



**Formulário do documento de concepção de projeto
para as atividades do projeto de MDL**

(Versão 06.0)

Preencha este formulário de acordo com as "Instruções para o preenchimento do formulário do documento de concepção de projeto para as atividades do projeto de MDL" em anexo no final deste formulário.

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade de projeto	Atividade de Projeto de Gás de Aterro Dois Arcos
Número da versão do DCP	04
Data de conclusão do DCP	5/8/2015
Participante(s) do projeto	GNR Dois Arcos Valorização de Biogás S.A.
Parte anfitriã	Brasil
Âmbito de aplicação setorial e metodologia(s) selecionados e, quando aplicável, parâmetro(s) padronizado(s) selecionado(s)	13 – Manejo e disposição de resíduos ACM0001 – “Queima ou uso de gás de aterro” (versão 15.0.0)
Quantidade estimada das reduções de emissões anuais médias de GEE	60.283 tCO ₂ e

SEÇÃO A. Descrição da atividade de projeto

A.1. Objetivo e descrição geral da atividade de projeto

O objetivo principal da Atividade de Projeto de Gás de Aterro Dois Arcos é evitar emissões de metano do Aterro Dois Arcos por meio da captura, atualização e utilização de gás de aterro sanitário (biogás) para fornecer gás natural (GN) a consumidores externos. Qualquer excesso de biogás é queimado. A empresa que está implantando a atividade de projeto, GNR DOIS ARCOS VALORIZAÇÃO DE BIOGÁS S.A., entende que a queima será sempre a última opção de qualquer projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL, CDM na sigla em inglês) relacionados à destruição de gás de aterro.

A atividade de projeto de MDL proposta não é uma Atividade Programática (CPA) que foi excluída de um Programa de Atividades (PoA) de MDL registrado devido à inclusão errônea de CPAs. A atividade de projeto possui uma capacidade instalada de 1.200 Nm³/h (gás bruto)¹, resultando em reduções de emissões de 60.283 tCO₂e/ano. Até ao final do primeiro período de créditos de carbono (período de Redução Certificada de Emissões), espera-se que o projeto reduza 421.978 tCO₂e. Atualmente, o projeto está em andamento, e o gás natural renovável (GNR)/biometano é entregue ao consumidor final por caminhões/carretas até a construção do gasoduto de GN, que está prevista para ocorrer em dezembro de 2015.

O biogás utilizado no projeto provém de um aterro de resíduos sólidos (ARS) municipal localizado em São Pedro da Aldeia, cerca de 120 km a leste da cidade do Rio de Janeiro, na região Sudeste do Brasil. O aterro é de propriedade de e operado por Dois Arcos Gestão de Resíduos (DAGR) desde março de 2008. Foi desenvolvido em duas células principais: a célula 1 foi operada por cerca de um ano (de março/2008 a março/2009), e a célula 2 está ativa no momento, e está projetada para operar até 2018. Uma futura célula de disposição de resíduos (célula 3) está projetada para ficar ativa de 2018 a 2025.



Figura 1 – Vista do Aterro Dois Arcos

¹ De acordo com Greenlane® Biogas Upgrading System, rev. 3.

Antes da implantação da Atividade de Projeto de MDL proposta, nenhuma coleta ativa de biogás havia ocorrido no local do projeto. Pelo contrário, somente uma pequena porção de biogás foi destruída através de um sistema de ventilação passiva². Os poços utilizados no sistema de ventilação passiva eram superficiais e muito ineficientes, mesmo para ventilação apenas. Portanto, o fluxo de biogás não podia ser controlado para evitar as emissões de metano acidentais na atmosfera.

Um benefício ambiental da implantação da atividade de projeto é a destruição de metano que, caso contrário, seria emitido na atmosfera e contribuiria para o aquecimento global. Na maioria dos projetos de aterros sanitários MDL no Brasil, o biogás é queimado e usado para gerar energia elétrica. A Atividade de Projeto do MDL proposta é um dos primeiros projetos no Brasil que transforma o biogás de modo a substituir o GN. Por esse motivo, enfrenta vários obstáculos tecnológicos e relativos a pessoal treinado para a construção e operação. Portanto, a atividade de projeto proposta contribui para a sustentabilidade ambiental, social e econômica, e, por conseguinte, para o desenvolvimento sustentável.

A.2. Local da atividade de projeto

A.2.1. Parte Anfitriã

Brasil.

A.2.2. Região/Estado/Província, etc.

Estado do Rio de Janeiro.

A.2.3. Cidade/Comunidade, etc.

São Pedro da Aldeia.

A.2.4. Localização Física/Geográfica

Dois Arcos está localizada no estado do Rio de Janeiro, a 22°49'37.07"S e 42°3'7.62"W³.

² Caso 3 da metodologia ACM0001, ou seja, não existe nenhuma exigência para destruir metano e nenhum sistema de captura de biogás.

³ Relatório de Avaliação de Energia da SCS – Aterro Dois Arcos, datado de agosto de 2012.

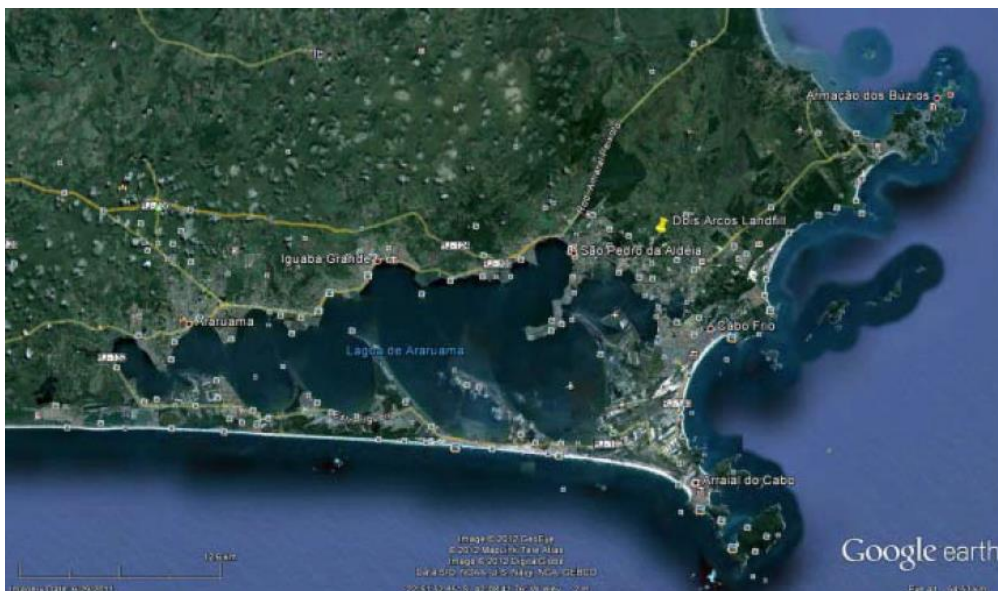


Figura 2 – Localização do Aterro Dois Arcos no estado do Rio de Janeiro

Fonte: Google Earth, 2014.

A.3. Tecnologias e/ou medidas

A implantação da Atividade de Projeto de MDL proposta abrange os seguintes sistemas/estágios:

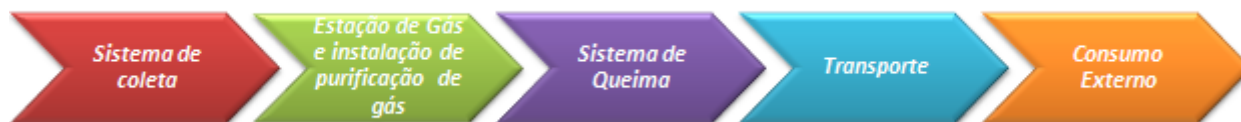


Figura 3 – Estágio da atividade de projeto proposta

1. Sistema de Coleta

O Projeto de Aterro Sanitário Dois Arcos inclui a instalação de coletores horizontais e poços verticais, bem como a instalação de cabeças de poço por cima para coletar o biogás emitido diretamente na atmosfera conforme o parâmetro. Um exemplo de cabeça de poço e os detalhes de sua construção são mostrados na figura abaixo.

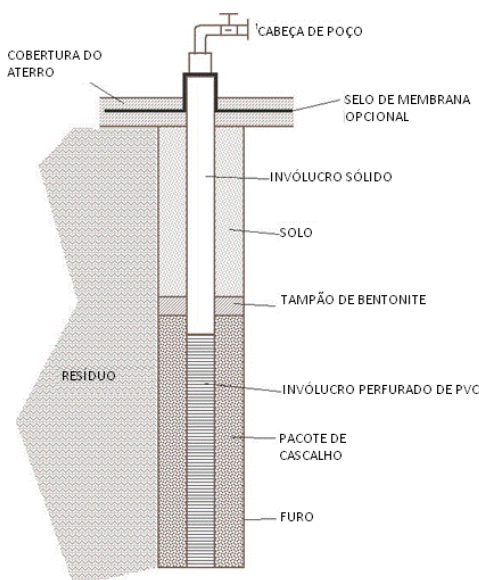


Figura 4 – Detalhe interno de poço e cabeça de poço

Fonte: USEPA (1996)⁴.

O uso dos poucos poços existentes não é recomendado, pois são muito rasos e não estão devidamente instalados em toda a superfície do aterro. Os poços devem garantir a eficiência da drenagem controlada do aterro, bem como da coleta de biogás. A quantidade de poços é determinada no Projeto Executivo, mas está sujeita a ajuste conforme as condições observadas durante a montagem e comissionamento do projeto.

Cabeças de poço de controle de fluxo e de monitoramento serão empregadas em cada poço de extração de gás para permitir regulagem/ajuste precisa/o do fluxo de gás em cada poço. O monitoramento da qualidade do gás e a regulagem do fluxo são importantes para assegurar um sistema “equilibrado” (isto é, a extração de gás coincide com a produção de gás de modo que o ar atmosférico não seja introduzido no aterro).

De acordo com o Relatório da SCS datado de agosto de 2012, uma rede de tubulação coletora de biogás será projetada para conectar os coletores horizontais e os poços de extração verticais, e direcionar o biogás para a planta de processamento de biogás ou (se a planta estiver parada ou houver excesso de biogás) para o ventilador e estação de queima para a destruição do metano.

2. Instalações de melhoria de gás

Após a coleta, o biogás é comprimido e vai para a instalação de purificação de gás, onde ele recebe o tratamento adequado, e onde a maioria dos gases não metânicos serão removidos do fluxo. Em seguida, como fonte de metano, o biogás poderá ser usado para substituir o consumo de gás natural.

A atividade de projeto deve ter 2 (dois) compressores e 3 (três) ventiladores instalados. Até o momento, há 2 compressores e 2 ventiladores instalados no projeto; o terceiro ventilador está previsto para ser instalado quando a célula 3 do aterro iniciar as operações. A capacidade instalada do sistema de transformação é de 1.200 Nm³/h.

⁴ USEPA – United States Environmental Agency; *Turning a Liability into an Asset: a Landfill Gas-to-Energy Project Development Handbook*; LMOP – Landfill Methane Outreach Program, 1996.



Figura 5 – Exemplo de sistema de purificação

Fonte: Dados de Greenlane.

3. Sistema de Queima

Sempre que o biogás exceder a capacidade de processamento de purificação da instalação ou não for operacional, será enviado para o sistema de queima em *flare*. A atividade do projeto tem uma queima aberta com uma capacidade de 1.400 Nm³/hora⁵.

4. Transporte

A princípio, o gás purificado será transportado por caminhões até a construção da rede de gasoduto de GN no local do projeto. Visto que o gasoduto de GN não está implantado – está previsto para ser executado no final de 2015 –, o gás purificado é transportado aos consumidores pelos caminhões. Assim que o sistema de distribuição for implantado, o transporte será feito por meio do sistema de distribuição de GN.

5. Sistema de monitoramento

Todas as etapas mencionadas acima serão monitoradas através de medidores, analisadores de gás e painéis de controle. A descrição detalhada do sistema de monitoramento é apresentada na seção B.7.3 deste Documento de Concepção do Projeto (DCP).

Embora os projetos de biogás tenham grande potencial no Brasil, a tecnologia está em desenvolvimento no país. Portanto, a atividade de projeto vem enfrentando barreiras tecnológicas e referentes à disponibilidade de pessoal treinado, e custos elevados. A tecnologia a ser empregada no projeto vem do exterior, principalmente dos Estados Unidos e da Europa. Assim, a transferência de tecnologia ocorre a partir de países com requisitos ambientais rigorosos e tecnologias ambientalmente corretas.

⁵ Manual de Sistema de Queima de Biogás da empresa John Zink – Pedido de Compra: 9137837.

A.4. Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (Parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (conforme aplicável)	Indique se a parte envolvida deseja constar como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitriã)	GNR Dois Arcos Valorização de Biogás S.A. (entidade privada)	Não

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

Não há financiamento público das Partes incluídas no Anexo I Partes envolvidas nesta Atividade de Projeto de MDL.

SEÇÃO B. Aplicação do parâmetro aprovado selecionado e metodologia de monitoramento e parâmetro padronizado**B.1. Referência de metodologia e parâmetro padronizado**

A Atividade de Projeto Dois Arcos utiliza a metodologia ACM0001– “Queima ou utilização de gás de aterro” (versão 15.0.0). ACM0001 refere-se às seguintes ferramentas:

- (a) A ferramenta metodológica “Avaliação da validade da linha de base atual/original e atualização da linha de base quando da renovação do período de créditos” (versão 03.0.1)⁶;
- (b) A ferramenta metodológica “Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos” (versão 07.0)⁷;
- (c) “Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar a adicionalidade” (versão 05.0.0)⁸;
- (d) A ferramenta metodológica “Emissões do projeto provenientes da queima” (versão 02.0.0)⁹;
- (e) “Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto e/ou das fugas provenientes do consumo de energia elétrica” (versão 01)¹⁰;
- (f) “Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis” (versão 02)¹¹;
- (g) “Ferramenta para determinar o tempo de vida restante dos equipamentos” (versão 01)¹²;

⁶ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-11-v3.0.1.pdf>

⁷ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-04-v7.pdf>

⁸ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-02-v5.0.0.pdf>

⁹ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-06-v2.0.pdf>

¹⁰ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-05-v1.pdf>

¹¹ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-03-v2.pdf>

¹² <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-10-v1.pdf>

- (h) “Ferramenta para determinar a eficiência de linha de base dos sistemas de geração de energia térmica ou elétrica” (versão 01)¹³;
- (i) “Ferramenta para determinar o fluxo de massa de um gás de efeito estufa em um fluxo gasoso” (versão 02.0.0)¹⁴;
- (j) A ferramenta metodológica “Emissões do projeto e das fugas causadas pelo transporte de carga” (versão 01.1.0)¹⁵.

Além disso, a atividade de projeto utiliza a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 4.0) a fim de calcular as emissões do projeto causadas pelo consumo de energia da rede elétrica.

Observe que a “Ferramenta para determinar a eficiência de linha de base dos sistemas de geração de energia térmica ou elétrica” e a “Ferramenta para determinar o tempo de vida restante dos equipamentos” não são aplicáveis à atividade de projeto e, portanto, não são usadas. Da mesma forma, a ferramenta metodológica “Avaliação da validade da linha de base atual/original e atualização da linha de base quando da renovação do período de créditos” não é utilizada, uma vez que este DCP corresponde ao primeiro período de créditos da atividade de projeto de MDL proposta.

