apesar de registradas anualmente, são usadas para alterar o fator de ajuste (AF) ou diretamente o $MD_{BL,y}$ na renovação do período de obtenção de créditos.</p> <p>Regulamentações relevantes para atividades de projeto de gás de aterro deve ser atualizadas a cada período de renovação do período de crédito. Alterações nas regulamentações deverão ser convertidos para a quantidade de metano que teria sido destruída / queimada durante o ano na ausência da atividade do projeto ($MD_{BL,y}$). Os participantes do projeto devem explicar como as regulamentações são convertidas para a mesma quantidade de gás.</p>

¹⁵ SNIS <http://www.pmss.gov.br/snis/PaginaCarrega.php?EWRErterterTERTer=80>



Dado / Parâmetro:	ϕ
Unidade do dado:	-
Descrição:	Fator de correção do modelo para compensar as incertezas do modelo
Fonte do dado usada:	Oonk et al, (1994) validou vários modelos de gás de aterro com base nos 17 projetos de gás de aterro realizados. O erro relativo médio de modelos multifásicos foi avaliado como sendo de 18%. Dadas as incertezas associadas ao modelo e para estimar as reduções de emissões de maneira conservadora, um desconto de 10% é aplicado aos resultados do modelo.
Valor aplicado:	0,9
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Usado o valor padrão
Comentário:	Usado para projeção do metano evitado

Dado / Parâmetro:	OX
Unidade do dado:	-
Descrição:	Fator de oxidação (que reflete a quantidade de metano do SWDS que é oxidada no solo ou em outro material de cobertura dos resíduos).
Fonte do dado usada:	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa
Valor aplicado:	0,1
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Valor padrão usado para locais de disposição de resíduos sólidos gerenciados
Comentário:	Usado para projeção do metano evitado

Dado / Parâmetro:	F
Unidade do dado:	-
Descrição:	Fração de metano no gás dos SWDS (fração volumétrica)
Fonte do dado usada:	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa
Valor aplicado:	0,5
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Este fator reflete o fato de que uma parte do carbono orgânico degradável não se degrada, ou o faz muito lentamente, sob condições anaeróbicas nos SWDS. O IPCC recomenda um valor padrão de 0,5.
Comentário:	Usado para projeção do metano evitado



Dado / Parâmetro:	DOC _f
Unidade do dado:	-
Descrição:	Fração de carbono orgânico degradável que pode decompor
Fonte do dado usada:	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa
Valor aplicado:	0,5
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	
Comentário:	Usado para projeção do metano evitado

Dado / Parâmetro:	MCF
Unidade do dado:	-
Descrição:	Fator de correção do metano
Fonte do dado usada:	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa
Valor aplicado:	1,0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	É aplicado o valor padrão do IPCC para locais de disposição de resíduos sólidos gerenciados anaeróbicos. O local do aterro sanitário tem disposição controlada
Comentário:	Usado para projeção do metano evitado



Dado / Parâmetro:	DOC _j														
Unidade do dado:	-														
Descrição:	Fração de carbono orgânico degradável (por peso) no tipo de resíduo j														
Fonte do dado usada:	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa														
Valor aplicado:	<table border="1"><thead><tr><th>Resíduo tipo j</th><th>DOC_j (% de resíduo úmido)</th></tr></thead><tbody><tr><td>Madeira e derivados de madeira</td><td>43%</td></tr><tr><td>Celulose, papel e papelão (não em forma de lodo)</td><td>40%</td></tr><tr><td>Alimentos, resíduos de alimentos, bebidas e tabaco (não em forma de lodo)</td><td>15%</td></tr><tr><td>Têxteis</td><td>24%</td></tr><tr><td>Resíduos de jardins, pátios e parques</td><td>20%</td></tr><tr><td>Vidro, plástico, metal e outros resíduos inertes</td><td>0%</td></tr></tbody></table>	Resíduo tipo j	DOC_j (% de resíduo úmido)	Madeira e derivados de madeira	43%	Celulose, papel e papelão (não em forma de lodo)	40%	Alimentos, resíduos de alimentos, bebidas e tabaco (não em forma de lodo)	15%	Têxteis	24%	Resíduos de jardins, pátios e parques	20%	Vidro, plástico, metal e outros resíduos inertes	0%
Resíduo tipo j	DOC_j (% de resíduo úmido)														
Madeira e derivados de madeira	43%														
Celulose, papel e papelão (não em forma de lodo)	40%														
Alimentos, resíduos de alimentos, bebidas e tabaco (não em forma de lodo)	15%														
Têxteis	24%														
Resíduos de jardins, pátios e parques	20%														
Vidro, plástico, metal e outros resíduos inertes	0%														
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	É aplicado o valor padrão do IPCC para locais de disposição de resíduos sólidos anaeróbios gerenciados.														
Comentário:	Usado para projeção do metano evitado														



Dado / Parâmetro:	k_j															
Unidade do dado:	-															
Descrição:	Taxa de degradação para o tipo de resíduo j															
Fonte do dado usada:	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa															
Valor aplicado:	<table border="1"><thead><tr><th colspan="2" rowspan="2">Tipo de resíduo j</th><th>Tropical (MAT > 20 °C)</th></tr><tr><th>Úmido (MAP>1.000mm)</th></tr></thead><tbody><tr><td rowspan="2">Lentamente degradável</td><td>Celulose, papel e papelão (exceto lodo), têxtil</td><td>0,07</td></tr><tr><td>Madeira, produtos de madeira e palha</td><td>0,035</td></tr><tr><td>Moderadamente degradável</td><td>Outros (não alimentares) orgânicos putrescíveis e resíduos de jardim parque</td><td>0,17</td></tr><tr><td>Rapidamente degradável</td><td>Alimentos, resíduos de alimentos, lixo de esgoto, bebidas e tabaco</td><td>0,4</td></tr></tbody></table>	Tipo de resíduo j		Tropical (MAT > 20 °C)	Úmido (MAP>1.000mm)	Lentamente degradável	Celulose, papel e papelão (exceto lodo), têxtil	0,07	Madeira, produtos de madeira e palha	0,035	Moderadamente degradável	Outros (não alimentares) orgânicos putrescíveis e resíduos de jardim parque	0,17	Rapidamente degradável	Alimentos, resíduos de alimentos, lixo de esgoto, bebidas e tabaco	0,4
Tipo de resíduo j				Tropical (MAT > 20 °C)												
		Úmido (MAP>1.000mm)														
Lentamente degradável	Celulose, papel e papelão (exceto lodo), têxtil	0,07														
	Madeira, produtos de madeira e palha	0,035														
Moderadamente degradável	Outros (não alimentares) orgânicos putrescíveis e resíduos de jardim parque	0,17														
Rapidamente degradável	Alimentos, resíduos de alimentos, lixo de esgoto, bebidas e tabaco	0,4														
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	É aplicado o valor padrão do IPCC para locais de disposição de resíduos sólidos anaeróbios gerenciados.															
Comentário:	Usado para projeção do metano evitado. Dados de clima sobre a cidade de Manaus foram fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) (http://www.bdclima.cnpm.embrapa.br/resultados/balanco.php?UF=&COD=7)															



Dado / Parâmetro:	Composição do resíduo																
Unidade do dado:	%																
Descrição:	Composição do resíduo																
Fonte do dado usada:	Relatório de caracterização do resíduo do aterro sanitário																
Valor aplicado:	<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Composição dos resíduos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A) Madeira e derivados de madeira</td> <td style="text-align: right;">1,92%</td> </tr> <tr> <td>B) Celulose, papel e papelão (não em forma de lodo)</td> <td style="text-align: right;">21,18%</td> </tr> <tr> <td>C) Alimentos, resíduos de alimentos, bebidas e tabaco (não em forma de lodo)</td> <td style="text-align: right;">35,84%</td> </tr> <tr> <td>D) Têxteis</td> <td style="text-align: right;">1,39%</td> </tr> <tr> <td>E) Resíduos de jardins, pátios e parques</td> <td style="text-align: right;">2,99%</td> </tr> <tr> <td>F) Vidro, plástico, metal e outros resíduos inertes</td> <td style="text-align: right;">36,68%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">TOTAL</td> <td style="text-align: right;">100,0%</td> </tr> </tbody> </table>	Composição dos resíduos		A) Madeira e derivados de madeira	1,92%	B) Celulose, papel e papelão (não em forma de lodo)	21,18%	C) Alimentos, resíduos de alimentos, bebidas e tabaco (não em forma de lodo)	35,84%	D) Têxteis	1,39%	E) Resíduos de jardins, pátios e parques	2,99%	F) Vidro, plástico, metal e outros resíduos inertes	36,68%	TOTAL	100,0%
Composição dos resíduos																	
A) Madeira e derivados de madeira	1,92%																
B) Celulose, papel e papelão (não em forma de lodo)	21,18%																
C) Alimentos, resíduos de alimentos, bebidas e tabaco (não em forma de lodo)	35,84%																
D) Têxteis	1,39%																
E) Resíduos de jardins, pátios e parques	2,99%																
F) Vidro, plástico, metal e outros resíduos inertes	36,68%																
TOTAL	100,0%																
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Os valores se baseiam no relatório de composição dos resíduos do local.																
Comentário:	Usado para projeção do metano evitado																

Dado / Parâmetro:	GWP_{CH_4}
Unidade do dado:	tCO_2e/tCH_4
Descrição:	Potencial de Aquecimento Global (PAG) do metano, válido para o período de compromisso pertinente
Fonte do dado usada:	Decisões no âmbito da UNFCCC e do Protocolo de Quioto
Valor aplicado:	21
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	21 para o primeiro período de compromisso. Deverá ser atualizado de modo a atender a quaisquer decisões futuras do COP/MOP.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Conforme a “Ferramenta para determinar as emissões de metano evitadas na disposição de resíduos em um local de disposição de resíduos sólidos” ver. 5
Comentário:	



Dado / Parâmetro:	D_{CH_4}
Unidade do dado:	tCH_4/m^3CH_4
Descrição:	Densidade de metano
Fonte do dado usada:	ACM0001 – versão 11
Valor aplicado:	0,0007168
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Nas condições normais de temperatura e pressão (0°C e 0,01325 bar), a densidade do metano é 0,0007168 tCH_4/m^3CH_4
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Conforme a orientação na ACM0001 ver. 11
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	$BE_{CH_4,SWDS,y}$																		
Unidade do dado:	tCO_2e																		
Descrição:	Geração de metano do aterro sanitário na ausência da atividade do projeto no ano y																		
Fonte do dado usada:	Planilha de redução de emissões (REs)																		
Valor aplicado:	<table border="1"> <thead> <tr> <th>ANO</th> <th>$BE_{CH_4,SWDS,y}$ (tCO_2)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>01/03/2011</td> <td>823.291</td> </tr> <tr> <td>2012</td> <td>1.070.217</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>1.147.729</td> </tr> <tr> <td>2014</td> <td>1.222.382</td> </tr> <tr> <td>2015</td> <td>1.295.500</td> </tr> <tr> <td>2016</td> <td>1.365.707</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>1.434.119</td> </tr> <tr> <td>28/02/2018</td> <td>250.254</td> </tr> </tbody> </table>	ANO	$BE_{CH_4,SWDS,y}$ (tCO_2)	01/03/2011	823.291	2012	1.070.217	2013	1.147.729	2014	1.222.382	2015	1.295.500	2016	1.365.707	2017	1.434.119	28/02/2018	250.254
ANO	$BE_{CH_4,SWDS,y}$ (tCO_2)																		
01/03/2011	823.291																		
2012	1.070.217																		
2013	1.147.729																		
2014	1.222.382																		
2015	1.295.500																		
2016	1.365.707																		
2017	1.434.119																		
28/02/2018	250.254																		
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Conforme a "Ferramenta para determinar as emissões de metano evitadas na disposição de resíduos em um local de disposição de resíduos sólidos" ver. 5.																		
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	-																		
Comentário:	Usado para a estimativa ex-ante da quantidade de metano que teria sido destruído/queimado durante o ano.																		