B.2. Aplicabilidade da metodologia e do parâmetro padronizado

A atividade de projeto proposta está de acordo com as condições de aplicabilidade da metodologia ACM0001, conforme como descrito abaixo:

- (a) *Instale um novo sistema de captura de biogás em um local de disposição de resíduos sólidos (LDRS) novo ou já existente onde nenhum sistema de captura de biogás tenha sido instalado antes da implantação da atividade de projeto;*

A atividade de projeto proposta consiste na instalação de um novo sistema de captura de biogás *em um LDRS já existente*, onde nenhum fluxo de biogás possa ser controlado para evitar as emissões de metano acidentais na atmosfera.

- (b) *Faça um investimento em um sistema de captura de biogás existente para aumentar a taxa de recuperação ou alterar a utilização do biogás capturado, desde que:*
 - (i) *O biogás capturado foi ventilado ou queimado e não foi utilizado antes da implantação da atividade de projeto; e*
 - (ii) *No caso de um sistema existente e ativo de captura de biogás para o qual a quantidade de biogás não pode ser coletada separadamente do sistema do projeto após a implantação da atividade de projeto e cuja eficiência não é afetada pelo sistema do projeto: os dados históricos sobre a quantidade de biogás capturado e queimado estão disponíveis;*

Os poços de ventilação de biogás instalados antes da implantação do projeto eram passivos, rasos e muito ineficientes. Portanto, o biogás foi apenas ventilado, mas não foi utilizado.

- (c) *Queime o biogás e/ou utilize o biogás capturado em quaisquer (combinações) das seguintes formas:*
 - (i) *Geração de energia elétrica;*

¹³ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-09-v1.pdf>

¹⁴ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-08-v2.0.0.pdf>

¹⁵ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-12-v1.1.0.pdf>

- (ii) *Geração de calor em uma caldeira, aquecedor de ar, ou forno de cerâmica (somente para queima de tijolos) ou forno de fusão de vidro; e/ou;*
- (iii) *Fornecimento de biogás aos consumidores por meio de uma rede de distribuição de gás natural;*
- (iv) *Fornecimento de biogás comprimido/liquefeito para consumidores por meio de caminhões;*

A atividade de projeto consiste em utilizar o gás capturado para os consumidores por meio da rede de distribuição de GN (Opção iii). O transporte por caminhões, (opção iv) durante 2015 é uma solução temporária para o transporte de gás purificado até a construção do gasoduto de GN. O excesso de biogás é queimado.

- (d) *Não reduza a quantidade de resíduos orgânicos que seria reciclada na ausência da atividade de projeto.*

A implantação da atividade de projeto de MDL proposta não reduz a quantidade de resíduos orgânicos que seriam reciclados na ausência da atividade do projeto. Não existe um sistema de reciclagem no local do projeto. Na verdade, espera-se que a quantidade de resíduos orgânicos aumente devido à expansão demográfica, com consequente aumento da geração de resíduos.

A metodologia só é aplicável caso a aplicação do procedimento para identificar o cenário de linha de base confirme que o cenário mais plausível é:

- (a) *Liberação atmosférica de biogás ou captura de biogás e destruição por meio de queima para cumprir com normas ou exigências contratuais, para atender às preocupações de segurança e de odor, ou por outros motivos; e*
- (b) *Caso o biogás seja usado na atividade do projeto para a geração de electricidade e/ou geração de calor em uma caldeira, aquecedor de ar, forno de fusão de vidro ou forno de cerâmica;*
 - (i) *Para geração de energia elétrica: que a energia seja gerada na rede elétrica ou em usinas geração de energia cativa de combustíveis fósseis; e/ou;*
 - (ii) *Para geração de calor: que o calor seja gerado usando combustíveis fósseis em equipamentos localizados dentro do escopo do projeto.*

O cenário de linha de base é a liberação atmosférica, parcial ou total, do gás (prática comum da gestão de Atividade de Projeto do Aterro Dois Arcos, opção (a) acima). Para mais detalhes, consulte a Seção B.4.

Essa metodologia não é aplicável:

- (a) *Em combinação com outras metodologias aprovadas. Por exemplo, a metodologia ACM0001 não pode ser utilizada para reivindicar reduções de emissões para a substituição de combustíveis fósseis em um forno de cerâmica ou em um forno de fusão de vidro, onde o propósito da atividade de projeto de MDL é a implantação de medidas de eficiência energética em um forno de cerâmica ou de fusão de vidro;*
- (b) *Se a gestão do LDRS na atividade de projeto for deliberadamente alterada durante o período de créditos a fim de aumentar a geração de metano em comparação com a situação anterior à implantação da atividade de projeto.*

A metodologia ACM0001 é aplicável à Atividade de Projeto de MDL proposta, já que o Projeto de Aterro Sanitário Dois Arcos não utiliza outra metodologia MDL aprovada. Além disso, a gestão do aterro sanitário Dois Arcos na atividade de projeto não é alterada para aumentar a geração de metano, em comparação com a situação anterior à implantação da atividade de projeto.

Além das condições de aplicabilidade da metodologia ACM0001, a atividade de projeto deve avaliar a aplicabilidade das seguintes ferramentas:

— A ferramenta metodológica **“Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos”**

Essa ferramenta fornece procedimentos para calcular emissões de linha de base, de projeto ou de vazamento de metano a partir de resíduos sólidos descartados ou impedidos de disposição em um LDRS. A aplicação A, no caso do Aterro Dois Arcos, aplica-se ao projeto:

“A atividade de projeto de MDL mitiga as emissões de metano provenientes de um LDRS específico existente. As emissões de metano são mitigadas por meio da captura e queima ou combustão do metano. O metano é gerado a partir de resíduos depositados no passado, incluindo antes do início da atividade de projeto de MDL. Nestes casos, a ferramenta só é aplicada para uma estimativa ex-ante das emissões no MDL-DCP. As emissões serão então monitorizadas durante o período de créditos (por exemplo, medindo a quantidade de metano capturado do LDRS)”.

— A **“Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar a adicionalidade”** é utilizada para avaliar a adicionalidade do projeto.

Esta ferramenta só é aplicável a metodologias nas quais os possíveis cenários alternativos disponíveis para o desenvolvedor do projeto não podem ser implantados paralelamente à atividade de projeto proposta. Conforme descrito na seção B.4, os cenários alternativos para o desenvolvedor do projeto não podem ser implantados em paralelo à atividade de projeto proposta. Portanto, essa ferramenta é aplicável ao Aterro Dois Arcos, com o objetivo de avaliar a adicionalidade do projeto.

— Ferramenta metodológica **“Emissões do projeto provenientes da queima”**

Essa ferramenta fornece procedimentos para calcular as emissões do projeto decorrentes da queima de um gás residual em queimas abertas ou fechadas. Essa ferramenta é aplicável à queima de gases de efeito estufa inflamáveis onde:

- O metano é o componente com a concentração mais alta no gás residual inflamável; e
- A fonte do gás residual é metano das minas de carvão ou um gás proveniente de uma fonte biogênica (por exemplo, biogás, gás de aterro sanitário ou gás de tratamento de águas residuais).

O gás residual inflamável é biogás (gás da fonte biogénica), o qual é composto por CH₄, H₂S, CO₂ e N₂, entre outros componentes. Por padrão, a metodologia adota que a fração padrão de metano no biogás é de 50%. Portanto, pode-se supor que o metano é o componente com maior concentração no biogás. Dessa forma, ambas as condições de aplicabilidade da ferramenta devem ser cumpridas.

— **“Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto e/ou das fugas provenientes do consumo de energia elétrica”**

Essa ferramenta fornece procedimentos para estimar as emissões de linha de base, do projeto e/ou das fugas associadas ao consumo de energia elétrica. A ferramenta é aplicável somente se um dos cenários se aplicar a fontes de consumo de energia elétrica:

Cenário A: Consumo de energia da rede elétrica;

Cenário B: Consumo de energia elétrica de usina(s) de geração de energia cativa de combustíveis fósseis não ligada(s) à rede;

Cenário C: Consumo de energia da rede elétrica e de usina(s) de geração de energia cativa de combustíveis fósseis.

No caso da atividade de projeto proposta, o cenário A é aplicável. Contudo, no futuro, os cenários B e/ou C podem também ser aplicados levando-se em consideração intermitências de fornecimento de energia identificadas durante o comissionamento do projeto. Portanto, essa ferramenta é aplicável ao Projeto Dois Arcos.

— **“Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto ou das fugas provenientes da queima de combustíveis fósseis”**

Esta ferramenta deve ser utilizada nos casos em que as emissões de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis são calculadas com base na quantidade de combustível queimado e suas propriedades. No caso do Aterro Dois Arcos, essa ferramenta é aplicável, visto que a utilização de gás de petróleo liquefeito (GPL) está prevista para a ignição da queima e o óleo diesel está previsto para o transporte via caminhões de gás purificado nos primeiros anos de funcionamento do projeto.

— **“Ferramenta para determinar o fluxo de massa de um gás de efeito estufa em um fluxo gasoso”**

Essa ferramenta é aplicável para a determinação do fluxo de massa de gás de efeito de estufa i (CO₂, CH₄, N₂O, SF₆ ou um PFC) no fluxo gasoso no intervalo de tempo t . Uma aplicação típica dessa ferramenta consiste em metodologias que fluem, e a composição de gases queimados residuais ou gases de escape são medidos para determinar as emissões de linha de base ou do projeto. Portanto, essa ferramenta é aplicável ao projeto Dois Arcos.

— Ferramenta metodológica **“Emissões do projeto e das fugas causadas pelo transporte de carga”**

Essa ferramenta é aplicável a atividades que envolvem o transporte rodoviário de carga, quando o transporte não é a principal atividade. Observe que essa ferramenta não é aplicável se o transporte for a principal fonte de emissões de gases de efeito estufa, com exceção para as emissões advindas do transporte ferroviário de carga.

No caso do Aterro Dois Arcos, caminhões são usados para transportar o gás purificado do local do projeto aos consumidores externos no primeiro ano de funcionamento do projeto até a implantação do gasoduto de GN. Visto que o transporte não é a atividade principal ou principal fonte de emissões de GEEs, essa ferramenta é aplicável e pode ser usada para a atividade de projeto proposta.

Ademais, a **“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”** é utilizada tal como referida na **“Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto e/ou das fugas provenientes do consumo de energia”**.

Essa ferramenta fornece procedimentos para o cálculo do fator de emissão de CO₂ da rede elétrica. Ela não é aplicável se o sistema elétrico do projeto estiver parcial ou totalmente localizado em algum país do Anexo I. O Sistema Interligado Nacional (SIN) de energia elétrica não está localizado em um país do Anexo I e, por isso, essa ferramenta é aplicável ao projeto Dois Arcos.

B.3. Limites do Projeto

Fonte		GEEs	Incluídas?	Justificativa/Explicação
Cenário de linha de base	Emissões provenientes de decomposição de resíduos no local do LDRS	CH ₄	Sim	A maior fonte de emissões nos parâmetros de linha de base.
		N ₂ O	Não	Emissões de N ₂ O são pequenas em comparação às emissões de CH ₄ do LDRS. Isso é conservador.
		CO ₂	Não	As emissões de CO ₂ provenientes da decomposição de resíduos orgânicos não são contabilizadas desde que o CO ₂ também seja liberado conforme a atividade de projeto.
	Emissões provenientes de geração de energia elétrica	CO ₂	Não	Excluídas. A geração de energia não está incluída na atividade de projeto.
		CH ₄	Não	Excluídas para simplificação. Isso é conservador.
		N ₂ O	Não	Excluídas para simplificação. Isso é conservador.
	Emissões provenientes de geração de calor	CO ₂	Não	Excluídas. A geração de calor não está incluída na atividade de projeto.
		CH ₄	Não	Excluídas para simplificação. Isso é conservador.
		N ₂ O	Não	Excluídas para simplificação. Isso é conservador.
	Emissões provenientes do uso do gás natural	CO ₂	Não	Excluídas para simplificação. Isso é conservador.
		CH ₄	Sim	Fonte de emissão importante caso o fornecimento de biogás por meio de uma rede de distribuição de gás natural ou por meio de caminhões esteja incluído na atividade de projeto.
		N ₂ O	Não	Excluídas para simplificação. Isso é conservador.
Cenário do Projeto	Emissões provenientes do consumo de combustíveis fósseis para fins	CO ₂	Sim	Podem ser uma fonte de emissão importante.
		CH ₄	Não	Excluídas para simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena

	diferentes da geração ou transporte de energia devido à atividade de projeto	N ₂ O	Não	Excluídas para simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena
	Emissões provenientes do consumo de energia devido à atividade de projeto	CO ₂	Sim	Podem ser uma fonte de emissão importante.
		CH ₄	Não	Excluídas para simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena.
		N ₂ O	Não	Excluídas para simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena.
	Emissões provenientes da queima	CO ₂	Não	As emissões são consideradas insignificantes.
		CH ₄	Sim	Podem ser uma fonte de emissão importante.
		N ₂ O	Não	As emissões são consideradas insignificantes.
	Emissões provenientes da distribuição de biogás por meio de caminhões	CO ₂	Sim	Podem ser uma fonte de emissão importante.
		CH ₄	Sim	Podem ser uma fonte de emissão importante.
		N ₂ O	Não	As emissões são consideradas insignificantes.

De acordo com a metodologia ACM0001, os limites do projeto incluem o local onde o biogás é capturado (Aterro Sanitário Dois Arcos) e:

- *Locais onde o biogás é queimado ou utilizado (por exemplo, queima, usina de energia, caldeira, aquecedor de ar, forno de fusão de vidro, forno de cerâmica, ou rede de distribuição de gás natural ou instalação de processamento de biogás);*

No caso da Atividade de Projeto de MDL proposta, locais onde o biogás é queimado/utilizado consiste no sistema de recolha, instalações de transformação de biogás, gasoduto (incluindo a queima).

- *Usina(s) de geração de energia cativa (incluindo geradores a diesel de emergência) ou fontes de geração de energia conectadas à rede elétrica, que estão fornecendo energia elétrica para a atividade de projeto;*

No caso da Atividade de Projeto de MDL proposta, os limites do projeto incluem todas as fontes de geração de energia conectadas à rede elétrica nacional, já que a energia também será consumida da rede. Em 26 de maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada publicou a

Resolução nº 8¹⁶, definindo o Sistema Interligado Nacional como um sistema único que abrange todas as cinco regiões geográficas do Brasil (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste). Por conseguinte, essa é a configuração de rede nacional a ser considerada.

- *Usina(s) de geração de energia cativa (incluindo geradores a diesel de emergência) ou fontes de geração de energia conectadas à rede elétrica, as quais estão fornecendo energia de base que é substituída pela energia gerada pelo biogás capturado na atividade de projeto;*

Não aplicável já que a geração de energia para a rede elétrica não está incluída na atividade de projeto.

- *Equipamentos ou fontes de geração de calor que estão fornecendo calor de base que é substituído pelo calor gerado pelo biogás capturado na atividade de projeto; e*

Não aplicável já que o calor não está incluído na atividade de projeto.

- *O transporte do biogás comprimido/liquefeito saindo da instalação de processamento de biogás aos consumidores;*

A Atividade de Projeto de MDL proposta gera gás purificado e transportado aos consumidores por caminhões até dezembro de 2015, quando o sistema de distribuição de GN será implantado. Como o projeto está previsto para ser registrado sob o MDL em janeiro de 2016, não se espera que o cenário com o transporte por caminhões de gás ocorra durante o período de créditos do projeto.

A figura abaixo é uma representação do escopo do projeto.

¹⁶ Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf.

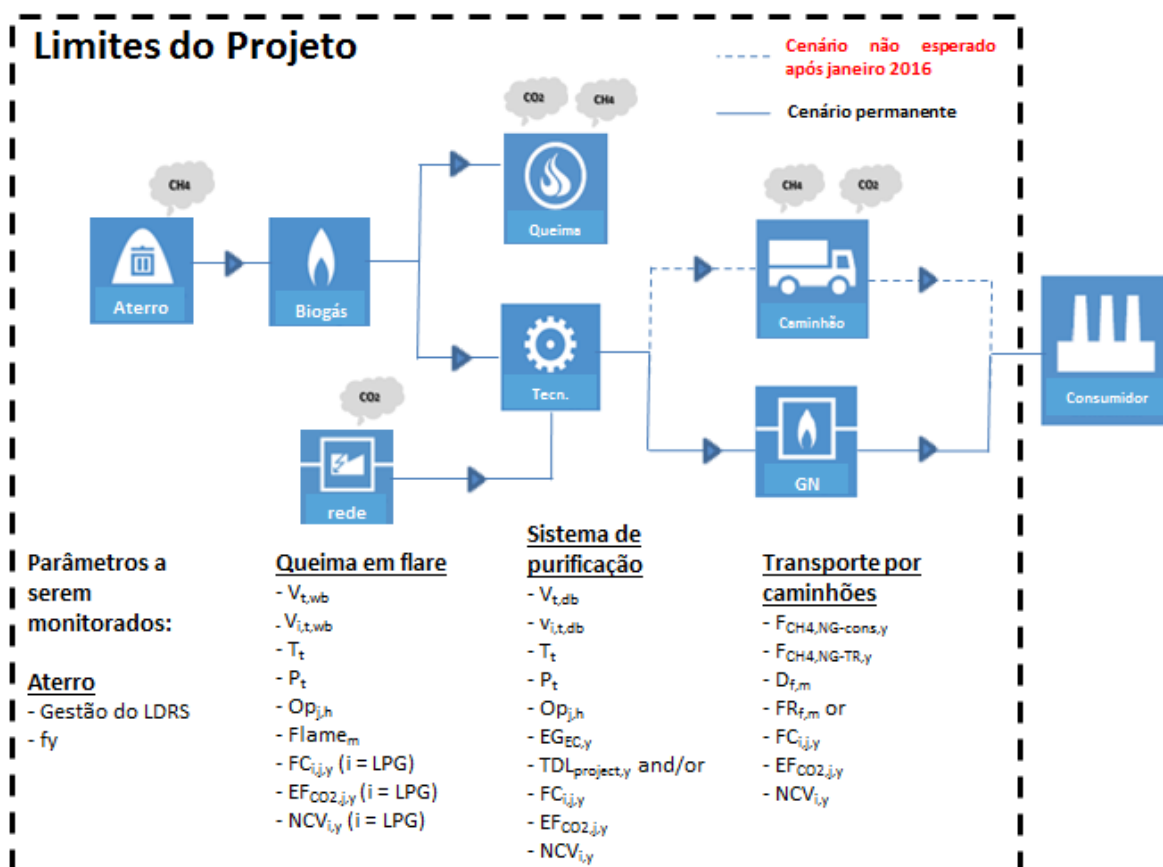


Figura 6 – Diagrama simplificado dos Limites do Projeto¹⁷

B.4. Implantação e descrição do cenário de linha de base

De acordo com a metodologia ACM0001, os procedimentos da versão mais recente da “Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar a adicionalidade” deve ser aplicado ao selecionar o cenário de linha de base mais plausível.

PASSO 0: Demonstração de que a atividade de projeto proposta é a primeira de seu tipo

Não se aplica à Atividade de Projeto de MDL proposta.

PASSO 1: Identificação de cenários alternativos.

Os cenários alternativos, credíveis e realistas para a Atividade de Projeto de MDL proposta foram identificados conforme as recomendações da “Ferramenta combinada para a demonstração e avaliação da adicionalidade” e da metodologia ACM0001.

“Ferramenta combinada para a demonstração e avaliação da adicionalidade”

Passo 1a: Definição de cenários alternativos à atividade de projeto de MDL proposta

De acordo com esse subpasso, é necessário identificar alternativas realistas e credíveis disponíveis aos participantes do projeto que não possam ser implantadas em paralelo à atividade

¹⁷ Alguns dos ícones utilizados para ilustrar o escopo do projeto foram adaptados a partir do Livro de Metodologia de MDL disponível em http://cdm.unfccc.int/methodologies/documentation/meth_booklet.pdf

de projeto proposta, e que forneçam produções ou serviços comparáveis aos da atividade de projeto de MDL proposta. Considerando-se que o projeto consiste em capturar o biogás e fornecê-lo aos clientes, as seguintes alternativas são identificadas para a destruição do biogás na ausência da atividade do projeto:

- *Biogás1*: Atividade de Projeto implantada sem ser registrada como Atividade de Projeto de MDL (captura, queima e/ou utilização de biogás),
- *Biogás2*: Continuação da operação de aterro e liberação atmosférica de biogás (cenário de manutenção das tendências atuais, ou *Business as Usual – BAU*), ou captura e destruição parciais de biogás por meio de queima para cumprir com normas ou exigências contratuais, ou para tratar de questões de segurança e odor, ou outros motivos. Continuação da distribuição de GN fóssil para a rede de distribuição¹⁸;
- *Biogás3*: a geração de biogás é parcialmente evitada porque parte da fração orgânica dos resíduos sólidos é reciclada e não descartada no LDRS;
- *Biogás4*: a geração de biogás é parcialmente evitada porque parte da fração orgânica dos resíduos sólidos é tratada aerobicamente e não descartada no LDRS;
- *Biogás5*: a geração de biogás é parcialmente evitada porque parte da fração orgânica dos resíduos sólidos é incinerada e não descartada no LDRS.

Visto que a Atividade de Projeto de MDL proposta não prevê nem a produção de calor ou de energia elétrica, não há cenários que se aplicam a esses componentes.

Passo 1b: Consistência com as leis e normas obrigatórias

No Brasil, não existem políticas de requisitos de captura ou destruição obrigatórios de biogás, nem normas ambientais locais ou políticas que promovam o uso produtivo de biogás.

No início de 2010, a Política Nacional de Resíduos Sólidos, em discussão desde 2000, foi aprovada. Um dos âmbitos de aplicação dessa política é fazer cumprir o destino ambiental final adequado dos resíduos sólidos. Contudo, a Política não prevê qualquer obrigação de destruição de gás de aterro nem promove a utilização de gás de aterro, tais como aqueles para produção de energia renovável e processamento de resíduos orgânicos¹⁹.

Com relação à utilização energética de biogás, criou-se, em 2002, o PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas) a fim de incentivar o uso de fontes renováveis de energia. O programa tinha por objetivo gerar 3.300 MW de energia renovável, dividida em três grupos: energia eólica (1.100 MW), pequenas plantas hidrelétricas (1.100 MW) e biomassa (1.100 MW, incluindo bagaço, madeira, resíduos sólidos, casca de arroz, etc.). Apesar de o programa ter atingido os objetivos, não foi implantado qualquer projeto de biogás para energia. As chamadas para o PROINFA foram fechadas em 2003, antes da decisão de investimento na Atividade de Projeto do Aterro Dois Arcos, bem como do início de funcionamento do aterro.

A tabela a seguir apresenta uma análise da conformidade das alternativas mencionadas anteriormente com a norma local/nacional.

¹⁸ No caso de fornecimento de biogás a uma rede de distribuição de gás natural e distribuição de gás comprimido/liquefeito usando caminhões de distribuição, toma-se como linha de base o fornecimento de gás natural, como indicado na metodologia.

¹⁹ PROJETO DE LEI - Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos e dá outras providências; Disponível em <http://www.camara.gov.br/sileg/integras/501911.pdf>. Acesso em 10/4/2010.

Alternativas	Conformidade com as Políticas Locais/Nacionais	Observações
<i>Biogás1:</i> Atividade de Projeto implantada sem ter sido registrada como uma Atividade de Projeto de MDL	Sim	---
<i>Biogás 2:</i> Continuação da operação de aterro e liberação atmosférica de biogás (cenário de manutenção das tendências atuais, ou <i>Business as Usual – BAU</i>) ou captura e destruição parciais por meio de queima para cumprir com normas ou exigências contratuais, ou para tratar de questões de segurança e odor, ou outros motivos. Continuação da distribuição de GN fóssil para a rede de distribuição;	Sim	Como afirmado anteriormente, não há lei atual ou exigências contratuais para capturar/destruir/usar o biogás nem impor o fornecimento de gás natural
<i>Biogás 3:</i> A geração de biogás é parcialmente evitada porque parte da fração orgânica dos resíduos sólidos é reciclada e não eliminada no LDRS	Sim	Não há lei alguma restringindo a reciclagem da fração orgânica dos resíduos, ao invés da disposição no LDRS
<i>Biogás:</i> A geração de biogás é parcialmente evitada porque parte da fração orgânica dos resíduos sólidos é tratada aerobicamente e não descartada no LDRS;	Sim	Não há lei alguma restringindo o tratamento aeróbico da fração orgânica dos resíduos, ao invés da disposição no LDRS
<i>Biogás5:</i> A geração de biogás é parcialmente evitada porque parte da fração orgânica dos resíduos sólidos é incinerada e não descartada no LDRS.	Sim	Não há lei alguma restringindo a incineração de resíduos orgânicos no Brasil

Resultado da Subpasso 1b: todas as alternativas estão de acordo com as leis/normas locais, os quais não são obrigatórios.

PASSO 2: Análise de barreiras**Passo 2a. Identificar barreiras que impediriam a implantação de cenários alternativos**

A proposta de utilização de biogás do Projeto do Aterro Sanitário Dois Arcos é uma iniciativa pioneira no Brasil. A maioria dos projetos de captura de biogás no país foi realizada considerando-se apenas as receitas do MDL, e nenhum deles foi desenvolvido até o momento considerando a transformação do biogás para consumo externo.

- *Barreiras decorrentes da prática prevalente:*

De acordo com as últimas estatísticas oficiais sobre os resíduos sólidos urbanos no Brasil (Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2008 – PNSB 2008) – as informações mais recentes disponíveis do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) –, o país produz 259.547 toneladas de resíduos por dia. A Tabela 1 mostra o destino final dos resíduos por município, de acordo com a PNSB 2008.

Tabela 1 - Quantidade diária de resíduos sólidos urbanos coletados/recebidos pela unidade de destino final em 2008

Distritos de acordo com o tamanho (população)	Quantidade diária de resíduos sólidos urbanos coletados/recebidos em t/dia								
	Total	Destino final das unidades de resíduos coletados							
		Lixões a céu aberto	Lixões a céu aberto em áreas alagadas	Aterro controlado	Aterro sanitário	Compostagem	Reciclagem	Incineração	Outros
Brasil	259.547	45.710 (17,6%)	46 (0,02%)	40.695 (15,7%)	167.636 (64,6%)	1.635 (0,63%)	3.122 (1,2%)	67 (0,03%)	636 (0,25%)

Fonte: IBGE, Diretoria de Pesquisas, Departamento de População e Indicadores Sociais, Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2008.

Nota: Essa tabela foi adaptada da tabela original de PNSB2008

Apenas alguns dos aterros existentes no Brasil possuem um sistema de coleta e queima de biogás instalado. A maioria dos aterros opera com emissão natural de biogás na atmosfera, geralmente através de poços de concreto. De acordo com o “Atlas Brasileiro Emissões de GEE e Potencial Energético na Destinação dos Resíduos Sólidos”²⁰, publicado pela ABRELPE em 2013, há 22 (vinte e dois) projetos de biogás que abrangem geração de energia elétrica e apenas 1 (um) prevê transformação de biogás para um sistema de distribuição de GN. Para o conhecimento dos desenvolvedores de projetos, o projeto do Aterro Gramacho é semelhante ao do Aterro Dois Arcos, e também é uma atividade de projeto de MDL (ref. 9087)²¹. Todos os 23 projetos

²⁰ ABRELPE (2013). Atlas Brasileiro de Emissões de GEE e Potencial Energético na Destinação de Resíduos Sólidos. Relatório apoiado pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (USEPA) e pela Iniciativa Global para o Metano. Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais – ABRELPE. ABRELPE é uma associação fundada em 1976, e é a representante da Associação Internacional de Resíduos Sólidos (ISWA) no Brasil.

²¹ Projeto de Biogás Gramacho <<https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1356155404.95/view>>.

identificados no estudo da ABRELPE são projetos de MDL. Informações detalhadas sobre os aterros operacionais no Brasil com um sistema de coleta de biogás forçado são apresentadas abaixo na seção de análise de Prática Comum.

Os aterros existentes operam com emissão passiva de metano na atmosfera, já que a coleta e destruição controladas de biogás não são exigidas pela legislação/regulamentos nem por normas ambientais locais ou por políticas de redução de emissão de GEEs. A lei mais relevante do setor, no Brasil, é nova Política Nacional de Resíduos Sólidos (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2007-2010/2010/lei/l12305.htm), ratificada pelo presidente em 2/8/2010 após 19 anos em discussão, a qual não exige que o biogás seja capturado e/ou queimado.

Passo 2 b. Eliminar cenários alternativos que são impedidos pelas barreiras identificadas

Alternativas	Barreiras causadas pela prática prevalente
BIOGÁS1: Atividade de Projeto implantada sem ser registrada como uma Atividade de Projeto de MDL.	Essa alternativa não é realista, pois nenhum projeto brasileiro de biogás foi implantado sem as receitas do MDL.
BIOGÁS2: Continuação da operação de aterro e liberação atmosférica de biogás ou captura e destruição parciais de biogás por meio de queima para cumprir com normas ou exigências contratuais, ou para tratar de questões de segurança e odor, ou outros motivos. Continuação da distribuição de GN fóssil para a rede de distribuição.	Essa barreira não impede a implantação dessa alternativa, como é o cenário de manutenção das tendências atuais (BAU) (consulte o Sub-passo 2a).
BIOGÁS3: A geração de BIOGÁS é parcialmente evitada porque parte da fração orgânica dos resíduos sólidos é reciclada e não descartada no LDRS.	Considerando a situação real da eliminação de resíduos no Brasil, essa barreira impede a implantação dessa alternativa; apenas 1,2% dos resíduos gerados no Brasil é reciclado. Portanto, essa alternativa iria enfrentar uma barreira prática prevalente.
BIOGÁS4: A geração de biogás é parcialmente evitada porque parte da fração orgânica dos resíduos sólidos é tratada aerobicamente e não descartada no LDRS.	Considerando a situação real da disposição de resíduos no Brasil, essa barreira impede a implantação dessa alternativa; apenas 0,62% dos resíduos gerados no Brasil são enviados para compostagem. Portanto, essa alternativa iria enfrentar uma barreira prática prevalente.
BIOGÁS5: A geração de biogás é parcialmente evitada porque parte da fração orgânica dos resíduos sólidos é incinerada e não descartada no LDRS.	Considerando a situação real da disposição de resíduos no Brasil, essa barreira impede a implantação dessa alternativa; apenas 0,02% dos resíduos gerados no Brasil são incinerados.