B.6.3. Cálculo ex-ante das reduções de emissões:



Existe um total de mais de 11.000.000 toneladas de Resíduos Sólidos Municipais (RSM) descartadas no Aterro Sanitário de Manaus entre 1986 e o final de 2005. O local continua a receber resíduos e é esperado que receba RSM até pelo menos 2021. A geração total de metano no local foi estimada com base na quantidade em toneladas de resíduos do aterro sanitário, usando o modelo de degradação de primeira ordem apresentado na “Ferramenta para determinar as emissões de metano da disposição de resíduos em um local de disposição de resíduos sólidos” e considerando a seguinte equação conforme mencionado anteriormente.

A geração de metano do aterro sanitário na ausência da atividade do projeto (emissões ex-ante) pode ser calculada conforme a equação a seguir na “Ferramenta para determinar as emissões de metano evitadas na disposição de resíduos em um local de disposição de resíduos sólidos” como mencionado na Seção B.6.1:

$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \varphi \cdot (1 - f) \cdot GWP_{CH_4} \cdot (1 - OX) \cdot \frac{16}{12} \cdot F \cdot DOC_f \cdot MCF \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} \cdot DOC_j \cdot e^{-k_j \cdot (y-x)} \cdot (1 - e^{-k_j})$$

Onde:

- $BE_{CH_4,SWDS,y}$ é a geração de metano do aterro sanitário na ausência da atividade do projeto, medida em tCO₂e.
- φ é o fator de correção do modelo para compensar as incertezas do modelo (0,9);
- GWP_{CH_4} é o potencial de aquecimento global do metano (21 tCO₂e/tCH₄);
- OX é o fator de oxidação (0,1);
- F é a fração de metano no gás do SWDS (0,5);
- DOC_f é a fração de carbono orgânico degradável que pode se decompor (0,5);
- MCF é o fator de correção do metano (1,0);
- $W_{j,x}$ é a quantidade de resíduo orgânico do tipo j com disposição evitada no SWDS, medida em toneladas;
- DOC_j é a fração de carbono orgânico degradável (por peso) no tipo de resíduo j ; e
- k_j é a constante da taxa de degradação para o tipo de resíduo j ;

As hipóteses usadas para calcular as emissões de metano são apresentadas da seguinte maneira:

Teor de metano no LFG = 50%;

Eficiência da coleta de LFG = 80%¹⁶; e

Densidade do metano = 0,0007168 toneladas/m³ (conforme a metodologia consolidada ACM0001 ver. 11).

O sistema de coleta e utilização do gás de aterro irá capturar somente uma parte do gás de aterro gerado. Assim, uma estimativa de coleta de LFG de 80% foi aplicada à estimativa de LFG produzido. Considerando que o LFG gerado é composto de 50% de metano, a tabela abaixo ilustra as quantidades de metano coletadas pela atividade do projeto durante o período de obtenção de créditos.

Tabela 6 - Quantidade estimada de metano capturado pela atividade do projeto

Ano	MD _{project} (tCH ₄)
-----	--

¹⁶ O documento comprovando a eficiência de coleta de 80% foi disponibilizado para a EOD na visita de validação.



01/03/2011	31.363
2012	40.770
2013	43.723
2014	46.567
2015	49.352
2016	52.027
2017	54.633
28/02/2018	9.533

1. Fugas estimadas:

Nenhum efeito de fugas precisa ser considerado na metodologia ACM0001 ver. 11.

No entanto, a metodologia ACM0001 ver. 11 afirma claramente que a intensidade de emissão de CO₂ da eletricidade consumida pela atividade do projeto deve ser considerada usando a seguinte equação como mencionado na Seção B.6.1:

$$PE_{EC,y} = \sum_j EC_{PJ,j,y} \times EF_{EL,j,y} \times (1 + TDL_{j,y})$$

Na atividade do projeto, o consumo de eletricidade ($EC_{PJ,j,y}$) é associado ao equipamento necessário para extrair e processar o gás de aterro, e o consumo de eletricidade total é estimado em 120 kW. Isso corresponde a um consumo de eletricidade da rede de 830 MWh/ano. O consumo de eletricidade da central elétrica pode ser atendido pela eletricidade gerada.

A opção A1 da “Ferramenta para calcular as emissões da linha de base, do projeto e/ou das fugas decorrentes do consumo de eletricidade” ver. 1 afirma que pode ser usado um valor do fator de emissão da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$) como o fator de emissão ($EF_{EL,j/k/1,y}$). Portanto, será usado um valor de 0,7160 tCO₂/MWh.

Finalmente, o valor das perdas técnicas na transmissão e distribuição ($TDL_{j,y}$) foi considerado como 6%, de acordo com o BEN - 2006.¹⁷ A tabela abaixo resume as emissões do projeto provenientes de consumo de eletricidade no local.

Tabela 7 - Emissões provenientes de consumo de eletricidade da rede

Ano	Consumo de eletricidade da rede (MWh/ano)	PE _{el,grid} (tCO ₂ /ano)
01/03/2011	692	525
2012	830	630
2013	830	630
2014	830	630
2015	830	630
2016	830	630
2017	830	630
28/02/2018	138	105

¹⁷ Balanço Energético Nacional 2006 (ano base 2005), pág. 21.



É possível observar que em 2011, o primeiro ano de geração de eletricidade utilizando LFG como combustível, a central elétrica será capaz de suprir tanto o seu próprio consumo como o dos sopradores necessários para coletar o gás de aterro. Como resultado, os dados contidos na tabela acima serão superestimados em relação às emissões reais resultantes do consumo de eletricidade e devem ser considerados como uma estimativa conservadora para o período anterior à implementação da central elétrica.

Além disso, serão geradas emissões do projeto provenientes de uso ocasional de um gerador de reserva localizado no local. Essas emissões do projeto serão consideradas usando a seguinte equação, conforme mencionado na Seção B.6.1:

$$PE_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y}$$

A opção B) da “Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” – versão 2 foi escolhida porque não há composição química do tipo de combustível fóssil *i* como solicitado na opção A).

$$PE_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y}$$

Onde:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}$$

O gerador funcionará com combustível diesel de petróleo e terá capacidade nominal de 120 kW. Com base nas especificações de um gerador de 120 kW, o consumo do gerador a diesel será de cerca de 220 MWh/ano. A opção B da “Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” versão 2 será usada para determinar o coeficiente de emissões de CO₂ para o combustível diesel, como afirmado acima. As tabelas 1.2 e 1.4 da seção Energia das Diretrizes de 2006 do IPCC foram usadas para determinar o poder calorífico inferior e o fator de emissões para o combustível diesel, respectivamente. A tabela a seguir representa as emissões do projeto provenientes de uso do gerador de reserva ao longo do período de obtenção de créditos. A tabela abaixo apresenta as emissões do projeto associadas à combustão de combustíveis fósseis no local do projeto.



Tabela 8 - Emissões do projeto provenientes do consumo de combustíveis fósseis no gerador diesel

Ano	Consumo de eletricidade do gerador diesel (MWh/ano)	PE _{el,diesel} (tCO ₂ /ano)
01/03/2011	183	147
2012	220	176
2013	220	176
2014	220	176
2015	220	176
2016	220	176
2017	220	176
28/02/2018	37	29

2. Estimativa das emissões antropogênicas por fontes de gases de efeito estufa da linha de base:

2.1. Reduções de emissões associadas à destruição de metano:

Ano	MD _{project} (tCH ₄)
01/03/2011	31.363
2012	40.770
2013	43.723
2014	46.567
2015	49.352
2016	52.027
2017	54.633
28/02/2018	9.533

$$ER_y = EG_y \times EF_{\text{grid,CM,y}} - PE_y - L_y$$

Onde:

- ER_y são as reduções de emissões associadas à atividade do projeto (toneladas de CO₂e);
- PE_y são as emissões da atividade do projeto (toneladas de CO₂e); e
- L_y são as emissões decorrentes das fugas (toneladas de CO₂e).

Como as emissões provenientes de fugas não são consideradas para projetos de gás de aterro (ACM0001 ver. 11), as reduções de emissões para o deslocamento de eletricidade são então simplificadas como:

$$ER_y = EG_y \times EF_{\text{grid,CM,y}} - PE_y$$



Considerando 8.760 horas/ano de 01/03/2011 a 28/02/2018, uma intensidade de emissão de CO₂ de 0,7160 toneladas de CO₂/MWh e 99,06% como fator de capacidade¹⁸ para a capacidade instalada de 19,6 MW, as emissões da linha de base podem ser estimadas e resumidas conforme a tabela abaixo.

Tabela 9 - Emissões da linha de base

Ano	MD _{project} (tCH4)	MD _{BL} (tCH4)	BE _y (tCO2)	PE _y (tCO2)	Fugas (tCO2)	ER _y (tCO2)
01/03/2011	31.363	0	658.633	672	0	657.961
2.012	40.770	0	885.402	806	0	884.596
2.013	43.723	0	957.352	806	0	956.546
2.014	46.567	0	1.027.017	806	0	1.026.211
2.015	49.352	0	1.095.452	806	0	1.094.646
2.016	52.027	0	1.161.558	806	0	1.160.752
2.017	54.633	0	1.226.229	806	0	1.225.423
28/02/2018	9.533	0	215.016	134	0	214.882

2.2. Reduções de emissões associadas ao deslocamento de eletricidade de outras fontes:

O EF_{OM, y} pode ser calculado pela metodologia de OM simples (“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 2) quando os recursos de baixo custo/inflexíveis constituírem menos de 50% do total de geração da rede. Como a Central Hidrelétrica de Balbina é a única central elétrica de baixo custo/inflexível da Rede Elétrica de Manaus, com 250 MW de capacidade instalada (de um total de 1.862,0 MW), representando 13,4% desta rede (Eletrobrás, acessado em 20/05/2010), a metodologia de OM simples deve ser aplicada para calcular o EF_{OM, y}.

A margem de operação é definida ex-ante com base nos dados mais recentes disponíveis para os últimos 3 anos.

A central hidrelétrica de Balbina não é considerada nos cálculos do EF_{grid,OMsimple, y} por ser uma planta de baixo custo/inflexível. As tabelas abaixo resumem os dados das plantas que são considerados no fator de emissão da margem de operação para o projeto proposto:

¹⁸ De acordo com a “Diretriz para reportar e validar os fatores de capacidade da planta”- versão 1 (EB 48 Anexo 11), a opção escolhida para o fator de capacidade da planta foi a opção b) no qual diz: “O fator de capacidade da planta determinado por uma terceira parte contratada pelos participantes do projeto (ex: empresa de engenharia)”



MDL – Conselho Executivo

2007								
Unidade energética m	Capacidade Instalada (MW)	Tipo de Combustível	Quantidade líquida de eletricidade gerada (MWh)	Quantidade de combustível fóssil consumido (t)	Poder calorífico inferior do combustível fóssil (GJ/t) [1,2]	Fator de emissão do CO2 do combustível fóssil (tCO2/GJ) [3,4]	Fator de emissão do CO2 da unidade energética (tCO2/MWh)	Emissão de CO2 da unidade energética (tCO2)
UTE MATTOS (EX-TAMBAQUI)	161,4	Oil (OC-A1)	481.791,4	106.820,4	40,1	0,0755	0,671	323.404,22
UTE FRAN (EX-JARAQUI)	137,2	Oil (OC-A1)	518.470,3	112.259,6	40,1	0,0755	0,656	339.871,51
UTE CRISTIANO ROCHA	121,2	Oil (OC-A1)	573.397,4	117.788,6	40,1	0,0755	0,622	356.610,90
UTE MANAUARA	44,0	Oil (OC-A1)	534.961,7	111.179,9	40,1	0,0755	0,629	336.602,74
UTE PONTA NEGRA	120,0	Oil (OC-A1)	529.739,8	106.468,5	40,1	0,0755	0,608	322.338,63
UTE Mauá Bloco I (UTE MAUÁ)	166,0	Oil (OC-A1)	460.508,2	149.264,6	40,1	0,0755	0,981	451.906,17
UTE Mauá Bloco II (ex UTE A)	85,4	Oil (OCTE)	13.178,9	5.330,8	40,1	0,0755	1,225	16.139,16
UTE Mauá Bloco III (ex UTE B)	85,4	Oil (OCTE)	359.580,0	134.528,1	40,1	0,0755	1,133	407.290,51
UTE Mauá Bloco IV (ex UTE W)	157,5	Oil (PGE)	1.010.566,1	199.762,2	40,1	0,0755	0,598	604.790,17
UTE Aparecida Bloco I (UTE Aparecida)	92,0	Oil (OCTE)	110.587,9	33.200,4	40,1	0,0755	0,909	100.515,90
UTE Aparecida Bloco II (ex UTE D)	80,0	Oil (OCTE)	348.594,5	101.005,5	40,1	0,0755	0,877	305.799,16
UTE ELECTRON	120,0	Oil (OCTE)	276,0	227,1	40,1	0,0755	2,492	687,70
Margem de Operação 2007 (tCO2/MWh)								0,722