	Portanto, essa alternativa iria enfrentar uma barreira prática prevalente.
--	--

Conforme apresentado na tabela acima, a barreira prática prevalente impediria a execução de todas as alternativas, exceto a liberação do metano gerado na atmosfera, cenário de manutenção das tendências atuais (BAU). Portanto o biogás é considerado como cenário de linha de base.

Os incentivos do MDL irão ajudar a aliviar as barreiras identificadas para a atividade de projeto proposta acima e também a barreira de investimento (Por favor, consulte a Passo 3 abaixo).

PASSO 3: Análise de investimentos

Em 17 de dezembro de 2012, a contribuição de capital para a implantação da atividade de projeto do Aterro Dois Arcos foi aprovado. Esse evento foi decisivo que o desenvolvedor do projeto decidisse implantar o projeto. Portanto, essa data demonstra a programação da decisão de investimento e é considerada a “data de início” do projeto, uma vez que é a primeira ação real que demonstra que o projeto seria implantado. A descrição detalhada do cronograma do projeto é apresentada na seção C.1.1.

Desse modo, a análise de investimento foi realizada com base em dados válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento; o indicador financeiro identificado para a atividade do projeto é Taxa Interna de Retorno (TIR) do Projeto. A TIR do projeto sem as receitas do MDL foi comparada ao índice de linha de base adequado do setor, que é o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC).

Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC)

O custo médio ponderado de capital (CMPC), ou *weighted-average cost of capital (WACC)*, é uma taxa utilizada para descontar os fluxos de caixa da empresa e leva em consideração o custo da dívida e do custo de capital próprio de um investidor típico no setor da atividade de projeto. O índice de linha de base pode ser aplicado ao fluxo de caixa do projeto como uma taxa de desconto ao se calcular o seu valor presente líquido (VPL), ou simplesmente ao se comparar o seu valor para a taxa interna de retorno (TIR) do projeto (de acordo com as “Orientações para a Avaliação da Análise de Investimento”, a versão 5, como referido na Ferramenta de Adicionalidade, parágrafo 12). O CMPC considera que os acionistas esperam uma compensação para o risco projetado de investimento de recursos em um setor ou indústria específica em um determinado país.

O cálculo do CMPC é baseado em parâmetros que são padrão no mercado; considera as características específicas do tipo de projeto, e não está ligado à expectativa subjetiva de retorno e risco do desenvolvedor deste projeto. Isto se deve ao fato de que qualquer pessoa jurídica seria capaz de obter concessão pública para implantar o projeto. Portanto, o uso de um índice de linha de base setorial é aplicável de acordo com as orientações fornecidas nas “Orientações para a Avaliação da Análise de Investimento”, tal como referido na Ferramenta de Adicionalidade, parágrafo 13.

O CMPC (WACC) do setor considerado é de 2012 – isto é, a data da decisão de investimento – e é igual a 10,28%. Esse valor foi calculado pela seguinte fórmula:

$$WACC = Wd \times Kd + We \times Ke$$

We e **Wd** são, respectivamente, a participação de capital próprio e a participação de capital de terceiros, tipicamente observadas no setor. De acordo com as “Orientações para a Avaliação da

Análise de Investimento” (parágrafo 18), 50% da dívida (**Wd**) e 50% do capital próprio (**We**) são considerados como um valor padrão.

Kd é o custo da dívida. Ao contrário dos mercados onde a maioria dos protagonistas comerciais e empresas abordam credores privados para empréstimos, a maioria das empresas brasileiras que investe no setor de infraestrutura espera obter recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES). O BNDES, uma entidade apoiada pelo governo, é o principal mutuante de longo prazo no país, já que bancos comerciais oferecem empréstimos escassos, e em geral, essas entidades não têm taxas competitivas com as do BNDES. O BNDES oferece diversos tipos de linhas de financiamento disponíveis para empresas, conforme consta em seu site: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/>. A linha financeira mais adequada para a atividade de projeto proposta é o “BNDES Automático” e, em seguida, as taxas de juro do cálculo de **Kd** baseiam-se nesta linha de financiamento.

Além disso, a alíquota tributária marginal (**t**) é multiplicada pelo custo da dívida e, em seguida, pelo índice de endividamento geral para determinar a parcela da dívida com a fórmula CMPC. No caso do Brasil, esse fator fiscal poderia ser tanto de 34% (lucro real) ou de 0% (lucro presumido). Isto é decidido conforme o tipo específico de projeto e regime fiscal que o rege. Para terem direito ao Lucro Presumido, as receitas de entidades empresariais devem estar abaixo de quarenta e oito milhões de Reais por ano (artigo nº 13 da Lei nº 9.718/1998)²². No caso da atividade de projeto proposta, o fator fiscal de 0% aplica-se à decisão de investimento.

A taxa nominal alcançada para a dívida é utilizada para calcular o CMPC nominal, que é utilizado para descontar. A fim de alcançar a taxa de fluxo de caixa nominal em Reais (R\$), o valor de metas de inflação (**d**) para o Brasil é reduzido a partir do valor nominal alcançado. O (**d**) é obtido no Banco Central do Brasil (www.bcb.gov.br), e sofreu muito pouca variação nos últimos cinco anos.

O **Kd** é calculado conforme a seguinte equação:

$$Kd = [1 + (a+b+c) \times (1-t)] / (1+d) - 1$$

Os valores usados no cálculo do custo de dívida são apresentados na Tabela 2 abaixo.

Tabela 2 – Cálculo do custo da dívida (Kd)

Custo da Dívida (Kd)	
(a) Custo financeiro ²³	6,03%
(b) Spread do BNDES ²⁴	1,00%
(c) Taxa do BNDES ²⁵	0,1%

²² Disponível em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/Ant2001/lei971898.htm>>.

²³ Dados históricos de 5 anos da TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo). Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/BNDES_Automatico/mpme.html>.

²⁴ Remuneração do BNDES disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/BNDES_Automatico/mpme.html>.

(d) Taxa de Risco de Crédito ²⁶	4,18%
(a+b+c) Pré-custo da dívida	11,31%
(t) Alíquota Marginal ²⁷	0%
(d) Previsão de inflação ²⁸	4,50%
Custo da dívida após impostos	6,52%p.a

De acordo com a tabela acima, o **Kd** é de 6,52%.

Ke é o custo do capital próprio. Conforme a opção b) prevista no parágrafo 15 do Anexo 5, do relatório EB62, o **Ke** foi estimado utilizando-se as melhores práticas financeiras por meio do Modelo de Precificação de Ativos de Capital (*CAPM, Capital Asset Pricing Model*), mencionado como um método adequado para determinar os índices de linha de base na orientação 14, Anexo 5, do relatório EB62. Esse método considera o risco relacionado ao investimento no Brasil.

A equação a seguir é utilizada para calcular a **Ke**:

$$Ke = [(1 + Rf) / (1 + \pi') - 1] + \beta \times (Rm - Rf) + Rc$$

Rf representa a taxa livre de risco. A taxa livre de risco utilizada para o cálculo do **Ke** foi uma taxa de obrigações de longo prazo. Esse título foi emitido pelo governo dos EUA. A fim de ajustar a taxa livre de risco (**Rf**) para a taxa de inflação ajustada, a taxa de inflação esperada (para os Estados Unidos) (**π'**) é reduzida. A inflação é calculada com base no Tesouro norte-americano por meio dos Títulos do Tesouro Protegidos contra a Inflação (*TIPS*), que são prontamente cotados no mercado.

Beta, ou **β** , significa a sensibilidade média de empresas equivalentes em determinada indústria aos movimentos no mercado subjacente. **β** deriva da correlação entre os retornos de empresas norte-americanas do setor e o desempenho dos retornos de mercado dos EUA. **β** foi adaptado para a alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo tanto riscos estruturais quanto financeiros. **β** ajusta o prêmio de mercado para o setor.

(Rm-Rf) representa o prêmio de mercado, ou retorno maior, esperado pelos participantes do mercado à luz dos *spreads* históricos atingidos ao se investir em capital próprio ao invés de ativos livres de risco, tais como taxas de títulos públicos; os investidores exigem um maior retorno ao investirem em empresas privadas. O prêmio de mercado é estimado com base na diferença histórica entre os retornos do índice S&P 500 e os títulos de retorno de longo prazo dos EUA. O *spread* sobre a taxa livre de risco é a média da diferença entre esses retornos.

²⁵ Taxa de intermediação financeira do BNDES disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/BNDES_Automatico/mpme.html>

²⁶ Remuneração/intermediação de instituição financeira credenciada. A linha de base de dados baseia-se na taxa de risco de crédito do BNDES. Visto que o BNDES possui taxas mais competitivas do que os bancos comerciais locais, esse valor é muito conservador. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/meio_ambiente.html>.

²⁷ Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/Aliquotas/ContribCsII/Aliquotas.htm>

<http://www.receita.fazenda.gov.br/Aliquotas/ContribPj.htm>

²⁸ Metas de inflação brasileiras disponíveis em: <http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf>

Note o fator EMBI+ (*Emerging Markets Bond Index Plus*), considerado o prêmio de risco país, **Rc**, na fórmula acima. Esse fator leva em consideração o risco do país ou risco soberano incorporado na dívida de um país. Supondo-se que o índice EMBI+ relativo ao mercado de dívida livre de risco norte-americano seja 0, então o índice EMBI+ do Brasil calcularia o risco aumentado ou reduzido relativo aos mercados de dívida do Brasil com os EUA.

A justificativa para a inclusão do EMBI+ na taxa livre de risco encontra-se nas grandes diferenças entre os Estados Unidos com relação a fatores como risco de crédito, história da inflação, política, mercados de dívida, e outros. Ignorar essas diferenças resultaria na aplicação incorreta de fatores ambientais relevantes ao processo de tomada de decisões de um investidor no Brasil.

Os valores usados no cálculo do custo de capital são apresentados na Tabela 3 abaixo.

Tabela 3 – Cálculo do custo de capital próprio (Ke)

Custo de capital próprio (Ke) – CAPM	
(Rf) Taxa livre de risco ²⁹	3,42%
(Rm) Prêmio por risco de mercado ³⁰	5,88%
(Rc) Prêmio de risco país estimado ³¹	2,38%
(β) Índice Beta da indústria ³²	1,71%
(π') Expectativa de inflação nos EUA ³³	1,77%
Custo de capital próprio de Risco Brasil (a.a.)	14,04% a.a.

De acordo com a tabela acima, o **Ke** é de 14,04%. Ao inserir esses números em fórmulas de CMPC (WACC), temos:

$$WACC = 50\% \times 6,52\% + 50\% \times 14,04\% = 10,28\%$$

Cada suposição feita e todos os dados utilizados para estimar o índice de linha de base foram apresentados à Entidade Operacional Designada (EOD). A planilha utilizada para o cálculo do CMPC está disponível com os Participantes do Projeto e também foi fornecida à EOD. Para linha de base completa dos dados utilizados para calcular o índice de linha de base, consulte essa planilha, que também está anexada a este PDD.

Indicador Financeiro, Taxa Interna de Retorno (TIR)

Como mencionado acima, o indicador financeiro identificado para a Atividade de Projeto do Aterro Dois Arcos é a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto. Ao longo da existência do Aterro Dois Arcos, seu fluxo de caixa mostra que a TIR do projeto é 4,80%.

²⁹ Sistema de Reserva Federal dos Estados Unidos: <http://www.federalreserve.gov/>

³⁰ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

³¹ www.ipeadata.gov.br

³² <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

³³ Sistema de Reserva Federal dos Estados Unidos: <http://www.federalreserve.gov/>

A tabela a seguir fornece uma lista dos valores de entrada principais considerados para o cálculo da TIR, bem como a fonte das informações utilizadas.

Tabela 4 – Parâmetros considerados para o cálculo da TIR do projeto

Parâmetro	Valor	Justificativa/fonte de informação usada
<i>Média do gás purificado (MMBTU)</i>	265.118	Relatório da Avaliação da SCS nº. 06212012.00 - Dois Arcos.
<i>Preço do gás purificado (US\$/MMBTU)</i>	US\$ 9,01/MMBTU mais impostos (PIS/COFINS/ICMS) = US\$ 11,51/MMBTU	Ministério de Minas e Energia (MME)/Departamento de Gás Natural - Relatórios mensais da indústria de gás natural. A linha de base de impostos usados é descrita abaixo.
<i>Média, durante o período de avaliação de custos operacionais (US\$/ano)</i>	US\$ 1.731.370/ano	Relatório da Avaliação da SCS nº. 06212012.00 - Dois Arcos. Os custos de operação considerados no fluxo de caixa do projeto são compostos pelos seguintes custos: • Custos de energia: média de US\$ 3,89/MMBTU durante o período de avaliação • Operação e manutenção (O&M): média de US\$ 1,89/MMBTU durante o período de avaliação • IPTU e seguro da propriedade: US\$ 150.000/ano • Despesas gerais e administrativas: US\$ 50.000/ano
<i>Investimentos (US\$)</i>	US\$ 6.581.250	Relatório da Avaliação da SCS nº. 06212012.00 - Dois Arcos.
<i>Impostos CSLL e IR</i>	CSLL: 12% x contribuição social 9% = 1,08% IR: 8% x 25 % = 2%	O Lucro Presumido para taxa social/renda se baseia nas normas brasileiras, que são informações públicas disponíveis: • CSLL é a Contribuição Sobre Lucro Líquido Social: Lei nº 8.981, 20 de janeiro de 1995 • IR é o Imposto de Renda: Lei nº 9.430, de 27 dezembro de 1996
<i>Impostos PIS e COFINS</i>	PIS: 0,65% COFINS: 3,00%	As receitas fiscais baseiam-se nas normas brasileiras, que são informações públicas disponíveis: • PIS é o Programa de Integração Social: em http://www.portaltributario.com.br/tributos/pis.htm • COFINS é a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social: em http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/2003/lei10833.htm
<i>Imposto ICMS</i>	18%	O imposto receita de venda baseia-se nas normas brasileiras, que são informações públicas disponíveis: ICMS é o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços a

		ser recolhidos pelos estados: Secretaria de Estado de Fazenda do Rio de Janeiro: Decreto nº 27.427/00 (RICMS/00), datado de 17 de novembro de 2000 ³⁴ .
Vida útil (anos)	15 anos	O Relatório da Avaliação da SCS nº. 06212012.00 - Dois Arcos apresenta um período de avaliação de 15 anos. De acordo com a declaração do fabricante do sistema de transformação, o equipamento durabilidade de 20 anos. Portanto, o valor de mercado foi incluído no final do período de avaliação seguindo o §3º do Anexo 5, do EB62. O período de avaliação de 20 anos está também de acordo com o período padrão estabelecido no § 3º.

Como se pode observar, a TIR calculada do projeto BIOGÁS1/P1 é 4,80%, o que demonstra que o projeto não é economicamente atraente/está abaixo do índice de linha de base de 10,28%. O fluxo de caixa do projeto está disponível com os Participantes do Projeto e foi apresentado ao EOD.