2008								
Unidade energética m	Capacidade Instalada (MW)	Tipo de Combustível	Quantidade líquida de eletricidade gerada (MWh)	Quantidade de combustível fóssil consumido (t)	Poder calorífico inferior do combustível fóssil (GJ/t)	Fator de emissão do CO2 do combustível fóssil (tCO2/GJ)	Fator de emissão do CO2 da unidade energética (tCO2/MWh)	Emissão de CO2 da unidade energética (tCO2)
UTE MATTOS (EX-TAMBAQUI)	161,4	Oil (OC-A1)	502.601,8	114.959,9	40,1	0,0755	0,692	348.046,77
UTE FRAN (EX-JARAQUI)	137,2	Oil (OC-A1)	484.732,8	105.598,8	40,1	0,0755	0,660	319.705,76
UTE CRISTIANO ROCHA	121,2	Oil (OC-A1)	548.165,5	111.180,4	40,1	0,0755	0,614	336.604,32
UTE MANAUARA	44,0	Oil (OC-A1)	511.294,1	105.747,1	40,1	0,0755	0,626	320.154,65
UTE PONTA NEGRA	120,0	Oil (OC-A1)	512.196,7	102.394,0	40,1	0,0755	0,605	310.002,83
UTE Mauá Bloco I (UTE MAUÁ)	166,0	Oil (OC-A1)	497.124,0	161.677,2	40,1	0,0755	0,985	489.485,80
UTE Mauá Bloco II (ex UTE A)	85,4	Oil (OCTE)	22.178,4	8.934,3	40,1	0,0755	1,220	27.049,11
UTE Mauá Bloco III (ex UTE B)	85,4	Oil (OCTE)	249.397,9	93.475,1	40,1	0,0755	1,135	283.000,59
UTE Mauá Bloco IV (ex UTE W)	157,5	Oil (PGE)	742.742,9	147.546,9	40,1	0,0755	0,601	446.705,68
UTE Aparecida Bloco I (UTE Aparecida)	92,0	Oil (OCTE)	165.569,5	48.545,2	40,1	0,0755	0,888	146.972,89
UTE Aparecida Bloco II (ex UTE D)	80,0	Oil (OCTE)	239.455,4	69.613,5	40,1	0,0755	0,880	210.758,22
UTE FLORES	83,3	DIESEL	37.764,0	10.271,8	42,2	0,0726	0,833	31.469,94
UTE SÃO JOSÉ	83,3	DIESEL	18.057,6	5.290,9	42,2	0,0726	0,898	16.209,77
UTE CIDADE NOVA	15,4	DIESEL	6.240,0	1.722,2	42,2	0,0726	0,846	5.276,46
Margem de Operação 2008 (tCO2/MWh)								0,725

2009								
Unidade energética m	Capacidade Instalada (MW)	Tipo de Combustível	Quantidade líquida de eletricidade gerada (MWh)	Quantidade de combustível fóssil consumido (t)	Poder calorífico inferior do combustível fóssil (GJ/t)	Fator de emissão do CO2 do combustível fóssil (tCO2/GJ)	Fator de emissão do CO2 da unidade energética (tCO2/MWh)	Emissão de CO2 da unidade energética (tCO2)
UTE MATTOS (EX-TAMBAQUI)	161,4	Oil (OC-A1)	410.140,8	93.922,2	40,1	0,0755	0,693	284.354,29
UTE FRAN (EX-JARAQUI)	137,2	Oil (OC-A1)	493.780,8	107.644,2	40,1	0,0755	0,660	325.898,24
UTE CRISTIANO ROCHA	121,2	Oil (OC-A1)	511.944,0	103.924,6	40,1	0,0755	0,615	314.637,02
UTE MANAUARA	44,0	Oil (OC-A1)	499.737,6	103.445,7	40,1	0,0755	0,627	313.186,98
UTE PONTA NEGRA	120,0	Oil (OC-A1)	501.357,6	100.271,5	40,1	0,0755	0,606	303.577,04
UTE Mauá Bloco I (UTE MAUÁ)	166,0	Oil (OC-A1)	512.887,2	166.688,3	40,1	0,0755	0,984	504.657,28
UTE Mauá Bloco II (ex UTE A)	85,4	Oil (OCTE)	24.638,4	9.929,3	40,1	0,0755	1,220	30.061,38
UTE Mauá Bloco III (ex UTE B)	85,4	Oil (OCTE)	417.439,2	156.539,7	40,1	0,0755	1,135	473.931,77
UTE Mauá Bloco IV (ex UTE W)	157,5	Oil (PGE)	727.929,6	144.858,0	40,1	0,0755	0,602	438.564,81
UTE Mauá Bloco V	60,0	DIESEL	74.779,2	21.686,0	42,2	0,0726	0,888	66.439,73
UTE Aparecida Bloco I (UTE Aparecida)	92,0	Oil (OCTE)	166.092,0	48.831,0	40,1	0,0755	0,890	147.838,44
UTE Aparecida Bloco II (ex UTE D)	80,0	Oil (OCTE)	155.313,6	45.196,3	40,1	0,0755	0,881	136.833,93
UTE FLORES	83,3	DIESEL	318.741,6	86.697,7	42,2	0,0726	0,833	265.617,52
UTE SÃO JOSÉ	83,3	DIESEL	62.791,2	18.397,8	42,2	0,0726	0,898	56.365,77
UTE CIDADE NOVA	15,4	DIESEL	22.432,8	6.191,5	42,2	0,0726	0,846	18.968,88
Margem de Operação 2009 (tCO2/MWh)								0,751

MWh	Geração líquida	Baixo Custo/Pode Operar	%
2007	4.941.652	1.014.300	21%
2008	4.537.521	1.576.420	35%
2009	4.900.006	1.593.965	33%

O fator de emissão da margem de operação para as centrais elétricas da tabela acima foi calculado como $EF_{grid,OMsimple, y} = 0,7329 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$, de acordo com a Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico – versão 2 e com as diretrizes do IPCC.

**Passo 5. Identificar o grupo de unidades geradoras que devem ser incluídas na margem de construção**

De acordo com a ACM0001 ver. 11, o fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração de todas as unidades geradoras durante o ano mais recente para o qual estão disponíveis os dados da geração de energia. Para o caso da geração do sistema de Manaus, os dados mais atuais de geração da planta que estão disponíveis foram os usados na tabela abaixo:

2009								
Unidade energética m	Capacidade e Instalada (MW)	Tipo de Combustível	Quantidade líquida de eletricidade gerada (MWh)	Quantidade de combustível fóssil consumido (t)	Poder calorífico inferior do combustível fóssil (GJ/t)	Fator de emissão do CO2 do combustível fóssil (tCO2/GJ)	Fator de emissão do CO2 da unidade energética (tCO2/MWh)	Emissão de CO2 da unidade energética (tCO2)
UTE Mauá Bloco V	60,0	DIESEL	74.779,2	21.686,0	42,2	0,0726	0,8885	66.439,7
UTE FLORES	83,3	DIESEL	318.741,6	86.697,7	42,2	0,0726	0,8333	265.617,5
UTE SÃO JOSÉ	83,3	DIESEL	62.791,2	18.397,8	42,2	0,0726	0,8977	56.365,8
UTE CIDADE NOVA	15,4	DIESEL	22.432,8	6.191,5	42,2	0,0726	0,8456	18.968,9
UTE Mauá Bloco IV (ex UTE W)	157,5	Oil (PGE)	742.742,9	147.546,9	40,1	0,0755	0,6014	446.705,7
Margem de Construção₂₀₀₉ (tCO₂/MWh)								0,6992

20% total de geração líquida 980.001 MWh
 grupo m da margem de construção 1.221.488 MWh

Passo 6. Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$)

O fator de emissão da margem de construção para as cinco plantas da tabela acima foi calculado como $EF_{grid,BM,y} = 0,6992$ tCO₂/MWh, de acordo com a Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico – versão 2 e com as diretrizes do IPCC.

Passo 7. Calcular o fator de emissão da margem combinada

O fator de emissão da linha de base é definido pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 2, como a média ponderada do fator de emissão da margem de operação e do fator de emissão da margem de construção, como a seguir:

$$EF_{grid,CM,y} = w_{OM} * EF_{grid,OM,y} + w_{BM} * EF_{grid,BM,y}$$

Os pesos w_{OM} e w_{BM} são, por padrão, 0,5 e podem ser usados pesos alternativos, desde que $w_{OM} + w_{BM} = 1,0$ (“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 2).

O fator de emissão da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$) é então calculado como:

$$EF_{grid,CM,y} = 0,5 * 0,7329 \text{ tCO}_2/\text{MWh} + 0,5 * 0,6992 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0,7160 \text{ tCO}_2/\text{MWh}.$$

**B.6.4 Síntese da estimativa ex-ante das reduções de emissões:**

Ano	Estimativa da emissão da atividade do projeto (tCO ₂ e)	Estimativa das emissões da linha de base (tCO ₂ e)	Estimativa das fugas (tCO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões (tCO ₂ e)
01/03/2011	672	658.633	0	657.961
2012	806	885.402	0	884.596
2013	806	957.352	0	956.546
2014	806	1.027.017	0	1.026.211
2015	806	1.095.452	0	1.094.646
2016	806	1.161.558	0	1.160.752
2017	806	1.226.229	0	1.225.423
28/02/2018	134	215.016		214.882
Total (toneladas de CO₂e)	5.642	7.226.658	0	7.221.016

B.7. Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:**B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:**

Dado / Parâmetro:	LFG _{total,y}
Unidade do dado:	Nm ³
Descrição:	Quantidade total de gás de aterro capturado nas condições normais de temperatura e pressão
Fonte do dado a ser usada:	Participantes do projeto
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	152.436.102 (estimado para 2017)
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Os dados serão coletados continuamente usando um medidor de vazão. Os dados serão agregados mensalmente e anualmente usando os valores médios do monitoramento contínuo em intervalos de tempo não maiores que uma hora (a cada 2 a 3 minutos). Os dados serão arquivados durante todo o período de obtenção de créditos e por mais dois anos. Calibração periódica
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Calibração dos equipamentos conforme as especificações do fabricante para garantir a validade dos dados medidos.
Comentário:	-