Análise de sensibilidade

Para realizar a análise de sensibilidade da atividade de projeto proposta, os seguintes parâmetros foram alterados:

- Variação no preço do gás purificado em + 10%;
- Variação na geração de gás purificado em + 10%;
- Variação no investimento/CAPEX em - 10%;
- Variação dos custos operacionais em - 10%.

Tabela 5 - A tabela a seguir resume as TIRs resultantes da aplicação das diferentes hipóteses

Variações	Valor inicial	Valor revisado	Unidades	TIR
Variação no preço do gás purificado em + 10%	11,51	12,66	US\$/MMBTU	8,87%
Variação na geração de gás purificado em + 10%	265.118	291,630	MMBTU/ano	8,87%
Variação no investimento/CAPEX em - 10%	6.581.250	5.923.125	US\$	5,95%
Variação dos custos operacionais em - 10%	1.731.370	1.558.233	US\$/ano	7,92%

Conforme a Tabela anterior, a TIR do projeto permaneceu negativa quando os parâmetros acima flutuaram entre -10% e + 10%. De acordo com a análise de sensibilidade, mesmo com variações de $\pm 10\%$ dos principais parâmetros financeiros, a TIR do projeto ainda é negativa, considerando-se o índice de linha de base de 10,28%.

³⁴ Informação disponível em: <http://www.fazenda.rj.gov.br/sefaz/faces/menu_structure/legislacao/legislacao-estadual-navigation/coluna2/RegulamentoDoICMS?_afzLoop=91271095541000&datasource=UCMServer%23dDocName%3A80968&_afzWindowMode=0&_adf.ctrl-state=1020sw0x39_4#TITULO_I>.

É importante notar que a média da inflação brasileira em 2012 foi de 5,84%³⁵. O uso de 10% da variação nos custos e receitas da atividade de projeto, cerca de duas vezes a taxa de inflação de 2012, é uma abordagem muito conservadora.

De acordo com as “Diretrizes sobre a avaliação da análise de investimentos”, sempre que um cenário resultar em uma TIR maior do que o índice de linha de base deve-se apresentar uma avaliação de probabilidade da respectiva ocorrência. Embora nenhum dos cenários apresentados acima das TIRs atinja ou supere o índice de linha de base, os Participantes do Projeto também realizaram a análise de sensibilidade alterando cada parâmetro até que a TIR atingisse o índice de linha de base (10,28%) e analisaram a probabilidade de ocorrência desses cenários³⁶. Os resultados dessa análise de sensibilidade são apresentados na tabela a seguir:

Tabela 6 – Análise de sensibilidade 2

Cenário	Valor inicial	Valor revisado	Unidades	% mudança
(a) Aumento do preço do gás purificado	11,51	13,09	US\$/MMBTU	13,8%
(b) Aumento da geração de gás purificado	265.118	301.572	MMBTU/ano	13,8%
(c) Redução de investimento	6.581.250	4.195.547	US\$	36,3%
(d) Redução dos custos operacionais	1.731.370	1.414.529	US\$/ano	18,3%

A probabilidade da ocorrência desses cenários é apresentada a seguir:

(a) Aumento do preço do gás purificado

O preço do gás purificado considerado no fluxo de caixa do projeto é de US\$ 9,01/MMBTU mais impostos brasileiros, resultando em US\$ 11,51/MMBTU. O valor considerado é baseado em dados históricos do preço do gás natural (GN) disponível nos relatórios mensais do Ministério de Minas e Energia (MME)/Departamento de Gás Natural. Desse modo, foram considerados os dados desde o 1º Relatório Mensal emitido, o que abrange um período de 5,6 anos de análise.

Considerando-se um aumento de 13,8% no preço de GN, para que a TIR atinja o índice de linha de base, o preço do GN seria de US\$ 13,09/MMBTU. No entanto, há uma tendência de uma redução no preço GN considerando-se a oferta de gás de xisto. O gás de xisto introduziu novos parâmetros para o preço NG, reduzindo-o e desvinculando-o do preço do petróleo (GOMES, 2011)³⁷. A oferta inesperada de gás de xisto no mercado dos EUA tem surpreendido os mercados internacionais, inclusive o Brasil, que tinha intenção de exportar gás os EUA após a consolidação do pré-sal.

³⁵ Informação disponível em: <<http://g1.globo.com/economia/noticia/2013/01/inflacao-oficial-fecha-2012-em-584-aponta-ibge.html>>.

³⁶ Variação necessária durante a validação de MDL do Projeto. Por favor, consulte a resposta dos Participantes do Projeto no Requerimento de Ação Corretiva 4 do Protocolo de Validação.

³⁷ Estudo do Mercado Brasileiro de Gás Natural Contextualizado ao Shale Gas. Universidade do Rio Grande do Sul, 2011.

Tabela 7 – Projeção do preço do GN no Brasil: com base na hipótese de competitividade de 75%³⁸

Ano	Óleo combustível (US\$/MBtu)	GN (75% de óleo combustível) (US\$/MBtu)
2012	14,77	11,08
2013	14,49	10,64
2014	13,59	10,19
2015	12,81	9,61
2016	11,78	8,84
2017	10,95	8,21
2018	10,24	7,68
2019	9,59	7,20
2020	9,49	7,12
2021	9,50	7,12

Fonte: PDE 2021 (EPE, 2012)

Com o aumento da oferta de gás com as bacias de gás de xisto e de pré-sal descobertas no Brasil, espera-se um aumento na oferta de GN e, consequentemente, redução de seu preço. Assim, um aumento de 13,8% no preço do GN para que a TIR atinja o índice de linha de base não seria razoável no contexto elaboração de projeto, e não se espera que ocorra.

(b) Aumento da geração de gás purificado

A geração estimada de gás purificado que consta no fluxo de caixa do projeto baseia-se no Relatório de Avaliação da SCS, datado de agosto de 2012, considerando 1.200 Nm³/h de capacidade instalada.

Considerando-se um aumento de 13,8% na geração de gás para que a TIR atinja o índice de linha de base, a média de geração de gás purificado seria de 301.572 MMBTU/ano. No entanto, a capacidade instalada do sistema de transformação é de 1.200 Nm³/h, como verificado durante a visita ao local. Embora a geração de biogás possa aumentar, visto o aumento dos resíduos depositados no aterro sanitário Dois Arcos, a geração de gás purificado para venda é limitada à capacidade máxima do sistema de melhoria de gás, o que exigiria mais investimentos em equipamentos. Por conseguinte, um aumento de 13,8% na geração de gás purificado não é razoável no contexto do projeto, e não se espera que ocorra.

Ademais, a atividade de projeto foi concebida para a venda de gás e, portanto, não pode ser ineficiente e deve ser implantada do modo mais eficaz possível. Por esse motivo, o valor usado pelos Participantes do Projeto não é subestimado.

(c) Redução do custo de investimento

³⁸ 75% - Equivalência energética em US\$/MMBtu.

O investimento considerado no fluxo de caixa do projeto baseia-se no Relatório de Avaliação da SCS datado de agosto de 2012. A SCS Energy é uma empresa de engenharia terceirizada, contratada pelo desenvolvedor do projeto para realizar a análise técnica e financeira da implantação da atividade de projeto. De acordo com o Relatório de Avaliação da SCS, o investimento necessário para a implantação da atividade de projeto resulta em aproximadamente US\$ 6,6 milhões. Uma redução de 36,3% no investimento do projeto para a TIR atingir o valor de linha de base resultaria em aproximadamente US\$ 4,2 milhões.

Como não existem projetos semelhantes ao de Dois Arcos no Brasil (uso energético do biogás, com exceção daqueles que geram energia considerando as receitas do MDL), as Partes Participantes analisaram países desenvolvidos que experimentaram esse tipo de tecnologia. Segundo o *Landfill Gas Energy Development Project Handbook* (traduzido livremente como *Manual do Projeto de Desenvolvimento Energético de Gás de Aterro*), publicado pelo governo do estado de Vermont³⁹, nos EUA, o custo de investimento estimado para o projeto de gás de uso direto é de cerca de US\$ 4,6 milhões, e inclui sistema de coleta e queima de biogás, compressão de gás e manutenção para os equipamentos do usuário final, para o gasoduto e para o sistema de gestão de condensados para a remoção do condensado ao longo do gasoduto.

No entanto, de acordo com estudo de Bacon e Besant-Jones (1998), os investimentos reais em países em desenvolvimento são geralmente maiores do que a estimativa inicial⁴⁰. O estudo indica que, embora a razão entre o custo real e o estimado possa ser menor do que um (indicando investimento real menor do que estimado), menos de 10% dos projetos analisados tinham investimentos menores do que os previstos. Uma das conclusões é que “os valores estimados eram significativamente tendenciosos abaixo dos valores reais”. Na verdade, o investimento estimado necessário para a execução do Aterro Dois Arcos está em R\$ 18 milhões (cerca de US\$ 7.5 milhões) atualmente, conforme apresentado no relatório trimestral aos acionistas em junho de 2014. Por conseguinte, o investimento estimado atual de implantação do Aterro Dois Arcos é 13,6% maior do que o valor estimado considerado no fluxo de caixa do projeto no momento da decisão de investimento.

Em suma, o investimento considerado no fluxo de caixa do projeto é embasado por provas documentais fiáveis (um terceiro contratado pelo desenvolvedor do projeto) e é muito conservador apesar de o projeto ser inovador no país. Por isso, uma redução de 36,3% no investimento do projeto não é razoável no contexto do projeto e, na verdade, não está prevista para ocorrer.

(d) Redução de custos operacionais

Os custos operacionais apresentados no fluxo de caixa do projeto incluem commodities, operação e manutenção, mão de obra, despesas de escritório, energia elétrica, imposto de propriedade, seguro, e despesas gerais e administrativas. Os custos operacionais totais giram em cerca de US\$ 1,7 milhões/ano, tal como apresentado no Relatório de Avaliação da SCS, de agosto de 2012. Uma redução dos custos do projeto para que a TIR atingisse o índice de linha de base resultaria em uma diminuição de 18,3% dos custos operacionais estimados, ou seja, US\$ 1,4 milhões/ano.

³⁹ Disponível em: <http://psb.vermont.gov/sites/psb/files/docket/7523/Discovery/GMPFirstRound/NewGMP/REV_GMP-1_19%20LMOP%20-%20pdh_chapter4.pdf>.

⁴⁰ R. W. Bacon and J. E. Besant Jones (1998). Estimating construction costs and schedules – Experience with power generation projects in developing countries. *Energy Policy*, vol. 26, no 4, pp 317-333.

Conforme mencionado no item (c), não há projetos semelhantes ao de Dois Arcos no Brasil e, portanto, a linha de base para os custos envolvidos no projeto é baseada em literatura de um país desenvolvido. Segundo o *Landfill Gas Energy Development Project Handbook*, publicado pelo Governo do estado de Vermont⁴¹, nos EUA, o custo estimado de operação e manutenção (O&M) para um projeto de gás de uso direto é de cerca de US\$ 408.089/ano, que é semelhante ao custo do projeto Dois Arcos, ou seja, uma média de US\$ 500.239/ano. Visto que esse tipo de tecnologia não é desenvolvido no País Anfitrião, os custos são geralmente mais elevados, considerando-se treinamento de pessoal, serviços especializados, reparação de equipamentos, e outros, que necessitam ser importados de países do Anexo I. Portanto, os custos estimados de O&M considerados para o projeto Dois Arcos são razoáveis e conservadores.

Infelizmente, o projeto ainda não está operacional e a linha de base de outros custos que compunham as despesas operacionais (*Opex*) anuais – como o imposto sobre a propriedade, seguros, custos de energia, despesas gerais e administrativas – não foram encontrados na literatura. No entanto, as Partes Participantes salientam que os dados considerados no fluxo de caixa do projeto foram disponibilizados por uma empresa terceirizada contratada pelo desenvolvedor do projeto, a fim de avaliar a viabilidade técnica e financeira do projeto Dois Arcos. Por conseguinte, uma redução de 18,3% não é um cenário razoável no contexto desta atividade de projeto, e não se espera que ocorra.

Resultado: Todas as informações usadas nessa análise de sensibilidade são baseadas em dados oficiais e foram apresentadas à EOD durante a validação do projeto. A TIR da atividade de projeto Dois Arcos, sem ser registrada como um projeto de MDL, está abaixo do índice de linha de base, evidenciando que a atividade de projeto não é financeiramente atraente para o investidor, mesmo quando os parâmetros mudam a favor do projeto.

PASSO 4: Análise de prática comum

A Ferramenta Combinada estabelece que para essas atividades de projeto de MDL que consistem em uma das medidas que estão listadas na seção de definições da ferramenta, a abordagem apresentada na *Passo 4a* deverá ser utilizada. As medidas enumeradas na ferramenta são:

- (a) Mudança de combustível e matéria-prima;
- (b) Mudança de tecnologia com ou sem mudança de fonte de energia (inclusive melhoria da eficiência energética, bem como utilização de energias renováveis);
- (c) Destruição do metano;
- (d) Contenção de formação de metano.

A proposta de atividade de projeto de MDL corresponde à opção (c), já vez que consiste em destruir o metano contido no aterro⁴². Assim, deve-se adotar a abordagem fornecida na *Passo 4a*.

Passo 4a: A(s) atividade(s) de projeto de MDL proposta(s) aplica(m) medida(s) que estão listadas na seção de definições acima

⁴¹ Disponível em: <http://psb.vermont.gov/sites/psb/files/docket/7523/Discovery/GMPFirstRound/NewGMP/REV_GMP-1_19%20LMOP%20-%20pdh_chapter4.pdf>.

⁴² Analogamente ao exemplo fornecido no Anexo 8 da EB 62.

De acordo com a ferramenta combinada, a abordagem por etapas, apresentadas a seguir, deve ser aplicada visto que a Atividade de Projeto de MDL proposta é composta por uma das medidas enumeradas na seção Definições.

Subpasso 4a(1): Calcule o intervalo de saída aplicável como +/- 50% das produções do projeto ou da capacidade da atividade de projeto proposta.

Produção é definida nas “Orientações sobre a prática comum”, como *bens ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis (por exemplo, clínquer, iluminação, cozinha residencial)*.

A Atividade de Projeto de MDL proposta visa fornecer metano a partir do biogás, substituindo o uso do gás natural. Portanto, a produção é o biogás total coletado e transformado para atender consumidores externos.

A atividade de projeto é projetada para ter uma capacidade instalada de 1,200 Nm³/h, ou seja, 10.512.000 Nm³/ano (em plena capacidade). Assim, a gama aplicável é de 5.256.000 Nm³/ano e 15.768.000 Nm³/ano.

Subpasso 4a(2): Na área geográfica aplicável, identifique todas as usinas que entregam a mesma produção ou capacidade dentro do intervalo de saída aplicável, calculado no Passo 1, como a atividade de projeto proposta, e que começaram a operar comercialmente antes da data de início do projeto. Observe os números N_{all} . As atividades de projeto de MDL registradas e as atividades de projetos submetidas à validação não devem ser incluídas nesta etapa.

As “Orientações sobre a prática comum” afirmam que a *área geográfica aplicável cobre todo o País Anfitrião por padrão*. Portanto, o Brasil é identificado como a área geográfica aplicável para efeitos da realização de análise de prática comum.

A data de início da Atividade de Projeto de MDL proposta é 17 de dezembro de 2012. Desse modo, todos os aterros que começaram a coletar biogás e transformá-lo para os consumidores externos antes dessa data têm de ser avaliados.

De acordo com o “Diagnóstico do Manejo de Resíduos Sólidos Urbanos 2012”, elaborado pelo Ministério das Cidades, há 765 locais de disposição de resíduos sólidos no País Anfitrião distribuídos em lixão a céu aberto, e aterros de compostagem, de reciclagem, e aterros sanitário e controlados. No entanto, não foi identificado qualquer aterro que recolha o biogás e o transforme em gás natural.

De acordo com o “Atlas Brasileiro de Emissões de GEE e Potencial Energético na Destinação de Resíduos Sólidos”⁴³, publicado pela ABRELPE em 2013, há 22 (vinte e dois) projetos de biogás que abrangem geração de energia elétrica e apenas 1 (um) que prevê a transformação de biogás para abastecer o sistema de distribuição de GN. Portanto, $N_{all} = 1$.

Contudo, para o conhecimento dos desenvolvedores de projetos, identificou-se o projeto do Aterro Gramacho como semelhante ao do Aterro Dois Arcos, e também se trata de uma atividade de projeto de MDL (ref. 9087)⁴⁴.

⁴³ ABRELPE (2013). Atlas Brasileiro de Emissões de GEE e Potencial Energético na Destinação de Resíduos Sólidos. Relatório apoiado pela Agência de Proteção Ambiental Americana (EPA) e pela Iniciativa Global de Metano. Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais – ABRELPE. A ABRELPE é uma associação fundada em 1976 e é a representante da Associação Internacional de Resíduos Sólidos (ISWA) no Brasil.

⁴⁴ Projeto de biogás de Gramacho <<https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1356155404.95/view>>.

Portanto, $N_{all} = 0$, já que não há projetos semelhantes à atividade de projeto proposta e, já que todos os projetos que envolvem biogás para uso energético estão relacionados com a geração de energia e também são atividades de projeto de MDL. De acordo com a informação mais recente disponibilizada pela ABRELPE, os 23 projetos identificados são também projetos de MDL.

Subpasso 4a(3): Dentro das fábricas descritas no Passo 2, identifique aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposta. Observe número delas N_{diff} .

Se $N_{all} = 0$, $N_{diff} = 0$.

Subpasso 4a(4): Calcule o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$, que representa a proporção de usinas que utilizam uma tecnologia semelhante à tecnologia utilizada na atividade de projeto proposta em todas as usinas que entregam a mesma produção ou capacidade como atividade de projeto proposta. A atividade de projeto proposta é considerada prática comum dentro de um setor na área geográfica aplicável se as seguintes condições forem cumpridas:

(a) O fator F é maior do que 0,2; e

(b) $N_{all}-N_{diff}$ é maior que 3.

Diante do acima exposto, não há projetos similares à atividade de projeto Dois Arcos. Assim, as condições do Subpasso 4a (4) são atendidas e o projeto é adicional.

Resultado do Passo 4: a atividade de projeto proposta não é uma prática comum no País Anfitrião e, por isso, é adicional.

B.5. Demonstração de adicionalidade

A adicionalidade da atividade de projeto proposta foi demonstrada usando a “Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar a adicionalidade”, em consonância com as exigências da metodologia ACM0001. Consulte a seção B.4 acima para obter detalhes.

Consideração Prévia do MDL e ações continuadas e reais para proteger o status de MDL

De acordo com o “Glossário de Termos de MDL” (EB66, Anexo 63), a data de início da Atividade de Projeto de MDL corresponde à “data mais antiga em que a implantação, construção ou ação real de uma atividade de projeto de MDL ou PoA começa”.

A data de início identificada da atividade de projeto proposta é 17 de dezembro de 2012, que corresponde à data em que o aporte de capital para a implantação do projeto proposto foi aprovado. Para detalhes sobre como a data de início do projeto foi identificada, consulte a Seção C.1.1.

Com relação à demonstração da consideração prévia do MDL, o “Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo”, exige que a consideração do MDL seja demonstrada por esses projetos para os quais a data de início identificada é anterior à data de publicação do DCP para consulta global das partes interessadas.

Além disso, o parágrafo 7 do “Procedimento do Ciclo do Projeto” estabelece que “Para atividades de projeto com data de início em ou após 2 de agosto de 2008, os participantes do projeto deverão comunicar, por escrito, à(s) autoridade(s) nacional(is) designada(s) da(s) Parte(s) Anfitriã(s) da atividade de projeto e do secretariado, o início da atividade de projeto e sua intenção

em buscar o status de MDL no prazo de 180 dias a contar da data de início da atividade de projeto, conforme definido no “Glossário de termos de MDL”, usando o “Formulário de consideração prévia de MDL” (F-CDM-PC). Tal notificação não é necessária se:

- (a) “Um DCP da atividade de projeto foi publicado para consulta global das partes interessadas, em conformidade com o parágrafo 16 abaixo; ou (...)”.

A Atividade de Projeto de MDL proposta notificada tanto pelo Conselho Executivo (EB) do MDL e pela Autoridade Nacional Designada brasileiro da sua intenção de buscar o registro em 27 de março de 2013. A confirmação do recebimento dessas entidades está disponível com Participantes do Projeto e foi enviada à EOD.

B.6. Reduções de emissões

B.6.1. Explicação de escolhas metodológicas

Emissões de linha de base (BE_y)

As emissões de linha de base para a atividade de projeto proposta são determinadas de acordo com a seguinte equação:

$$BE_y = BE_{CH_4,y} + BE_{EC,y} + BE_{HG,y} + BE_{NG,y}$$

Equação 1

Onde,

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂e/ano);

$BE_{CH_4,y}$ = Emissões de linha de base de metano provenientes do LDRS no ano y (tCO₂e/ano);

$BE_{EC,y}$ = Emissões de linha de base associadas com a geração de energia no ano y (tCO₂/ano);

$BE_{HG,y}$ = Emissões de linha de base associadas com geração de calor no ano y (tCO₂/ano);

$BE_{NG,y}$ = Emissões de linha de base associadas com o uso de gás natural no ano y (tCO₂/ano).

As emissões de linha de base associadas com a geração de calor no ano y ($BE_{HG,y}$) e a geração de energia no ano y ($BE_{EC,y}$) não são aplicáveis à atividade de projeto proposta e, portanto, eles são iguais a zero.

Emissões de linha de base de metano provenientes do LDRS ($BE_{CH_4,y}$)

As emissões de linha de base de metano provenientes do LDRS são determinadas com base na quantidade de metano que é capturado sob a atividade de projeto e a quantidade que seria capturada e destruída na linha de base (por exemplo, devido à normas). Além disso, o efeito de

oxidação do metano que está presente na linha de base e ausente no projeto é levado em consideração⁴⁵.

$$BE_{CH_4,y} = ((1 - OX_{top_layer}) \times F_{CH_4,PJ,y} - F_{CH_4,BL,y}) \times GWP_{CH_4} \quad \text{Equação 2}$$

Onde,

$BE_{CH_4,y}$ = Emissões de linha de base de metano dos LDRS no ano y (tCO₂e/ano)

OX_{top_layer} = Fração de metano no biogás que seria oxidada na camada superior dos LDRS na linha de base (sem dimensão) (valor padrão de 0,1)

$F_{CH_4,PJ,y}$ = Quantidade de metano no biogás que é queimado e/ou usado na atividade de projeto no ano y (tCH₄/ano)

$F_{CH_4,BL,y}$ = Quantidade de metano no biogás que seria queimado na linha de base no ano y (tCH₄/ano)

GWP_{CH_4} = Potencial de aquecimento global do CH₄ (tCO₂e/tCH₄) (valor padrão de 25)

Determinação de $F_{CH_4,BL,y}$

A NBR 13896/97, que consiste em normas técnicas publicadas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), estabelece os requisitos para o desenvolvimento de projeto, implantação e operação de aterros visando minimizar as emissões de gases e promover a captura e gestão correta de gases. Todavia, a sua utilização não é obrigatória e a norma também não especifica a quantidade de metano a ser destruída, nem o sistema que será posto em prática. Além disso, não existe lei federal/estadual/local que exija a destruição do metano.

Anteriormente à implantação da Atividade de Projeto de MDL proposta havia um sistema passivo e o metano era queimado de forma não controlada (Figura 7). Assim, para o entendimento dos participantes do projeto, o Caso 1 é aplicável ao Projeto de Aterro Dois Arcos (ou seja, nenhuma exigência técnica para destruir metano e nenhum sistema de captura e destruição de biogás existente). No entanto, com base nos esclarecimentos do Painel de Metodologia recebido⁴⁶, o Caso 3 é aplicável ao presente caso, ou seja, não há qualquer exigência para destruir metano, mas há um sistema de captura de biogás.

⁴⁵ OX_{top_layer} é a fração do metano no biogás que oxidaria na camada superior do LDRS na ausência da atividade de projeto. Com a atividade de projeto, esse efeito é reduzido à medida que uma parte do biogás é capturado e não passa através da camada superior do LDRS. Este efeito de oxidação também é contabilizado na ferramenta metodológica "Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos". Além desse efeito, a instalação de um sistema de captura de biogás no âmbito da atividade de projeto pode resultar na aspiração de ar adicional para dentro do LDRS. Em alguns casos, por exemplo, com uma elevada pressão de sucção, o ar pode diminuir a quantidade de metano que é gerado na atividade de projeto. No entanto, na maioria dos casos em que o biogás é capturado e utilizado esse efeito foi considerado muito pequeno, pois os operadores do LDRS, na maioria dos casos, recebem incentivo para manter uma concentração elevada de metano no biogás. Por esse motivo, esse efeito é desprezado como uma hipótese conservadora.

⁴⁶ AM_CLA_0265 - Procedimento para determinar a quantidade de metano que teria sido capturado e destruído (por queima) na linha de base ($F_{CH_4,BL,y}$). Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/clarifications/90436>

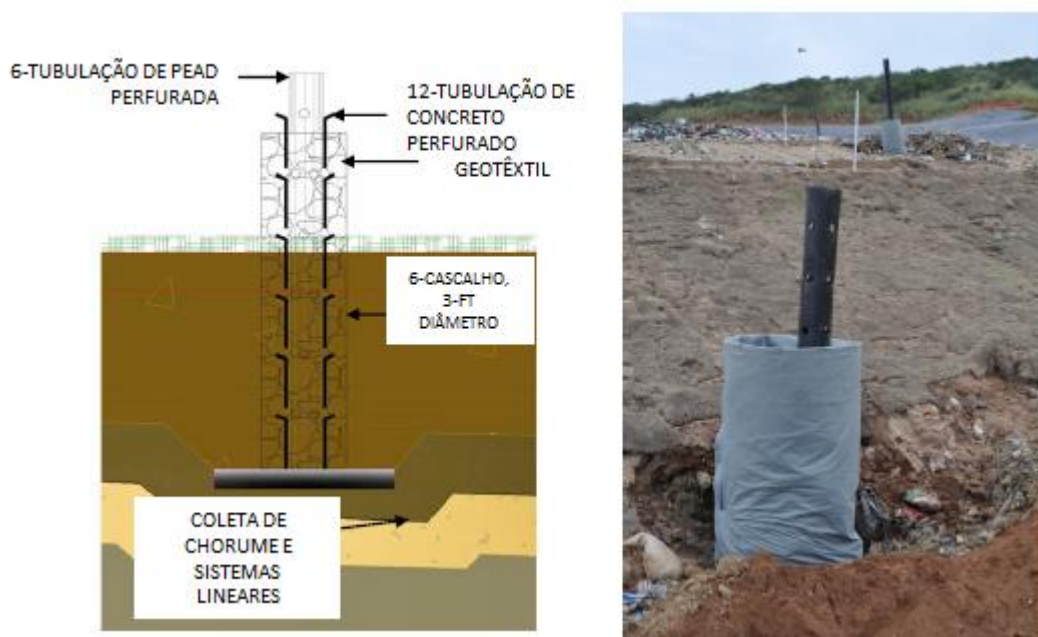


Figura 7 – Poços existentes no local do projeto anteriormente à implantação do Projeto Atividade de MDL (Fonte: Relatório da SCS).

De acordo com a metodologia ACM0001, sob o **Caso 3**, $F_{CH_4,BL,y} = F_{CH_4,BL,sys,y}$ e, já que não há dados monitorados ou históricos sobre a quantidade de metano que foi capturado no ano anterior à implantação da situação do projeto (opção C), aplica-se a seguinte equação:

$$F_{CH_4,BL,sys,y} = 0.2 \times F_{CH_4,PJ,y}$$

Equação 3

Determinação ex-post de $F_{CH_4,PJ,y}$

Durante o período de créditos, o $F_{CH_4,PJ,y}$ deve ser determinado como a soma das quantidades de metano queimado e encaminhado para a rede de distribuição de gás natural, considerando-se a seguinte equação:

$$F_{CH_4,PJ,y} = F_{CH_4,flared,y} + F_{CH_4,EL,y} + F_{CH_4,HG,y} + F_{CH_4,NG,y}$$

Equação 4

Onde:

$F_{CH_4,PJ,y}$ = Quantidade de metano no biogás que é queimado e/ou usado na atividade de projeto no ano y (tCH₄/ano)

$F_{CH_4,flared,y}$ = Quantidade de metano no biogás que é destruído pela queima no ano y (tCH₄/ano)

$F_{CH_4,EL,y}$ = Quantidade de metano no biogás que é usado para geração de energia no ano y (tCH₄/ano)

$F_{CH_4,HG,y}$ = Quantidade de metano no biogás que é usado para a geração de calor no ano y (tCH₄/ano)

$F_{CH_4,NG,y}$ = Quantidade de metano no biogás que é enviado para a rede de distribuição de gás natural e/ou para os caminhões no ano y (tCH₄/ano)

No caso da atividade de projeto, $F_{CH4,HG,y}$ e $F_{CH4,EL,y}$ são iguais a zero, já que nem calor nem energia será gerada utilizando o biogás.

A determinação *ex-post* de $F_{CH4,NG,y}$ é calculada usando a “Ferramenta para determinar o fluxo de massa de um gás de efeito estufa em um fluxo gasoso”. Visto que a atividade de projeto proposta está sob comissionamento e não se sabe se a temperatura/pressão será monitorada em todos os pontos de medição, o DCP apresenta o cenário mais possível para monitoramento de biogás e de metano. Apesar de as opções escolhidas no momento da verificação do projeto, o monitoramento será conduzido de acordo com a metodologia ACM0001 e com a “Ferramenta para determinar o fluxo de massa de um gás de efeito estufa em um fluxo gasoso”.

Em seguida, o cenário mais plausível para o cálculo de $F_{CH4,NG,y}$ é a **Opção A** da Ferramenta (ou seja, fluxo de massa de biometano e fração volumétrica de metano medidos em base seca). Então, $F_{CH4,NG,y} = F_{i,t}$.

Ao se considerar essa opção, é necessário demonstrar que o fluxo gasoso é seco ao:

- (a) Medir o teor úmido do fluxo gasoso ($C_{H2O,t,db,n}$) e demonstrar que é menor ou igual a 0,05 kg de H_2O/m^3 de gás seco; ou
- (b) Demonstrar que a temperatura do fluxo gasoso (T_t) é inferior a 60° C (333,15 K) no ponto de medição de fluxo.