Dado / Parâmetro:	$LFG_{flare,y}$
Unidade do dado:	Nm^3
Descrição:	Quantidade de gás de aterro queimado em flare nas condições normais de temperatura e pressão
Fonte do dado a ser usada:	Participantes do projeto
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	100% para a primeira fase e cerca de 10% para a fase subsequente. Entretanto, esse valor pode variar de acordo com a disponibilidade dos grupos geradores.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Durante a Fase 1 (queima em flares) os dados serão coletados continuamente (valores médios em intervalos de tempo não maiores que uma hora (a cada 2 a 3 minutos)) usando um medidor de vazão com compensação de massa em linha localizado na tubulação que vai para os flares. Após a conclusão da Fase 2 (geração de eletricidade), serão instalados 2 medidores de vazão com compensação de massa, sendo que um ficará na tubulação que vai para o motor e o outro na tubulação logo após os sopradores que medem o gás de aterro total coletado. Os dados serão agregados mensalmente e anualmente para os flares. Os dados serão arquivados durante todo o período de obtenção de créditos e por mais dois anos
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Calibração dos equipamentos conforme as especificações do fabricante para garantir a validade dos dados medidos. Calibração Periódica.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$LFG_{electricity,y}$
Unidade do dado:	Nm^3
Descrição:	Quantidade de LFG queimado na central elétrica nas condições normais de temperatura e pressão
Fonte do dado a ser usada:	Participantes do projeto
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0% do LFG_{total} para o primeiro ano e 90% para os anos subsequentes. Entretanto, esse valor irá variar de acordo com a disponibilidade dos grupos geradores e com o cronograma de operação.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Os dados serão coletados continuamente (valores médios em intervalos de tempo não maiores que uma hora (a cada 2 a 3 minutos)) usando um medidor de vazão. Os dados serão agregados mensalmente e anualmente para a central elétrica. Os dados serão arquivados durante todo o período de obtenção de créditos e por mais dois anos.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Calibração dos equipamentos conforme as especificações do fabricante para garantir a validade dos dados medidos. Calibração Periódica.
Comentário:	



Dado / Parâmetro:	w_{CH_4}
Unidade do dado:	m^3CH_4/m^3LFG
Descrição:	Fração de metano no gás de aterro
Fonte do dado a ser usada:	A ser medida continuamente pelos participantes do projeto usando equipamentos certificados.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	50%
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medições contínuas do analisador da qualidade do gás. Os dados serão agregados mensalmente e anualmente, usando um valor médio em um intervalo de tempo não maior que uma hora.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O analisador de gás deve ser submetido a um regime regular de manutenção e testes para garantir a exatidão.
Comentário:	Monitoramento sob responsabilidade dos operadores do Projeto (a equipe, a estrutura organizacional e a estrutura de gerenciamento serão definidas após a implementação do projeto). Os dados serão arquivados durante todo o período de obtenção de créditos e por mais dois anos

Dado / Parâmetro:	$PE_{flare,y}$
Unidade do dado:	tCO_2e
Descrição:	Emissões do projeto decorrentes da queima em flare do fluxo de gás residual no ano y
Fonte do dado a ser usada:	Calculado de acordo com “ <i>Ferramenta para determinar as emissões do projeto decorrentes da queima de gases que contêm metano</i> ”.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	2% do total das emissões da linha de base
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Os dados anuais serão registrados conforme a versão mais recente da “ <i>Ferramenta para determinar as emissões do projeto decorrentes da queima de gases que contêm metano</i> ”. Os dados serão arquivados durante todo o período de obtenção de créditos e por mais dois anos.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os parâmetros usados para determinar as emissões do projeto decorrentes da queima em flare do fluxo de gás residual no ano y usarão os procedimentos de GQ/CQ conforme a “ <i>Ferramenta para determinar as emissões do projeto decorrentes da queima de gases que contêm metano</i> ”.
Comentário:	O valor de 98% foi baseado nas especificações do fabricante.



Dado / Parâmetro:	EL _{LFG} .	
Unidade do dado:	MWh	
Descrição:	Quantidade líquida de eletricidade gerada usando LFG	
Fonte do dado a ser usada:	Medidor de eletricidade	
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Ano	Eletricidade líquida gerada na planta (MWh)
	01/03/2011	0
	2012	40.823
	2013	54.707
	2014	68.592
	2015	82.476
	2016	96.360
	2017	110.244
28/02/2018	20.688	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Os dados serão coletados continuamente usando um medidor de eletricidade. A quantidade de eletricidade líquida será diretamente medida. Os dados serão arquivados durante todo o período de obtenção de créditos e por mais dois anos.	
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Calibração dos equipamentos conforme as especificações do fabricante para garantir a validade dos dados medidos. Calibração periódica.	
Comentário:	-	

Dado / Parâmetro:	Operação da planta de energia	
Unidade do dado:	Horas	
Descrição:	Operação da planta de energia	
Fonte do dado a ser usada:	Participantes do projeto	
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	8.742 horas/ano	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	As informações serão monitoradas e revisadas anualmente. As informações serão arquivadas durante o período de obtenção de créditos e por dois anos a partir de então.	
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Serão usadas fontes confiáveis. As informações obtidas serão analisadas por especialistas.	
Comentário:	Este valor foi baseado em outra planta de energia da CRA. Os dados serão arquivados durante todo o período de obtenção de créditos e por mais dois anos	



Dado / Parâmetro:	$NCV_{diesel,y}$
Unidade do dado:	GJ por massa (GJ/ton)
Descrição:	Média ponderada do poder calorífico inferior do diesel no ano y
Fonte do dado a ser usada:	Balço Energético Nacional - BEN (2009) e quando não disponível, fontes confiáveis serão usadas do IPCC.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	42,2
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	As medições devem ser realizadas em conformidade com as normas de combustíveis nacionais ou internacionais
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	O NCV_{diesel} foi baseado no BEN - 2009. Os dados serão arquivados durante todo o período de obtenção de créditos e por mais dois anos.

Dado / Parâmetro:	$EF_{CO_2,i,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /GJ
Descrição:	Média ponderada do fator de emissão do diesel em CO ₂ no ano y
Fonte do dado a ser usada:	Valores padrões regionais ou nacionais
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,0726
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medidas devem ser realizadas de acordo com padrões nacionais ou internacionais.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Para a) e b): O fator de emissão do CO ₂ deve ser obtido para cada combustível entregue, para qual os valores ponderados anuais devem ser calculados. Para c): Revisar conduta apropriada dos valores anualmente. Para d): Qualquer futura revisão do IPCC deve ser levada em consideração
Comentário:	Para a): Caso o fornecedor de combustível não forneça o valor do PCI e o fator de emissão na fatura e esses dois valores são baseados em medições para o combustível específico, este fator de CO ₂ deve ser usado. Se outra fonte de fator de emissão do CO ₂ é usada ou nenhuma fonte é fornecida, as opções b), c) e d) devem ser usadas.



Dado / Parâmetro:	$PE_{EC,y}$																		
Unidade do dado:	tCO ₂																		
Descrição:	Emissões do projeto a partir do consumo de eletricidade pela atividade do projeto durante o ano y																		
Fonte do dado a ser usada:	Calculado conforme a “Ferramenta para calcular as emissões da linha de base, do projeto e/ou das fugas decorrentes do consumo de eletricidade” ver. 1																		
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	<table border="1"><thead><tr><th>Ano</th><th>PE_{TOTAL} (tCO₂/ano)</th></tr></thead><tbody><tr><td>01/03/2011</td><td>525</td></tr><tr><td>2012</td><td>630</td></tr><tr><td>2013</td><td>630</td></tr><tr><td>2014</td><td>630</td></tr><tr><td>2015</td><td>630</td></tr><tr><td>2016</td><td>630</td></tr><tr><td>2017</td><td>630</td></tr><tr><td>28/02/2018</td><td>105</td></tr></tbody></table>	Ano	PE _{TOTAL} (tCO ₂ /ano)	01/03/2011	525	2012	630	2013	630	2014	630	2015	630	2016	630	2017	630	28/02/2018	105
Ano	PE _{TOTAL} (tCO ₂ /ano)																		
01/03/2011	525																		
2012	630																		
2013	630																		
2014	630																		
2015	630																		
2016	630																		
2017	630																		
28/02/2018	105																		
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Conforme a “Ferramenta para calcular as emissões da linha de base, do projeto e/ou das fugas decorrentes do consumo de eletricidade” versão 1.																		
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Conforme a “Ferramenta para calcular as emissões da linha de base, do projeto e/ou das fugas decorrentes do consumo de eletricidade” versão 1																		
Comentário:	Os dados serão arquivados durante todo o período de obtenção de créditos e por mais dois anos.																		



Dado / Parâmetro:	$PE_{FCi,y}$		
Unidade do dado:	tCO _e		
Descrição:	Emissões do projeto provenientes de combustão de diesel no processo j durante o ano y.		
Fonte do dado a ser usada:	As quantidades do diesel usado para o gerador de reserva serão registradas via recibos e informações adicionais serão obtidas da empresa de combustível. No caso de não poderem fornecer essas informações, serão usadas as diretrizes do IPCC.		
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Ano	$PE_{el,diesel}$ (tCO ₂ /ano)	
	01/03/2011	147	
	2012	176	
	2013	176	
	2014	176	
	2015	176	
	2016	176	
	2017	176	
	28/02/2018	29	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Registrados via recibos de compra do distribuidor do produto conforme a “Ferramenta para calcular as emissões de CO ₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” versão 2.		
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Conforme a “Ferramenta para calcular as emissões de CO ₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” versão 2.		
Comentário:	Os dados serão arquivados durante todo o período de obtenção de créditos e por mais dois anos.		



Dado / Parâmetro:	f
Unidade do dado:	-
Descrição:	Fração de metano capturado no SWDS e queimado em flare, queimado ou usado de outra maneira.
Fonte do dado a ser usada:	Participantes do projeto
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0%
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	-
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	Para maiores detalhes, veja a Seção B.5 – Sub – passo 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias.



Dado / Parâmetro:	W_x																																																																											
Unidade do dado:	toneladas																																																																											
Descrição:	Quantidade total de resíduos orgânicos cuja disposição é evitada no ano x																																																																											
Fonte do dado a ser usada:	Operador do aterro (medido na balança no aterro)																																																																											
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Disposição de resíduos (t/ano)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1986</td><td>392.548</td></tr> <tr><td>1987</td><td>407.190</td></tr> <tr><td>1988</td><td>422.378</td></tr> <tr><td>1989</td><td>438.132</td></tr> <tr><td>1990</td><td>454.475</td></tr> <tr><td>1991</td><td>471.427</td></tr> <tr><td>1992</td><td>489.011</td></tr> <tr><td>1993</td><td>507.251</td></tr> <tr><td>1994</td><td>526.171</td></tr> <tr><td>1995</td><td>545.798</td></tr> <tr><td>1996</td><td>566.156</td></tr> <tr><td>1997</td><td>587.273</td></tr> <tr><td>1998</td><td>609.179</td></tr> <tr><td>1999</td><td>631.901</td></tr> <tr><td>2000</td><td>655.471</td></tr> <tr><td>2001</td><td>679.920</td></tr> <tr><td>2002</td><td>705.281</td></tr> <tr><td>2003</td><td>731.588</td></tr> <tr><td>2004</td><td>758.876</td></tr> <tr><td>2005</td><td>787.182</td></tr> <tr><td>2006</td><td>807.024</td></tr> <tr><td>2007</td><td>837.126</td></tr> <tr><td>2008</td><td>1.736.701</td></tr> <tr><td>2009</td><td>1.801.480</td></tr> <tr><td>2010</td><td>1.868.675</td></tr> <tr><td>2011</td><td>1.938.377</td></tr> <tr><td>2012</td><td>2.010.678</td></tr> <tr><td>2013</td><td>2.085.676</td></tr> <tr><td>2014</td><td>2.163.472</td></tr> <tr><td>2015</td><td>2.244.170</td></tr> <tr><td>2016</td><td>2.311.495</td></tr> <tr><td>2017</td><td>2.380.840</td></tr> <tr><td>2018</td><td>2.452.265</td></tr> <tr><td>2019</td><td>2.525.833</td></tr> <tr><td>2020</td><td>2.601.608</td></tr> <tr><td>2021</td><td>2.679.656</td></tr> </tbody> </table>		Ano	Disposição de resíduos (t/ano)	1986	392.548	1987	407.190	1988	422.378	1989	438.132	1990	454.475	1991	471.427	1992	489.011	1993	507.251	1994	526.171	1995	545.798	1996	566.156	1997	587.273	1998	609.179	1999	631.901	2000	655.471	2001	679.920	2002	705.281	2003	731.588	2004	758.876	2005	787.182	2006	807.024	2007	837.126	2008	1.736.701	2009	1.801.480	2010	1.868.675	2011	1.938.377	2012	2.010.678	2013	2.085.676	2014	2.163.472	2015	2.244.170	2016	2.311.495	2017	2.380.840	2018	2.452.265	2019	2.525.833	2020	2.601.608	2021	2.679.656
Ano	Disposição de resíduos (t/ano)																																																																											
1986	392.548																																																																											
1987	407.190																																																																											
1988	422.378																																																																											
1989	438.132																																																																											
1990	454.475																																																																											
1991	471.427																																																																											
1992	489.011																																																																											
1993	507.251																																																																											
1994	526.171																																																																											
1995	545.798																																																																											
1996	566.156																																																																											
1997	587.273																																																																											
1998	609.179																																																																											
1999	631.901																																																																											
2000	655.471																																																																											
2001	679.920																																																																											
2002	705.281																																																																											
2003	731.588																																																																											
2004	758.876																																																																											
2005	787.182																																																																											
2006	807.024																																																																											
2007	837.126																																																																											
2008	1.736.701																																																																											
2009	1.801.480																																																																											
2010	1.868.675																																																																											
2011	1.938.377																																																																											
2012	2.010.678																																																																											
2013	2.085.676																																																																											
2014	2.163.472																																																																											
2015	2.244.170																																																																											
2016	2.311.495																																																																											
2017	2.380.840																																																																											
2018	2.452.265																																																																											
2019	2.525.833																																																																											
2020	2.601.608																																																																											
2021	2.679.656																																																																											
Descrição dos métodos	Os registros da balança de pesagem são armazenados no local e resumidos																																																																											