Se não puder se demonstrar que o fluxo gasoso é seco, então a medição de fluxo deve ser tomada como sendo em base úmida e a opção correspondente disponível na ferramenta deve ser aplicada em seu lugar.

$$F_{i,t} = V_{t,db} \times v_{i,t,db} \times \rho_{i,t} \quad \text{Equação 5}$$

E

$$\rho_{i,t} = \frac{P_t \times MM_i}{R_u \times T_t} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

- $F_{i,t}$ = Fluxo de massa de gás de efeito estufa i no fluxo gasoso em intervalo de tempo t (kg gás/h);
- $V_{t,db}$ = Fluxo volumétrico gasoso em intervalo de tempo t em base seca (m^3 gás úmido/h);
- $v_{i,t,db}$ = Fração volumétrica de gás de efeito estufa i no fluxo gasoso no intervalo de tempo t em base seca (m^3 gás i / m^3 gás seco);
- $\rho_{i,t}$ = Densidade de gás de efeito de estufa i no fluxo gasoso em intervalo de tempo t (kg gás i / m^3 gás i);
- P_t = Pressão absoluta de fluxos gasosos em intervalo de tempo t (Pa);
- MM_i = Massa molecular de gás de efeito estufa i (kg/kmol);
- R_u = Constante universal dos gases ideais (Pa. m^3 /kmol.K);
- T_t = A temperatura do fluxo gasoso no intervalo de tempo t (K).

$F_{CH4,flared,y}$ é determinado como a diferença entre a quantidade de metano fornecido à(s) queima(s) e quaisquer emissões de metano provenientes da(s) queima(s), como a seguir:

$$F_{CH4,flared,y} = F_{CH4,sent_flare,y} - \frac{PE_{flare,y}}{GWP_{CH4}} \quad \text{Equação 7}$$

Onde,

$F_{CH4,flared,y}$ = Quantidade de metano no biogás que é destruído pela queima no ano y (tCH₄/ano);

$F_{CH4,sent_flare,y}$ = Quantidade de metano no biogás que é enviado para queima no ano y (tCH₄/ano);

$PE_{flare,y}$ = Emissões do projeto provenientes da queima do fluxo de gás residual no ano y (tCO₂e/ano);

GWP_{CH4} = Potencial de aquecimento global do CH₄ (tCO₂e/tCH₄).

$F_{CH4,sent_flare,y}$ é determinado diretamente usando a “Ferramenta para determinar o fluxo de massa de um gás de efeito estufa em um fluxo gasoso”. Seguindo a abordagem de simplificação fornecida pela ferramenta, que também é permitida pela metodologia ACM0001, somente a fração volumétrica de gases k , que são gases de efeito de estufa e são considerados no cálculo de redução de emissões na metodologia subjacente, deve ser monitorizada. No contexto da atividade de projeto proposta, o único gás a ser monitorizado é o metano (CH₄). A diferença para 100% será considerada como nitrogênio puro.

Para o cálculo de $F_{CH4,sent_flare,y}$, a **Opção C** da Ferramenta é o cenário mais plausível (ou seja, o biogás e a fração volumétrica de metano são medidos em base úmida). Então, $F_{CH4,sent_flare,y} = F_{i,t}$.

$$F_{i,t} = V_{t,wb,n} \times v_{i,t,wb} \times \rho_{i,n} \quad \text{Equação 8}$$

E:

$$\rho_{i,n} = \frac{P_n \times MM_i}{R_u \times T_n} \quad \text{Equação 9}$$

Onde:

$F_{i,t}$ = Fluxo de massa de gás de efeito estufa i no fluxo gasoso em intervalo de tempo t (kg gás/h);

$V_{t,wb,n}$ = Fluxo volumétrico gasoso em intervalo de tempo t em base úmida e condições normais (m³ gás úmido/h);

$v_{i,t,wb}$ = Fração volumétrica de gás de efeito estufa i no fluxo gasoso no intervalo de tempo t em base úmida (m³ gás i / m³ gás úmido);

$\rho_{i,n}$ = Densidade de gás de efeito de estufa i no fluxo gasoso em condições normais (kg gás i /m³ gás úmido i);

P_n = Pressão absoluta em condições normais (Pa);

T_n = Temperatura em condições normais (K);

MM_i = Massa molecular de gás de efeito estufa i (kg/kmol);

R_u = Constante universal dos gases ideais (Pa.m³/kmol.K).

A seguinte equação deve ser usada para converter o fluxo volumétrico gasoso de condições reais para condições normais de temperatura e pressão:

$$V_{t,wb,n} = V_{t,wb} \times [(T_n / T_t) \times (P_t / P_n)]$$

Onde:

$V_{t,wb,n}$ = Fluxo volumétrico gasoso em um intervalo de tempo t em base úmida em condições normais (m³ de gás úmido/h);

$V_{t,wb}$ = Fluxo volumétrico gasoso no intervalo de tempo t em base úmida (m³ de gás úmido/h);

P_t = Pressão do fluxo gasoso no intervalo de tempo t (Pa);

T_t = Temperatura do fluxo gasoso no intervalo de tempo t (K);

P_n = Pressão absoluta em condições normais P (Pa);

T_n = Temperatura em condições normais (K).

É importante ressaltar que o gás purificado que não atinge as especificações para ser entregue no gasoduto de GN será queimado. Para determinar o biogás que resultou do retorno do sistema de transformação e que será queimado, a Opção A é o cenário mais plausível de ser aplicado (fluxo volumétrico de biometano e fluxo volumétrico de metano medidos em base seca), seguindo as equações 5 e 6 acima.

Determinação ex-ante de $F_{CH_4,PJ,y}$

Uma estimativa *ex-ante* é necessária para calcular as emissões de linha de base. De acordo com a metodologia ACM0001, deve ser determinada da seguinte forma:

$$F_{CH_4,PJ,y} = \eta_{PJ} \cdot BE_{CH_4,SWDS,y} / GWP_{CH_4}$$

Equação 11

Onde,

$F_{CH_4,PJ,y}$ = Quantidade de metano no biogás que é queimado e/ou usado na atividade de projeto no ano y (tCH₄/ano);

$BE_{CH_4,SWDS,y}$ = Quantidade de metano no biogás que é gerado a partir dos LDRS no cenário de linha de base no ano y (tCO₂e/ano);

η_{PJ} = PJ = Eficiência do sistema de captura de biogás que será instalado na atividade do projeto, esse é considerado como 60% conforme apresentado no Relatório de Avaliação da SCS 06212012.00, datado de agosto de 2012;

GWP_{CH_4} = Potencial de aquecimento global do CH₄ (tCO₂e/tCH₄).

$BE_{CH_4,SWDS,y}$ é determinado usando a ferramenta metodológica “Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos”. As orientações a seguir devem ser levadas em conta ao se aplicar a ferramenta:

- Na ferramenta, deve-se atribuir um valor de 0 a f_y , porque a quantidade de biogás que teria sido capturado e destruído já é contabilizada por $F_{CH_4,BL,y}$;
- Na ferramenta, x começa com o ano em que o LDRS começou a receber resíduos (por exemplo, o primeiro ano de operação do LDRS); e
- A amostragem para determinar as frações de diferentes tipos de resíduos não é necessária porque a composição dos resíduos pode ser obtida a partir de estudos anteriores (obtidos a partir de dados da COMLURB).

A **Aplicação A** da ferramenta é usada (ou seja, a atividade de projeto mitiga as emissões de metano a partir de um local de disposição de resíduos sólidos – LDRS – específico existente). Foi feita uma seleção anual assim que o aterro sanitário Dois Arcos começou a receber resíduos em 2008.

A quantidade de metano que seria, na ausência da atividade do projeto, gerada a partir da eliminação de resíduos no local de disposição de resíduos sólidos ($BE_{CH_4,SWDS,y}$) é calculada por meio de um modelo multifase. O cálculo é baseado em um modelo de decaimento de primeira ordem (DOM).

$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \phi \times (1 - f_y) * GWP_{CH_4} * (1 - OX) * \frac{16}{12} * F * DOC_{t,y} * MCF_y * \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} * DOC_j * e^{-k_j(y-x)} * (1 - e^{-k_j}) \quad \text{Equação 12}$$

Onde,

- $BE_{CH_4,SWDS,y}$ = Emissões de linha de base de metano que ocorrem no ano y geradas a partir de eliminação de resíduos no local de disposição de resíduos sólidos (LDRS) durante um período que termina no ano y (tCO₂e/y)
- ϕ = Fator de correção do modelo para contabilizar as incertezas do modelo (valor padrão de 0,75), foi selecionada Opção 1 na Ferramenta, valor conforme a Tabela 3 da Ferramenta.
- f = Fração de metano capturado no LDRS e incinerado, queimado ou utilizado de outra maneira que impede emissões de metano na atmosfera no ano y . Como esse já se encontra contabilizado em $F_{CH_4,BL,y}$, deve-se atribuir um valor de 0 para “ f ” na Ferramenta.
- GWP_{CH_4} = Potencial de Aquecimento Global (PAG) do metano, válido para o período de compromisso relevante (valor padrão de 25)
- OX = Fator de Oxidação (refletindo a quantidade de metano do LDRS que é oxidada no solo ou outro material cobrindo os resíduos) (valor padrão de 0,1)
- F = Fração de metano no gás do LDRS (fração de volume) (valor padrão de 0,5)
- $DOC_{t,y}$ = Fração de carbono orgânico degradável (COD) que se decompõe em condições específicas que ocorrem no LDRS para o ano y (fração de peso) (valor padrão de 0,5).
- MCF_y = Fator de correção do metano para o ano y (valor padrão de 1,0 para locais de disposição de resíduos sólidos gerenciados anaerobicamente)
- $W_{j,x}$ = Quantidade de resíduos sólidos tipo j descartados ou cuja disposição foi impedida no LDRS no ano x (t).
- DOC = Fração de carbono orgânico degradável (por fração de peso) no tipo de resíduo j (valor padrão com base no tipo de resíduos)
- k_j = Taxa de degradação para o tipo de resíduo j (1/ano) (valor padrão com base no tipo e temperatura de resíduos)
- j = Tipo de resíduos ou tipos de resíduos sólidos urbanos (RSU)
- x = Anos do período de tempo em que os resíduos são descartados no LDRS, estendendo-se desde o primeiro ano do período de tempo ($x = 1$) até o ano ($x = y$)

y = Ano em que as emissões de metano são calculadas (considerando-se um período consecutivo de 12 meses)

Emissões de linha de base associadas com a utilização de gás natural ($BE_{NG,y}$)

As $BE_{NG,y}$ são estimadas da seguinte forma:

$$BE_{NG,y} = 0.0504 \times F_{CH4,NG,y} \times EF_{CO2,NG,y} \quad \text{Equação 13}$$

Onde,

$BE_{NG,y}$ = Emissões de linha de base associadas ao uso de gás natural no ano y (tCO₂/ano);

$EF_{CO2,NG,y}$ = Fator médio de emissão de CO₂ do gás natural na rede de gás natural ou em caminhões no ano y (tCO₂/ano);

$F_{CH4,NG,y}$ = Quantidade de metano no biogás que é enviado para a rede de distribuição de gás natural ou por meio de caminhões no ano y (tCH₄/ano).

$EF_{CO2,NG,y}$ é determinada usando a “Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis”.

Emissões do Projeto (PE_y)

De acordo com a metodologia ACM0001, as fontes de emissões de projeto são calculadas com base na equação abaixo:

$$PE_y = PE_{EC,y} + PE_{FC,y} + PE_{DT,y} \quad \text{Equação 14}$$

Onde,

$PE_{EC,y}$ = Emissões provenientes de consumo de energia devido à atividade de projeto no ano y (tCO₂/ano);

$PE_{FC,y}$ = Emissões d provenientes consumo de combustíveis fósseis causadas pela atividade de projeto, para outros fins que não a produção de energia, no ano y (tCO₂/ano);

$PE_{DT,y}$ = Emissões provenientes da distribuição de biogás comprimido/liquefeito usando caminhões, no ano y (tCO₂/ano).

$PE_{DT,y}$ é zero, já que até a data de início do período de créditos do projeto, o sistema de distribuição de GN será construído. No entanto, se houver atrasos na construção, o monitoramento das $PE_{DT,y}$, será realizado em conformidade com a metodologia.

Além disso, os Participantes do Projeto incluíram na equação acima emissões do projeto decorrentes da queima ($PE_{flare,y}$), seguindo a ferramenta metodológica “Emissão do projeto decorrentes da queima”.

Emissões de consumo de energia ($PE_{EC,y}$)

As emissões do projeto provenientes do consumo de energia ($PE_{EC,y}$) serão calculadas seguindo os procedimentos estabelecidos pela “Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto e/ou das fugas provenientes do consumo de energia elétrica”. Durante o período

de créditos, espera-se que a energia elétrica seja utilizada a partir da rede para a operação (processual e administrativa) da fábrica. Portanto, utiliza-se a Opção **A.1** da “Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto e/ou das fugas provenientes do consumo de energia elétrica”. Nessa opção, as emissões do projeto provenientes do consumo de energia da rede são calculadas com base na energia consumida pela atividade do projeto e o fator de emissão da rede elétrica, ajustado para as perdas de transmissão, utilizando a seguinte fórmula:

$$PE_{EC, grid, y} = \sum_j EC_{PJ, j, y} \times EF_{EL, j, y} \times (1 + TDL_{j, y}) \quad \text{Equação 15}$$

Onde,

$PE_{EC, grid, y}$ = Emissões do projeto provenientes do consumo de energia da rede elétrica pela atividade do projeto durante o ano y (tCO₂/ano);

$EC_{PJ, y}$ = Quantidade de energia consumida pela fonte de consumo de energia j do projeto no ano y (MWh)

$EF_{EL, j, y}$ = Fator de emissão para geração de energia para a fonte j no ano (tCO₂/MWh)

$TDL_{j, y}$ = Médias de perdas técnicas de transmissão e distribuição ao fornecer energia para a fonte j no ano y

j = Fontes de consumo de energia elétrica no projeto

As fontes de energia j correspondem a todas as fontes de energia consumida para a operação do sistema de captura de biogás, para o processamento e transformação do biogás, para o transporte do biogás para a queima, para a compressão do biogás em rede de gás natural, etc. Para a estimativa *ex-ante* de energia consumida, foi utilizada a potência instalada do sistema ativo de coleta de biogás, bem como os equipamentos da instalação de transformação de biogás.

Com relação ao $TDL_{j, y}$, a “Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto e/ou das fugas provenientes do consumo de energia elétrica” prevê a utilização de dados disponíveis no país anfitrião, se disponíveis, ou um valor padrão de 20%. O $TDL_{j, y}$ é divulgado publicamente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para cada concessionária de energia elétrica. AMPLA Energia e Serviços S/A é a concessionária de energia responsável pelo fornecimento de energia no local do projeto e, por isso, os dados da ANEEL devem ser utilizados no momento da verificação do projeto. Para a estimativa *ex-ante*, são utilizados os dados padrão fornecidos pela ferramenta.

O Fator de Emissão foi calculado de acordo com a “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para sistemas de energia elétrica”. A Ferramenta considera a determinação do fator de emissão para a rede elétrica à qual a atividade de projeto está conectada como dados principais a serem determinados no cenário de linha de base. Assim, $EF_{EL, y} = EF_{grid, CM, y}$.