e procedimentos de medição a serem aplicados:	anualmente.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Conforme a “Ferramenta para determinar as emissões de metano evitadas na disposição de resíduos em um local de disposição de resíduos sólidos” ver. 5
Comentário:	-

Com relação à eficiência do flare, de acordo com a “Ferramenta para determinar as emissões do projeto decorrentes da queima de gases que contêm metano”

Dado / Parâmetro:	$t_{O_2,h}$
Unidade do dado:	-
Descrição:	Fração volumétrica de O_2 no gás de exaustão do flare na hora h
Fonte do dado a ser usada:	Medições realizadas pelos participantes do projeto usando um analisador de gás contínuo
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	-
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Analisadores de amostragem por extração, com dispositivos para remoção de água e particulados, ou analisadores no local, para determinação em base úmida. O ponto de medição (ponto de amostragem) ficará na seção superior dos flares (80% da altura total do flare). A amostragem deve ser realizada com sondas de amostragem adequadas para níveis altos de temperatura.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os analisadores devem ser calibrados periodicamente de acordo com a recomendação do fabricante. Uma verificação do zero e a verificação de um valor típico devem ser realizadas por comparação com um gás padrão certificado. Calibração periódica.
Comentário:	



Dado / Parâmetro:	$f_{V_{CH_4,FG,h}}$
Unidade do dado:	mg/m^3
Descrição:	Concentração de metano no gás de exaustão do flare em base seca nas condições normais na hora h
Fonte do dado a ser usada:	Medições realizadas pelos participantes do projeto usando um analisador de gás contínuo
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	não disponível
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Analisadores de amostragem por extração, com dispositivos para remoção de água e particulados, ou analisadores no local, para determinação em base úmida. O ponto de medição (ponto de amostragem) ficará na seção superior dos flares (80% da altura total do flare). A amostragem deve ser realizada com sondas de amostragem adequadas para níveis altos de temperatura. Os dados serão registrados continuamente e será obtida a média dos valores de hora em hora ou em um intervalo de tempo mais curto
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os analisadores devem ser calibrados periodicamente de acordo com a recomendação do fabricante. Uma verificação do zero e a verificação de um valor típico devem ser realizadas por comparação com um gás padrão certificado. Calibração periódica.
Comentário:	Instrumentos de medida serão lidos em ppm.

Dado / Parâmetro:	T_{flare}
Unidade do dado:	$^{\circ}C$
Descrição:	Temperatura no gás de exaustão do flare
Fonte do dado a ser usada:	Medições realizadas pelos participantes do projeto
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	-
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição da temperatura do fluxo de gás de exaustão no flare por meio de um termopar Tipo N. Uma temperatura acima de $500^{\circ}C$ indica que uma quantidade significativa de gases ainda está sendo queimada e que o flare está em operação. Os dados serão registrados continuamente e será obtida a média dos valores de hora em hora ou em um intervalo de tempo mais curto
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os termopares serão substituídos ou calibrados a cada ano
Comentário:	-



Dado / Parâmetro:	$FV_{RG,h}$
Unidade do dado:	m^3/h
Descrição:	Vazão volumétrica do gás residual em base seca nas condições normais na hora h
Fonte do dado a ser usada:	Medições realizadas pelos participantes do projeto usando um medidor de vazão
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Não disponível
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Certifique-se de que a mesma base (úmida ou seca) seja considerada para esta medição e para a medição da fração volumétrica de todos os componentes no gás residual quando a temperatura do gás residual ultrapassar 60°C. Os dados serão monitorados continuamente e será obtida a média dos valores de hora em hora ou em um intervalo de tempo mais curto.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os medidores de vazão devem ser calibrados periodicamente de acordo com a recomendação do fabricante. Calibração periódica.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$fV_{i,h}$
Unidade do dado:	
Descrição:	Fração volumétrica do componente i do gás residual em base seca nas condições normais na hora h, onde $i = CH_4$ e N_2
Fonte do dado a ser usada:	Medições realizadas pelos participantes do projeto usando um analisador de gás contínuo
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	50% de metano
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Certifique-se de que a mesma base (úmida ou seca) seja considerada para esta medição e para a medição da fração volumétrica de todos os componentes no gás residual quando a temperatura do gás residual ultrapassar 60°C. Os dados serão monitorados continuamente e será obtida a média dos valores de hora em hora ou em um intervalo de tempo mais curto.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os medidores de vazão devem ser calibrados periodicamente de acordo com a recomendação do fabricante. Uma checagem do zero e uma checagem do valor típico deve ser feita por comparação com um gás padrão certificado. Calibração periódica.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	TDL_y
Unidade do dado:	-
Descrição:	Perdas técnicas médias na transmissão e distribuição na rede no ano y para o nível de tensão no qual a eletricidade é obtida da rede no local do projeto.
Fonte do dado a ser usada:	Balanço Energético Nacional (BEN) e quando não disponível, fontes nacionais confiáveis serão usadas.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das	6%



reduções de emissões esperadas na seção B.5	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	As perdas técnicas na distribuição não contêm perdas da rede que não sejam transmissão e distribuição técnica.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	O valor foi baseado no Balanço Energético Nacional 2006 (ano base 2005), pág. 21.

Dado / Parâmetro:	$FC_{i,j,y}$
Unidade do dado:	Unidade de massa ou volume por ano
Descrição:	Quantidade de combustível do tipo i queimado no processo j durante o ano y
Fonte do dado a ser usada:	Medições no local
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	-
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	<ul style="list-style-type: none">• Uso de medidores de massa ou volume. Nos casos em que o combustível é fornecido de pequenos tanques de serviço, podem ser usadas régua para determinar a massa ou volume do combustível consumido, com as seguintes condições: A régua medidora deve ser parte do tanque de serviço e ser calibrada pelo menos uma vez por ano e ter um livro de controle para registro das medições (diariamente ou por turno);• São aceitos acessórios como transdutores, sonares e dispositivos piezoelétricos se forem adequadamente calibrados com a régua medidora, e receberem manutenção razoável;• No caso dos tanques de serviço com pré-aquecedores para óleo pesado, a calibração será feita com o sistema nas condições de operação típicas.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Deve ser feita uma verificação cruzada entre as quantidades medidas de consumo de combustível e o balanço energético anual que é feito com base nas quantidades compradas e nas alterações no estoque. Quando as faturas do combustível comprado puderem ser identificadas especificamente para o projeto de MDL, deverá também ser feita uma verificação cruzada entre as quantidades medidas de consumo de combustível e as faturas de compra disponíveis dos registros financeiros.
Comentário:	-

Dado / Parâmetro:	$Mass_{LPG}$
Unidade do dado:	kg
Descrição:	Consumo de GLP devido a atividade de projeto
Fonte do dado a ser usada:	Notas fiscais dos fornecedores



Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Não disponível
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A massa de GLP comprado pelo desenvolvedor projeto será indicada na nota fiscal emitida pelo fornecedor de GLP. Cópias impressas das notas fiscais serão mantidos nos arquivos durante todo período de crédito e por mais dois anos.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Escopo do fornecedor de GLP.
Comentário:	<p>A massa de GLP usada na atividade de projeto será usada para calcular as emissões: $ET_y * CEF_{thermal,y}$, onde $ET_y = Mass_{LPG} * LHV_{LPG}$ ($Mass_{LPG}$ = consumo de GLP em kilogramas; LHV_{LPG} = poder calorífico inferior do GLP) e $CEF_{thermal,y}$.</p> <p>LHV_{LPG} será calculado baseado em dados locais ou nacionais confiáveis (como o Balanço Energético Nacional - BEN). Quando não disponíveis, dados do IPCC serão usados de forma conservadora.</p>

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:

Todos os parâmetros medidos continuamente (vazão de LFG, concentração de CH₄, temperatura do flare, horas de operação do flare, horas de operação do motor e saída elétrica do motor) serão registrados eletronicamente através de um registrador de dados, localizado dentro do limite do local, que terá capacidade para agregar e imprimir os dados coletados nas frequências conforme especificado acima. Será responsabilidade do operador do local fornecer todos os logs de dados solicitados, que ficarão armazenados durante o período de elaboração de relatórios no escritório do local. Os logs de dados serão resumidos nos resumos dos cálculos de redução de emissões antes de cada verificação. Esta tarefa será concluída pela CRA e informada diretamente à EOD. Estes logs ficarão disponíveis para solicitação da EOD para comprovar a integridade operacional do projeto.

1. Introdução e objetivos

Os dois objetivos principais do plano de monitoramento são:

- Coletar os dados do sistema necessários para fazer a determinação das reduções de emissões; e
- Demonstrar o atendimento bem-sucedido dos critérios de operação e desempenho estabelecidos para verificar as reduções de emissões e gerar as respectivas RCEs.

Os dados operacionais coletados para o sistema serão usados para dar suporte ao relatório de verificação periódico que será exigido para auditoria das RCEs. O plano de monitoramento discutido neste documento foi concebido para atender ou superar as exigências da UNFCCC (metodologia de monitoramento aprovada ACM0001 ver. 11).

O programa de rotina de monitoramento do sistema exigido para determinação das reduções de emissões é discutido na seção 2 abaixo, enquanto os dados adicionais do sistema coletados para assegurar a operação segura, correta e eficiente do sistema de gerenciamento de LFG são discutidos na seção 3.



2. Treinamento da equipe de monitoramento

Antes do início da fase de operação e manutenção, a Conestoga-Rovers & Associates Capital Limited (CRA) conduzirá um programa de treinamento e controle de qualidade para garantir que as boas práticas de gerenciamento sejam executadas e implementadas por todo o pessoal de operação do projeto em termos de manutenção de registros, calibração de equipamentos, manutenção geral e procedimentos para ações corretivas. Será elaborado um manual de operações para o pessoal operacional. Os procedimentos para arquivamento de dados e para os cálculos a serem realizados pelo operador de utilização de LFG serão incluídos em um log diário que será colocado na sala de controle principal.

3. Programa de trabalho do monitoramento

O programa de monitoramento de LFG é um programa claro e relativamente simples, projetado para coletar os dados operacionais do sistema necessários para operar o sistema com segurança e para a verificação de RCEs. Esses dados são coletados em tempo real e fornecerão um registro contínuo de fácil monitoramento, análise e validação.

As seções a seguir irão descrever e discutir os seguintes elementos-chave do programa de monitoramento:

- Medição de vazão;
- Medições da qualidade do gás;
- Metano não queimado;
- Consumo de eletricidade;
- Geração de eletricidade do projeto;
- Exigências regulatórias;
- Registros de dados; e
- Avaliação dos dados e elaboração de relatórios.

3.1. Medição de vazão

De acordo com a ACM0001 ver. 11, um medidor de vazão será instalado durante a Fase 1 (queima em flare) na tubulação, imediatamente antes dos flares.

Durante a implementação da fase 2 (geração de eletricidade), para seguir a ACM0001 versão 11, dois outros medidores de vazão também serão instalados: um medidor de vazão será instalado na tubulação principal imediatamente após os sopradores para medir a vazão total de LFG extraída do aterro sanitário e outro medidor de vazão será instalado na tubulação antes da central elétrica para medir a vazão de LFG utilizada para a geração de eletricidade.

A vazão do LFG coletado pelo sistema e subsequente utilizado ou queimado em flare é medida através de dispositivos de medição de vazão individual adequados para medir a velocidade e a vazão volumétrica de um gás. Um exemplo comum é um anubar. As medições de vazão são feitas dentro da própria tubulação e os sensores de vazão são conectados a transmissores capazes de coletar e enviar dados contínuos para um dispositivo de registro como um registrador de dados.

Os sensores de vazão são calibrados de acordo com uma especificação de temperatura e composição do gás, assim, a vazão efetivamente medida deve ser corrigida de acordo com os valores reais de temperatura, pressão e composição, portanto, densidade, do gás medido. O equipamento selecionado permitirá a compensação dinâmica desses parâmetros, normalizados para valores padrão de temperatura,



pressão e composição do gás. Para a elaboração de relatórios, geralmente é necessário normalizar as vazões para 0°C e 1,01325 bar na composição padrão do gás de 50% de metano e 50% de dióxido de carbono por volume.

A exatidão de um medidor de vazão depende do projeto do equipamento e do tipo específico de sensor usado, no entanto, existem equipamentos disponíveis que fornecerão uma exatidão mínima de +/- 2% por volume. Os equipamentos selecionados para o local utilizam um sistema de monitoramento contínuo conforme definido na ACM0001 ver. 11, que mede e agrega dados de vazão aproximadamente uma vez a cada dois minutos.

3.2. Qualidade do gás

Os dois parâmetros mais relevantes para a validação de RCEs, assim como para a operação segura e eficiente do sistema, são a concentração de metano e de oxigênio no fluxo de gás fornecido para utilização ou desviado para a queima em flare. A medição desses dois parâmetros é feita através de uma linha de amostragem comum direcionada para a tubulação principal do sistema de coleta e eles são medidos em tempo real por dois sensores separados, um para metano e outro para oxigênio, instalados conforme a ACM0001 ver. 11.

A calibração regular dos equipamentos é especialmente importante, pois a exatidão dos sensores de metano e de oxigênio é maior dentro da faixa esperada do fluxo de gás que será medido. Existem equipamentos prontamente disponíveis que fornecerão uma exatidão de pelo menos +/- 1% por volume. Os equipamentos selecionados para o local agregam composições de gás aproximadamente uma vez a cada dois minutos conforme a definição de um sistema de monitoramento contínuo na ACM0001 ver. 11.

3.3. Metano não queimado

A eficiência do flare enclausurado será medida conforme a “Ferramenta para determinar as emissões do projeto decorrentes da queima de gases que contêm metano”.

3.4. Consumo de eletricidade

As contas mensais de eletricidade cobradas do projeto serão monitoradas e consideradas como o consumo real de energia do projeto.

3.5. Geração de eletricidade do projeto

A eletricidade gerada fornecida à rede pela atividade do projeto será continuamente medida por um medidor de eletricidade e os respectivos dados serão registrados eletronicamente.

3.6. GLP consumido

A massa de GLP consumido pelo desenvolvedor do projeto será indicado nas notas fiscais emitidas pelo fornecedor de GLP.

3.7. Diesel consumido



A quantidade de diesel usada pelo gerador de espera será registrada através das notas fiscais e informações adicionais serão entregues pelo fornecedor. Em caso dos fornecedores não fornecerem esta informação dados do IPCC serão usados.

3.8. Exigências regulatórias

As exigências regulatórias relativas aos projetos de LFG serão avaliadas anualmente pela investigação das normas municipais, estaduais e nacionais relacionadas ao LFG. Isso será feito através de consultas aos órgãos reguladores adequados, discussões contínuas com reguladores e monitoramento de publicações que definem as alterações legislativas previstas que regem os aterros sanitários e o LFG.

4. Registros e armazenagem dos dados

Os dados coletados de cada um dos sensores de parâmetros são transmitidos diretamente para um banco de dados eletrônico a partir do qual é possível efetuar os cálculos de volume de RCEs, como descrito na seção 2.1 acima. É possível imprimir um backup ou relatórios dos dados conforme necessário ou gravá-los em um documento no formato pdf. O backup dos dados eletrônicos é realizado em intervalos de 2 a 3 minutos, como descrito acima.

4.1. Avaliação dos dados e elaboração de relatórios

A avaliação dos dados de vazão e de composição descritos acima juntamente com as horas de operação dos motores/flares e as eficiências de destruição dos motores/flares são usadas para determinar a quantidade de RCEs a ser gerada. Para as compensações da geração de eletricidade, serão aplicados os fatores de emissão adequados.

A eficiência de destruição do flare é uma função da temperatura de combustão interna e do tempo de retenção, que normalmente são medidos pelo controlador do sistema do flare e são registrados para fins de auditoria. Encontra-se disponível uma extensa documentação técnica que registra a eficiência destrutiva dos flares enclausurados de tambor que serão usados, sujeita à verificação da temperatura de combustão e da vazão. A eficiência da destruição também será avaliada periodicamente através da medição das emissões do metano não queimado.

Como discutido na Seção 2.1, os dados da vazão são normalizados a temperatura, pressão e composição padrão para fins de elaboração de relatórios. Os dados serão compilados e avaliados para produzirem a quantificação e a validação necessárias. O relatório de monitoramento periódico irá conter os dados necessários para a verificação de RCEs e pode conter também dados de operação do sistema de coleta e do sistema de queima em flare descritos abaixo para ilustrar que o sistema é mantido de forma correta e opera com eficiência máxima. Os registros da manutenção regular realizada também farão parte do relatório anual.

5. Monitoramento relacionado e análise do desempenho do projeto

A CRA realizará um monitoramento adicional do sistema de coleta de LFG para verificar o desempenho do projeto e garantir que está operando de forma correta e eficiente. Serão necessários ajustes periódicos nos drenos de extração para otimizar a eficácia do sistema de coleta. Esses ajustes no campo de coleta são feitos com base em uma análise do histórico de desempenho do dreno considerado dentro do contexto da operação geral do campo para maximizar a coleta de metano balanceada em relação à minimização de qualquer oxigênio no sistema que possa gerar condições de operação inseguras. O monitoramento em



cada dreno/trincheira de extração consistirá nos parâmetros a seguir: posição da válvula, vazão individual do dreno/trincheira, vácuo individual do dreno/trincheira e composição do gás coletado, ou seja, metano, dióxido de carbono e oxigênio, usando um dispositivo de medição portátil.

6. Procedimentos de emergência

Como medida de precaução, o sistema da Landtec® está conectado a um no-break com base em baterias para evitar perda de dados em razão de falhas de energia. Como um backup é gerado e armazenado fora do local do sistema de registro principal, nunca serão perdidos mais de 2 a 3 minutos de dados quando ocorrer uma falha na sistema. Os registros de calibração serão mantidos para toda a instrumentação.

Todos os dados serão coletados através de uma FAU (Field Analytical Unit, unidade analítica de campo) Landtec® e serão transmitidos para uma FSU (Field Server Unit, unidade de servidor de campo) Landtec®, que registra os dados no local e os envia automaticamente via uma conexão Internet sempre ativa até um servidor fora do local para armazenamento e backup fora do local. Todos os dados coletados estão disponíveis para exibição, geração de relatórios e recuperação através de uma interface da Web, o ECRS (EnviroComp™ Reporting System, sistema de elaboração de relatórios EnviroComp™), que pode ser acessado de qualquer lugar onde exista uma conexão Internet disponível. O gerente da planta verificará diariamente os registros. Além disso, foi desenvolvido um Plano de Emergências incluindo outros tipos de emergências tais como incêndio e acidentes de trabalho.

7. Calibração

Todos os instrumentos de medição serão calibrados regularmente de acordo com as especificações do fabricante. Uma checagem regular e calibração serão feitos pelo operador da planta. O gerente da planta será responsável por checar as condições dos equipamentos assim como checar e armazenar os certificados de calibração. Os certificados de calibração será mantidos pelo período de crédito e por mais dois anos.

B.8. Data da conclusão da aplicação do estudo da linha de base e da metodologia de monitoramento e nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(eis)

A data de conclusão da aplicação da metodologia para o estudo da atividade do projeto é 12/05/2010.

A pessoa/entidade que determina a linha de base é a seguinte:

Econergy Brasil Ltda., São Paulo, Brasil

Telefone: +55 (11) 3555-5700

Contato: Sr. Francisco do Espirito Santo Filho

E-Mail: francisco.santo@econergy.com.br

A Econergy Brasil Ltda. não é um participante do projeto.

SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade do projeto:

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



A data de início da atividade do projeto é 25/07/2008 com base no contrato (inclui a consideração do MDL) assinado entre a CRA, a Tumpex (operadora do aterro sanitário), a Prefeitura de Manaus e a Enterpa para desenvolver o projeto proposto.

C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade do projeto:

25a-0m

C.2. Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas :**C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável:****C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

A data que ocorrer por último entre 01/03/2011 e a data de registro no Conselho Executivo do MDL.

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

7a-0m

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:**C.2.2.1. Data de início:**

Deixado em branco intencionalmente.

C.2.2.2. Duração:

Deixado em branco intencionalmente.

SEÇÃO D. Impactos ambientais**D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:**

Não são esperados impactos ambientais significativos devido à atividade do projeto. Todo o condensado gerado pela atividade do projeto será coletado, e a água sanitária será coletada e tratada adequadamente de forma a atender às normas ambientais locais. As emissões provenientes de motores a gás e do flare incluem o componente de dióxido de carbono do LFG, mas este dióxido de carbono é considerado um produto natural do ciclo de carbono. Na combustão do LFG, o dióxido de carbono é produzido adicionalmente, mas isso também é considerado como parte do ciclo natural do carbono e não como de origem antropogênica. Existe um impacto visual mínimo das unidades de utilização e de queima em flare e o ruído e a vibração do soprador, dos motores a gás e dos flares ficarão limitados ao local.

Há um impacto ambiental positivo no meio ambiente devido à atividade do projeto. As emissões de LFG diminuiram, reduzindo as emissões de gases de efeito estufa e os impactos na poluição do ar local. O odor será reduzido. Do ponto de vista operacional, o gerenciamento adequado do LFG reduzirá o potencial de



incêndio no aterro sanitário e a liberação associada de produtos de combustão incompleta. A geração de eletricidade através da utilização de LFG oferece também a compensação das fontes geradoras de combustível fóssil comuns no local, levando a uma diminuição das emissões totais e dos impactos locais.

O aterro de Manaus recebeu da Secretaria Municipal de Limpeza e Serviços Públicos (SEMULSP/Manaus) a licença de operação nº 109/2010, número do processo nº 2010/4933/6187/00135 emitida em 11/08/2010 e válida até 11/08/2011.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, apresente as conclusões e todas as referências que corroboram a documentação da avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:

Não existem impactos ambientais significativos resultantes da atividade do projeto.

SEÇÃO E. Comentários dos atores

E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos atores locais:

Foi realizada uma reunião pública com os atores locais em Manaus em 26 de janeiro de 2006 para apresentar o projeto ao público e às autoridades oficiais.

Convites foram publicados em dois diferentes jornais locais de ampla circulação, anunciando a reunião pública do projeto, como descrito a seguir:

- 23 de janeiro de 2006, “A Crítica”, página 05;
- 23 de janeiro de 2006, “Diário do Amazonas”, seção Classifácil, página 10.

Além disso, foram dadas duas entrevistas à imprensa local e elas estão documentadas da seguinte forma:

- Jornal “Amazonas em Tempo”, seção Cidades, em 27 de janeiro de 2006;
- Jornal “A Crítica”, seção Cidades, em 27 de janeiro de 2006;

Os convites foram enviados aos seguintes atores, de acordo com a Resolução No. 1, de 11 de setembro de 2003, do Ministério da Ciência e Tecnologia do Brasil:

- Prefeitura;
- Câmara Municipal;
- Agência Ambiental do Estado;
- Agência Ambiental do Município;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais;
- Associações comunitárias; e
- Ministério público.

Alguns atores mencionados acima não compareceram à reunião pública; eles incluem:



- Sra. Maura Rejane Moraes – Diretora Regional do Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais;
- Sr. Virgílio Viana – Secretário Estadual do Meio Ambiente;
- Sr. Serafim Corrêa – Prefeito de Manaus; e
- Sr. Chico Preto – Presidente da Câmara Municipal de Manaus.

A reunião pública com os atores locais foi realizada em 26 de janeiro de 2006 no Auditório João Mendonça Furtado, no prédio da Prefeitura, na região central de Manaus, e foi gravada e fotografada do início ao fim. As fotografias selecionadas da reunião pública são apresentadas a seguir.



Figura 10 - Da esquerda para a direita: Dra. Luciana Montenegro Valente, da Secretaria de Desenvolvimento e Meio Ambiente de Manaus; Sr. Paulo Ricardo Rocha Farias, da Secretaria de Serviços Públicos de Manaus e Carlson Cabral, da CRA, antes da apresentação do projeto.



Figura 11 - Carlson Cabral da CRA apresentando o projeto de MDL ao público em Manaus



Figura 12 - Carlson Cabral da CRA respondendo a perguntas após a apresentação do projeto

**Figura 13 - Platéia na reunião pública em Manaus**

As tabelas a seguir ilustram a lista de participantes da reunião.

Conestoga-Rovers & Associates	
Carlson Cabral	Gerente de Projetos – CRA Ltda. (Canadá)
Juliane Tamura	Geóloga – CRA Brasil /São Paulo

IMPrensa LOCAL	
Júlio Pedrosa	Jornal A Crítica
Ruth Jucá	Jornal Amazonas em Tempo

ONGs	
Maria Nunes de Souza – Diretora	Fundação Dr. Dr. Thomas
Márcia F. H. R. Murad – Representante	Fundação Dr. Thomas
Joelson Bacry – Diretor	Fundação Manaus de Turismo

FUNCIONÁRIOS MUNICIPAIS E ESTADUAIS	
Paulo Ricardo Rocha Farias – Secretário	Secretaria de Obras Públicas e Gerenciamento de Resíduos da Cidade de Manaus – SEMULSP
Dra. Suely D’Araújo – Subsecretária	SEMULSP
Paula Ângela Valério de Oliveira – Secretária	Secretaria Municipal de Ação Social e Cidadania – SEMASC



Kátia de Araújo lima Vallina – Subsecretária	SEMASC
Laerte Mendes – Funcionário	SEMASC
José Valério Neto – Funcionário	SEMASC
Luciana Valente – Secretária	Secretaria Municipal de Defesa do Meio Ambiente – SEDEMA
Eduardo Gogo – Subsecretário	SEDEMA
José Barbosa Rebouças – Engenheiro	SEMULSP
Ronys Rebouças – Planejador urbano	SEMULSP
Francisco Fernando Silva – Engenheiro	SEMULSP
Tatiana Almeida – Procuradora-Geral do Meio Ambiente	Procuradoria do Meio Ambiente – Procuradoria Geral do Município
José Maurício Silva Rodrigues – Secretário	Secretaria de Planejamento do Estado do Amazonas – SEPLAN
Tahisa Neitzel Kuck – Assistente Administrativa	SEMULSP
Jaime Kuck – Secretário	Secretaria Municipal de Administração e Finanças – SEMAD
FUNCIONÁRIOS MUNICIPAIS E ESTADUAIS	
Alcemir Filho – Funcionário	SEMULSP
Mariano C. Cenamo – Representante	Instituto de Desenvolvimento Sustentável do Amazonas – Secretaria de Desenvolvimento Sustentável do Estado do Amazonas – IDESAM/SDS
Rui de Oliveira Gomes – Representante	Secretaria Municipal do Trabalho – SEMTRA
Lislair Leão Marques – Funcionário	SEMULSP
Leidimar Fátima Brigatto – Funcionária	SEMULSP
Eliomar Mota da Costa – Representante	Secretaria Municipal de Esportes – SEMESP
Cláudia Machado	SEMESP
Maria José Nazareth – Procuradora-Chefe	Ministério Público do Estado do Amazonas
André da Silva e Silva – Funcionário	SEMULSP
Thaia Cacciamali – Funcionária	SEMULSP
Solemar T.ª dos Reis – Funcionária	SEMULSP
Terezinha Souza – Funcionária	SEMULSP
Maria Venina Savedra Rodrigues – Funcionária	SEMULSP
William Cavalcante Andrade – Funcionário	SEMULSP
Jorgete Silva da Costa – Funcionária	SEMULSP
José Olavo Nogueira Braga – Funcionário	SEMULSP
Jônatas D’Araújo Corrêa – Funcionário	SEMULSP
Renan Rodrigo Araújo de Brito – Funcionário	SEMULSP
Fabício de Almeida – Funcionário	SEMULSP



SETOR PRIVADO	
Giovanni Teixeira Guedes – Engenheiro	TUMPEX
Lucas Valentim Mansur – Engenheiro	TUMPEX
Mauro Lúcio Mansur da Silva – Presidente	TUMPEX
Cezar S, Sotero Lopes – Engenheiro no local	TUMPEX
Michele Vazzolini – Diretora	Fogás
Tereza Ribeiro – Engenheira	Fogás
Bonato – Engenheiro	ENTERPA

ASSOCIAÇÕES COMUNITÁRIAS	
Raimundo Santos – Presidente	Central Única Comunitária

De acordo com as Resoluções números 1¹⁹, 4²⁰ e 7²¹ da Autoridade Nacional Designada Brasileira (CIMGC – Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima), os participantes do projeto devem enviar cartas aos atores locais 15 dias antes do início do período de validação, para receber comentários. Isso inclui:

- Nome e tipo da atividade do projeto;
- DCP (traduzido para o português), disponibilizado através de um website;
- Descrição da contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável; também disponibilizada através de um sítio eletrônico.

As cartas foram enviadas para os seguintes atores envolvidos e afetados pela atividade do projeto e o DCP foi disponibilizado ao público através de um website desde esta data:

- Prefeitura Municipal de Manaus.
- Câmara Municipal de Manaus
- SEMMAS - Secretaria Municipal de Meio Ambiente e Sustentabilidade de Manaus
- IPAAM - Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas
- FBOMS - Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento;
- Ministério Público do Estado do Amazonas
- Ministério Público Federal
- ARPA - Associação de Reciclagem e Preservação Ambiental
- ACR - Associação de Catadores de Resíduos
- Associação Manauense de Recicláveis

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Um questionário foi distribuído aos participantes da reunião pública para feedback, com perguntas sobre como a atividade do projeto estaria relacionada ao desenvolvimento sustentável no Brasil, transferência de tecnologia e melhoria da situação socioeconômica da região local. Os comentários recebidos referentes à atividade do projeto, como indicado nos questionários, foram amplamente positivos e favoráveis. Durante a sessão de perguntas e respostas da reunião pública, os comentários também foram altamente positivos e demonstraram apoio ao projeto.

¹⁹ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0002/2736.pdf (Art. 3º, II)

²⁰ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0011/11780.pdf (Artº 5º, parágrafo único)

²¹ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23744.pdf, acessado em 21 de julho de 2008.



Um participante solicitou a disponibilização de informações gerais adicionais sobre o projeto para os moradores locais e sugeriu que seria útil uma distribuição mais ampla de informações relativas ao projeto. Um outro participante solicitou a divulgação de mais informações técnicas relativas à atividade do projeto. Essas questões são abordadas na próxima seção.

E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

O comentário recebido relativo a mais informações gerais e distribuição mais ampla de informações relativas à tecnologia do projeto será abordado e as opções a seguir serão consideradas:

- Um folheto descrevendo a tecnologia do projeto será produzido e distribuído para os atores interessados; e
- Será feita maior divulgação da atividade do projeto utilizando a mídia local para disseminar informações para uma gama mais ampla de partes interessadas.

O comentário recebido relacionado às informações técnicas adicionais relativas à atividade do projeto será abordado de acordo com as opções a seguir:

- Um pacote de informações contendo desenhos e especificações que detalham a tecnologia do projeto será produzido e mantido no local e ficará disponível para informação ao público; e
- Após o comissionamento do sistema, será desenvolvido um programa para oferecer visitas ao sistema de queima em flare e geração elétrica e fornecer mais explicações sobre a tecnologia.

Com relação às cartas enviadas , nenhum comentário foi recebido até o momento.

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	Tumpex – Empresa Amazonense de Coleta de Lixo Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Est. Torquato Tapajós, No. 1292, Bairro da Paz
Edifício:	
Cidade:	Manaus
Estado/Região:	Amazonas
CEP:	69048-660
País:	Brasil
Telefone:	+55 (92) 4009-0400
FAX:	+55 (92) 4009-0401
E-Mail:	tumpex@tumpex.com.br
URL:	
Representado por:	Mauro Lúcio Mansur da Silva
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Mansur
Nome do meio:	Lúcio
Nome:	Mauro
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 (92) 4009-0412
Tel. direto:	+55 (92) 4009-0420
E-Mail pessoal:	mauromansur@uol.com.br



Organização:	Conestoga-Rovers & Associates Capital Limited
Rua/Caixa Postal:	651 Colby Drive
Edifício:	
Cidade:	Waterloo
Estado/Região:	Ontário
CEP:	N2V 1C2
País:	Canadá
Telefone:	(519) 884-0510
FAX:	(519) 725-1158
E-Mail:	
URL:	http://www.CRAworld.com
Representado por:	Frank Anthony Rovers
Cargo:	Diretor e Engenheiro Sênior
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Rovers
Nome do meio:	Anthony
Nome:	Frank
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	
E-Mail pessoal:	frovers@croworld.com



Organização:	Enterpa Engenharia Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Praça General Gentil Falcão, 108-14º andar
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	04571-150
País:	Brasil
Telefone:	+55 11 5502 8079
FAX:	+55 11 5502 8002
E-Mail:	
URL:	
Representado por:	Claudia de Carvalho Alves
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Alves
Nome do meio:	
Nome:	Cláudia
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	
E-Mail pessoal:	claudia@enterpa.com.br

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público do Anexo I envolvido no Projeto de Gás de Aterro de Manaus.

**Anexo 3****INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE**

O cenário da linha de base para a atividade do projeto é a liberação não controlada de gás de aterro na atmosfera e também a geração de eletricidade a partir de outras fontes. Não existe atualmente nenhuma medida em vigor para reduzir as emissões de metano e não existem normas atuais ou penderes exigindo que o local reduza as emissões. A prática local para expandir a rede elétrica é a implementação de novas plantas termelétricas.

A tabela a seguir mostra os elementos-chave usados para estimar as emissões do cenário da linha de base.

1. Parâmetros-chave

Ano em que foram iniciadas as operações de aterro logs do operador/históricos	1986
Ano previsto para fechamento do aterro sanitário estimado com base na taxa de enchimento atual	2021
PAG (Potencial de Aquecimento Global) do metano (decisões da UNFCCC e do Protocolo de Quioto)	21
Concentração de metano no LFG (% por volume) hipótese típica para o cenário da linha de base	50
Eficiência de coleta do LFG (%) hipótese típica para o cenário da linha de base	80
Dados operacionais de eficiências do flare (%) do fabricante do flare (John Zinc)	98
Consumo de eletricidade pelo projeto da rede elétrica(MWh/ano)	830
Consumo de eletricidade do gerador a diesel devido a atividade de projeto (MWh/year)	220
Total de resíduos acumulados de 1986 a 2005 (toneladas) logs do operador/históricos	11.000.000
Preço unitário da eletricidade vendida para a rede (R\$/kWh) valor típico para o mercado brasileiro	156,78
Fator de emissão da margem combinada para deslocamento de eletricidade (tCO ₂ /MWh) calculado com base na Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, versão 2.	0,7160
Capacidade média da central elétrica (MW) considerada com base nas quantidades disponíveis de LFG	19,6



MDL – Conselho Executivo

2. Cálculo do fator de emissão

2.1. Geração de eletricidade

Table with columns for Unidades, Capacidade Instalada (MW), Capacidade Instalada (%), Combustível, and monthly generation data from jan/07 to dez/09.

Table with columns for Unidades, Capacidade Instalada (MW), Capacidade Instalada (%), Combustível, and monthly generation data from jan/07 to dez/09, including a 'TOTAL' row.



2007								
Unidade energética m	Capacidade Instalada (MW)	Tipo de Combustível	Quantidade líquida de eletricidade gerada (MWh)	Quantidade de combustível fóssil consumido (t)	Poder calorífico inferior do combustível fóssil (GJ/t) [1,2]	Fator de emissão do CO2 do combustível fóssil (tCO2/GJ) [3,4]	Fator de emissão do CO2 da unidade energética (tCO2/MWh)	Emissão de CO2 da unidade energética (tCO2)
UTE MATTOS (EX-TAMBAQUI)	161,4	Oil (OC-A1)	481.791,4	106.820,4	40,1	0,0755	0,671	323.404,22
UTE FRAN (EX-JARAQUI)	137,2	Oil (OC-A1)	518.470,3	112.259,6	40,1	0,0755	0,656	339.871,51
UTE CRISTIANO ROCHA	121,2	Oil (OC-A1)	573.397,4	117.788,6	40,1	0,0755	0,622	356.610,90
UTE MANAUARA	44,0	Oil (OC-A1)	534.961,7	111.179,9	40,1	0,0755	0,629	336.602,74
UTE PONTA NEGRA	120,0	Oil (OC-A1)	529.739,8	106.468,5	40,1	0,0755	0,608	322.338,63
UTE Mauá Bloco I (UTE MAUÁ)	166,0	Oil (OC-A1)	460.508,2	149.264,6	40,1	0,0755	0,981	451.906,17
UTE Mauá Bloco II (ex UTE A)	85,4	Oil (OCTE)	13.178,9	5.330,8	40,1	0,0755	1,225	16.139,16
UTE Mauá Bloco III (ex UTE B)	85,4	Oil (OCTE)	359.580,0	134.528,1	40,1	0,0755	1,133	407.290,51
UTE Mauá Bloco IV (ex UTE W)	157,5	Oil (PGE)	1.010.566,1	199.762,2	40,1	0,0755	0,598	604.790,17
UTE Aparecida Bloco I (UTE Aparecida)	92,0	Oil (OCTE)	110.587,9	33.200,4	40,1	0,0755	0,909	100.515,90
UTE Aparecida Bloco II (ex UTE D)	80,0	Oil (OCTE)	348.594,5	101.005,5	40,1	0,0755	0,877	305.799,16
UTE ELECTRON	120,0	Oil (OCTE)	276,0	227,1	40,1	0,0755	2,492	687,70
Margem de Operação 2007 (tCO₂/MWh)								0,722



2008								
Unidade energética m	Capacidade Instalada (MW)	Tipo de Combustível	Quantidade líquida de eletricidade gerada (MWh)	Quantidade de combustível fóssil consumido (t)	Poder calorífico inferior do combustível fóssil (GJ/t)	Fator de emissão do CO2 do combustível fóssil (tCO2/GJ)	Fator de emissão do CO2 da unidade energética (tCO2/MWh)	Emissão de CO2 da unidade energética (tCO2)
UTEMATTOS (EX-TAMBAQUI)	161,4	Oil (OC-A 1)	502.601,8	114.959,9	40,1	0,0755	0,692	348.046,77
UTEFRAN (EX-JARAQUI)	137,2	Oil (OC-A 1)	484.732,8	105.598,8	40,1	0,0755	0,660	319.705,76
UTE CRISTIANO ROCHA	121,2	Oil (OC-A 1)	548.165,5	111.180,4	40,1	0,0755	0,614	336.604,32
UTEMANAUARA	44,0	Oil (OC-A 1)	511.294,1	105.747,1	40,1	0,0755	0,626	320.154,65
UTE PONTA NEGRA	120,0	Oil (OC-A 1)	512.196,7	102.394,0	40,1	0,0755	0,605	310.002,83
UTEMauá Bloco I (UTEMAUÁ)	166,0	Oil (OC-A 1)	497.124,0	161.677,2	40,1	0,0755	0,985	489.485,80
UTEMauá Bloco II (ex UTE A)	85,4	Oil (OCTE)	22.178,4	8.934,3	40,1	0,0755	1,220	27.049,11
UTEMauá Bloco III (ex UTE B)	85,4	Oil (OCTE)	249.397,9	93.475,1	40,1	0,0755	1,135	283.000,59
UTEMauá Bloco IV (ex UTE W)	157,5	Oil (PGE)	742.742,9	147.546,9	40,1	0,0755	0,601	446.705,68
UTE Aparecida Bloco I (UTE Aparecida)	92,0	Oil (OCTE)	165.569,5	48.545,2	40,1	0,0755	0,888	146.972,89
UTE Aparecida Bloco II (ex UTE D)	80,0	Oil (OCTE)	239.455,4	69.613,5	40,1	0,0755	0,880	210.758,22
UTE FLORES	83,3	DIESEL	37.764,0	10.271,8	42,2	0,0726	0,833	31.469,94
UTE SÃO JOSÉ	83,3	DIESEL	18.057,6	5.290,9	42,2	0,0726	0,898	16.209,77
UTE CIDADE NOVA	15,4	DIESEL	6.240,0	1.722,2	42,2	0,0726	0,846	5.276,46
Margem de Operação 2008 (tCO₂/MWh)								0,725



2009								
Unidade energética m	Capacidade Instalada (MW)	Tipo de Combustível	Quantidade líquida de eletricidade gerada (MWh)	Quantidade de combustível fóssil consumido (t)	Poder calorífico inferior do combustível fóssil (GJ/t)	Fator de emissão do CO2 do combustível fóssil (tCO2/GJ)	Fator de emissão do CO2 da unidade energética (tCO2/MWh)	Emissão de CO2 da unidade energética (tCO2)
UTEMATTOS (EX-TAMBAQUI)	161,4	Oil (OC-A 1)	410.140,8	93.922,2	40,1	0,0755	0,693	284.354,29
UTEFRAN (EX-JARAQUI)	137,2	Oil (OC-A 1)	493.780,8	107.644,2	40,1	0,0755	0,660	325.898,24
UTE CRISTIANO ROCHA	121,2	Oil (OC-A 1)	511.944,0	103.924,6	40,1	0,0755	0,615	314.637,02
UTEMANAUARA	44,0	Oil (OC-A 1)	499.737,6	103.445,7	40,1	0,0755	0,627	313.186,98
UTE PONTA NEGRA	120,0	Oil (OC-A 1)	501.357,6	100.271,5	40,1	0,0755	0,606	303.577,04
UTEMauá Bloco I (UTE MAUÁ)	166,0	Oil (OC-A 1)	512.887,2	166.688,3	40,1	0,0755	0,984	504.657,28
UTEMauá Bloco II (ex UTE A)	85,4	Oil (OCTE)	24.638,4	9.929,3	40,1	0,0755	1,220	30.061,38
UTEMauá Bloco III (ex UTE B)	85,4	Oil (OCTE)	417.439,2	156.539,7	40,1	0,0755	1,135	473.931,77
UTEMauá Bloco IV (ex UTE W)	157,5	Oil (PGE)	727.929,6	144.858,0	40,1	0,0755	0,602	438.564,81
UTEMauá Bloco V	60,0	DIESEL	74.779,2	21.686,0	42,2	0,0726	0,888	66.439,73
UTE Aparecida Bloco I (UTE Aparecida)	92,0	Oil (OCTE)	166.092,0	48.831,0	40,1	0,0755	0,890	147.838,44
UTE Aparecida Bloco II (ex UTE D)	80,0	Oil (OCTE)	155.313,6	45.196,3	40,1	0,0755	0,881	136.833,93
UTE FLORES	83,3	DIESEL	318.741,6	86.697,7	42,2	0,0726	0,833	265.617,52
UTE SÃO JOSÉ	83,3	DIESEL	62.791,2	18.397,8	42,2	0,0726	0,898	56.365,77
UTE CIDADE NOVA	15,4	DIESEL	22.432,8	6.191,5	42,2	0,0726	0,846	18.968,88
Margem de Operação 2009 (tCO₂/MWh)								0,751

MWh	Geração líquida	Baixo Custo/Pode Operar	%
2007	4.941.652	1.014.300	21%
2008	4.537.521	1.576.420	35%
2009	4.900.006	1.593.965	33%

4. Margem de Construção



2009								
Unidade energética m	Capacidade Instalada (MW)	Tipo de Combustível	Quantidade líquida de eletricidade gerada (MWh)	Quantidade de combustível fóssil consumido (t)	Poder calorífico inferior do combustível fóssil (GJ/t)	Fator de emissão do CO ₂ do combustível fóssil (tCO ₂ /GJ)	Fator de emissão do CO ₂ da unidade energética (tCO ₂ /MWh)	Emissão de CO ₂ da unidade energética (tCO ₂)
UTE Mauá Bloco V	60,0	DIESEL	74.779,2	21.686,0	42,2	0,0726	0,8885	66.439,7
UTE FLORES	83,3	DIESEL	318.741,6	86.697,7	42,2	0,0726	0,8333	265.617,5
UTE SÃO JOSÉ	83,3	DIESEL	62.791,2	18.397,8	42,2	0,0726	0,8977	56.365,8
UTE CIDADE NOVA	15,4	DIESEL	22.432,8	6.191,5	42,2	0,0726	0,8456	18.968,9
UTE Mauá Bloco IV (ex UTE W)	157,5	Oil (PGE)	742.742,9	147.546,9	40,1	0,0755	0,6014	446.705,7
Margem de Construção₂₀₀₉ (tCO₂/MWh)								0,6992

20% total de geração líquida 980.001 MWh
 grupo m da margem de construção 1.221.488 MWh

5. Fator de emissão da margem combinada

Fator de emissão Ex-ante para o sistema isolado localizado em Manaus (Amazonas-Brasil) para o primeiro período de crédito		
Linha de Base	EF _{OM} [tCO ₂ /MWh]	Geração Líquida [MWh]
2009	0,7512	4.900.006
2008	0,7254	4.537.521
2007	0,7216	4.941.652
	EF _{OM simple, 2007-2009} 0,7329	EF _{BM,2009} 0,6992
	Ponderação_Projetos eólicos e solares w _{OM} = 0,75 w _{BM} = 0,25	Ponderação_todos os outros projetos w _{OM} = 0,50 w _{BM} = 0,50
	EF ₂₀₀₇₋₂₀₀₉ [tCO ₂ /MWh] 0,724	EF ₂₀₀₇₋₂₀₀₉ [tCO ₂ /MWh] 0,7160



Anexo 4

INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO

O monitoramento será realizado conforme descrito no item B.7.2.