O Fator de Emissão é calculado como a Margem Combinada (MC), que compreende dois componentes: Margem de Construção (MC) e da Margem de Operação (MO). A MC avalia a contribuição das usinas de energia que seriam construídas caso as instalações do projeto não fossem implantadas. A MO avalia a contribuição das usinas de energia que seriam despachadas na ausência da atividade de projeto.

A “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para sistemas de energia elétrica” apresenta as seguintes etapas para calcular o Fator de Emissão:

- **PASSO 1** – Identifique os sistemas elétricos relevantes

De acordo com a ferramenta, “Se as autoridades nacionais competentes do país anfitrião publicarem uma descrição do sistema elétrico do projeto e dos sistemas elétricos interligados, essas descrições deverão ser utilizadas. Caso não estejam disponíveis, os participantes do projeto deverão definir o sistema elétrico do projeto e quaisquer sistemas elétricos interligados, e justificar e documentar os seus pressupostos no MDL-DCP”.

As autoridades nacionais competentes brasileiras publicaram a Resolução nº 8, publicada em 26 de maio de 2008, a qual define o Sistema Interligado Nacional como um sistema único que abrange todas as cinco macro-regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste). Assim, esse valor será usado para calcular o fator de emissão de linha de base da rede elétrica.

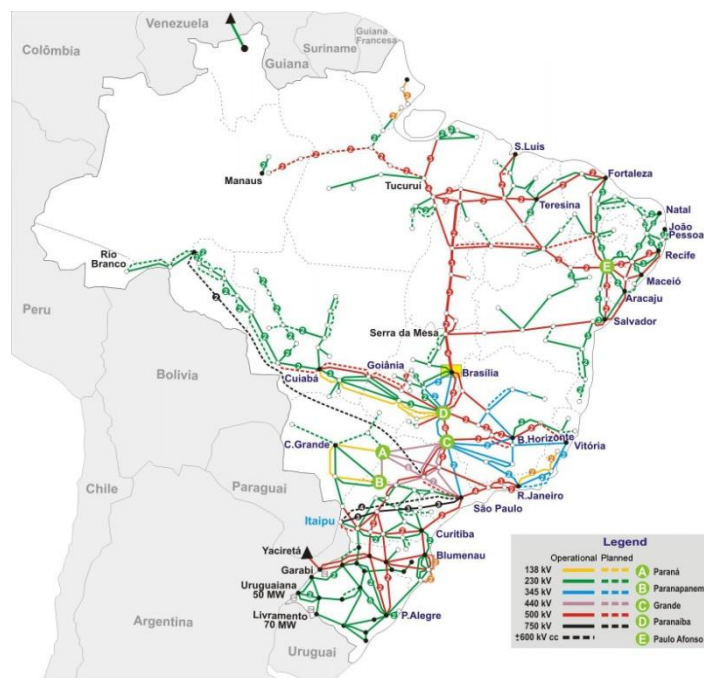


Figura 8: Sistema Interligado Nacional. (Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS)

- **PASSO 2** – Escolha se deseja incluir usinas não conectadas à rede de energia no projeto do sistema elétrico (opcional).

A Opção I da ferramenta é escolhida; inclua no cálculo apenas as usinas conectadas à rede elétrica.

- **PASSO 3** - Escolha um método para determinar a margem de operação (MO).

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) baseia-se em um dos seguintes métodos:

- MO simples, ou
- MO simples ajustada, ou
- MO com análise dos dados de despacho, ou
- MO média.

A margem de operação simples só pode ser utilizada quando os recursos de baixo custo/inflexíveis⁴⁷ constituírem menos de 50% da geração total da rede elétrica em: 1) média dos 5 anos mais recentes, ou 2) com base nas normalidades de longo prazo para a produção de energia hidrelétrica. A Tabela 6 mostra a quota da hidroenergia na produção total de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional. Os resultados mostram a não aplicabilidade da margem de operação simples para a Atividade de Projeto de MDL proposta.

Tabela 8 - Quota de geração hidrelétrica no Sistema Interligado Nacional, 2007-2011

Ano	Quota de hidroeletricidade (%)
2009	93,27%
2010	88,77%
2011	91,18%
2012	85,86%
2013	78,77%

Fonte: ONS: Histórico de Geração. Disponível em <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>.

A quarta alternativa, uma margem de operação média, é uma simplificação excessiva e não reflete de forma alguma o impacto da atividade do projeto na margem de operação. A utilização do método de análise de dados de despacho é aplicável apenas à safra *ex-post* (*ex-post vintage*) para a determinação do fator de emissão, que não é a safra escolhida pelos participantes do projeto. Portanto, a margem de operação simples ajustada será utilizada para determinar o fator de emissão da rede elétrica.

Além disso, os dados *ex-ante* da safra são escolhidos para calcular a margem de operação. Assim, de acordo com a metodologia, *o fator de emissão é determinado uma vez na fase de validação, portanto, nenhum monitoramento ou novo cálculo do fator de emissão durante o período de crédito são necessários. Para as usinas da rede elétrica, use uma média ponderada de geração de 3 anos com base nos dados mais recentes disponíveis no momento da apresentação do MDL-DCP à EOD para validação.*

O PPD foi submetido à EOD para validação no primeiro trimestre de 2014. Portanto, os dados de 2011, 2012 e 2013 devem ser usados para determinar esse parâmetro (dados mais recentes disponíveis). De acordo com a explicação fornecida acima, no PASSO 2, usinas não conectadas à rede elétrica não são consideradas no cálculo do fator de emissão da rede.

- **PASSO 4** - Calcule o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

De acordo com a ferramenta “o fator de emissão da MO simples ajustada ($EF_{grid,OM-adj,y}$) é uma variação da MO simples, na qual as usinas/unidades de energia elétrica (incluindo importações) são separadas em fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e outras fontes de energia (m)”.

⁴⁷ Baixo custo operacional e recursos inflexíveis incluem, tipicamente, geração de energia hidráulica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar.

A margem de operação simples ajustada foi calculada com base na geração de energia líquida e em um fator de emissão de CO₂ para cada usina – ou seja, de forma semelhante à **Opção A** do método MO simples – como se segue:

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k EG_{k,y} \times EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad \text{Equação 16}$$

Onde,

- $EF_{grid,OM-adj,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação simples ajustada no ano y (tCO₂/MWh);
- λ_y = Fator que expressa a porcentagem de tempo quando usinas de baixo custo/inflexíveis estão na margem no ano y ;
- $EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de energia gerada e distribuída à rede elétrica pela usina m no ano y (MWh);
- $EG_{k,y}$ = Quantidade líquida de energia gerada e entregue à rede elétrica pela usina k no ano y (MWh);
- $EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da usina m no ano y (tCO₂/MWh);
- $EF_{EL,k,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da usina k no ano y (tCO₂/MWh);
- m = Todas as usinas servindo a rede elétrica no ano y , exceto as usinas de baixo custo/inflexíveis;
- k = Todas as usinas de baixo custo/inflexíveis servindo a rede elétrica no ano y ;
- y = Ano relevante de acordo com os dados da safra escolhidos no Passo 3.

Determinação do $EF_{EL,m,y}$

Considerando-se que apenas os dados relativos à geração de energia e os tipos de combustível usados em cada uma das usinas estava disponível, o fator de emissão foi determinado com base no fator de emissão de CO₂ do tipo de combustível utilizado e da eficiência da usina, como na **Opção A2** do método MO simples. A seguinte fórmula foi utilizada:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO2,m,i,y} \cdot 3.6}{\eta_{m,y}} \quad \text{Equação 17}$$

Onde,

- $EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da usina m no ano y (tCO₂/MWh);
- $EF_{CO2,m,i,y}$ = Média do fator de emissão de CO₂ do combustível tipo i utilizado na usina m no ano y (tCO₂/GJ);
- $\eta_{m,y}$ = Eficiência média da conversão de energia líquida da usina de energia m no ano y (proporção);
- m = Todas as usinas servindo a rede elétrica no ano y exceto as de baixo custo/inflexíveis;
- y = O ano relevante de acordo com os dados da safra escolhidos no Passo 3.

Determinação do $EG_{m,y}$

As informações utilizadas para determinar este parâmetro foram fornecidas pela ONS, que é uma fonte oficial, como recomendado pela ferramenta. A ONS é uma entidade empresarial sem fins lucrativos, fundada em 26 de agosto de 1998, que é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a supervisão e regulamentação da ANEEL⁴⁸.

- **PASSO 5** - Calcule o fator de emissão da margem de construção (MC)

Em termos de safra, foi escolhida a **Opção 1**. Nesse sentido, a margem de construção (MC) foi calculada utilizando as mais recentes informações disponíveis sobre as usinas já construídas para o grupo de amostra m no momento da apresentação do DCP à EOD, ou seja, 2013.

O grupo amostral de usinas m usadas para calcular a margem de construção foi determinado de acordo com o procedimento fornecido pela ferramenta, e o fator de emissão da MC deve ser calculado com base na equação abaixo:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum mEG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum mEG_{m,y}} \quad \text{Equação 18}$$

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 energia gerada e entregue à rede elétrica pela usina m no ano y (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da usina m no ano y (tCO₂/MWh)

m = Usinas incluídas na margem de construção

y = O mais recente ano histórico para o qual os dados de geração de energia estão disponíveis.

O grupo amostral de usinas m usado para calcular a margem de construção foi identificado conforme o procedimento fornecido pela ferramenta.

O resultado é discutido a seguir e apresentado em detalhes na folha de cálculo fornecido à EOD, que também é anexada ao DCP.

(a) *Identifique o conjunto de cinco usinas de energia, excluindo as usinas registradas como atividades de projeto de MDL, que começaram a fornecer energia para a rede elétrica mais recentemente ($SET_{5-units}$) e determine a geração anual de energia desse grupo de usinas ($AEG_{SET-5-units}$, em MWh);*

De acordo com as informações consolidadas mais recentes, as cinco usinas são: Termopernambuco, UHE Jirau, UTE Tambaqui, T. Ponta Negra e UTE Aparecida. A energia gerada por este grupo de usinas ($AEG_{SET-5-units}$) em 2013 foi de 1.440.999 MWh.

(b) *Determine a geração de energia anual do sistema de energia do projeto, excluindo usinas registradas como atividades de projeto de MDL (AEG_{total} , em MWh). Identifique o conjunto de usinas, excluindo as usinas de energia registradas como atividades de projeto de MDL,*

⁴⁸ http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx?lang=en

que começaram a fornecer energia à rede elétrica mais recentemente e que compreendem 20% da AEG_{total} (se 20% cai na parte da geração de uma usina, a geração dessa usina será totalmente incluída no cálculo) ($SET_{\geq 20\%}$) e determine a geração de energia anual dessas usinas ($AEG_{SET \geq 20\%}$, em MWh);

Sem considerar as atividades de projeto de MDL, em 2013, o sistema elétrico brasileiro gerou (AEG_{total}) 487.520.106 MWh. Um grande número de usinas compreendem 20% da AEG_{total} . Essa informação ($SET_{\geq 20\%}$) pode ser verificada na planilha de cálculo em anexo a este DCP. A geração de energia anual de $SET_{\geq 20\%}$, correspondente ao parâmetro $AEG_{SET \geq 20\%}$, é 97.504.021 MWh.

- (c) A partir das $SET_{5-units}$ e $SET_{\geq 20\%}$, selecione o conjunto de usinas que incluem a maior geração de energia anual (SET_{sample}); Identifique a data em que as usinas em SET_{sample} começaram a fornecer energia para a rede elétrica. Se nenhuma das usinas em SET_{sample} tiver iniciado o fornecimento de energia à rede há mais de 10 anos, utilize a SET_{sample} para calcular a margem de construção. Ignore os passos (d), (e) e (f).

A partir dos dados apresentados nos itens (a) e (b), pode-se observar que o $SET_{\geq 20\%}$ é maior que as $SET_{5-units}$. Portanto, o SET_{sample} corresponde a $SET_{\geq 20\%}$. A usina mais antiga em SET_{sample} começou a fornecer energia à rede elétrica em maio de 2002. Sendo assim, os passos (d), (e) e (f) da ferramenta são aplicáveis.

- (d) *Exclua do SET_{sample} as usinas que começaram a fornecer energia à rede elétrica há mais de 10 anos. Inclua no grupo as usinas registradas como atividade de projeto de MDL, começando com as usinas que iniciaram o fornecimento de energia à rede elétrica mais recentemente, até que a geração de energia do novo grupo seja igual a 20% da geração anual de energia do sistema de energia do projeto (se 20% for parte da geração de uma única usina, a geração dessa usina será totalmente incluída no cálculo) na medida do possível. Determine para o grupo resultante ($SET_{sample-CDM}$) a geração anual de energia ($AEG_{SET-sample-CDM}$, em MWh);*

As usinas que começaram a fornecer energia à rede elétrica há mais de 10 anos foram excluídas. Seis Projetos de MDL registrados foram incluídos no SET_{sample} . A geração de energia do grupo das usinas resultantes, correspondente ao parâmetro $AEG_{SET-sample-CDM}$, é 7.756.515 MWh.

Se a geração anual de energia desse grupo for pelo menos 20% da geração anual de energia do sistema de energia do projeto (ou seja, $AEG_{SET-sample-CDM} \geq 0.2 \times AEG_{total}$), então use o grupo amostral $SET_{sample-CDM}$ para calcular a margem de construção. Ignore os passos (e) e (f).

A partir dos resultados apresentados acima, $AEG_{SET-sample-CDM}$ é menor que AEG_{total} . Então, os passos (e) e (f) foram aplicados.

- (a) *Inclua no grupo amostral $SET_{sample-CDM}$ as usinas que começaram a fornecer energia à rede elétrica há mais de 10 anos até que a geração de energia do novo grupo abranja 20% da geração anual do sistema de energia do projeto (se 20% cair na parte da geração de uma única usina, a geração dessa usina será totalmente incluída no cálculo);*
- (b) *O grupo amostral de usinas m usado para calcular a margem de construção será o grupo resultante ($SET_{sample-CDM \rightarrow 10yrs}$).*

As usinas que começaram a fornecer energia à rede elétrica há mais de 10 anos foram incluídas. O grupo resultante $SET_{sample-CDM->10yrs}$ é identificado na planilha de cálculo do fator de emissão da rede elétrica.

A margem de construção foi calculada seguindo a mesma abordagem descrita acima, na Passo 4, e considerou o grupo de usinas identificadas acima. Como mencionado anteriormente, este parâmetro será validado, uma vez que a opção *ex-ante* foi escolhida.

• **PASSO 6** – Calcule o fator de emissão da margem combinada (MC)

O cálculo da margem combinada é baseado no método (a) fornecido pela ferramenta, como se segue:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times w_{BM} \quad \text{Equação 19}$$

Onde,

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ de margem de construção no ano y (tCO₂/MWh);

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ de margem de operação no ano y (tCO₂/MWh);

w_{OM} = Média ponderada do fator de emissão da margem de operação (%);

w_{BM} = Média ponderada do fator de emissão da margem de construção (%);

De acordo com a Ferramenta, os valores adotados para w_{OM} e w_{BM} foram iguais a 0,5 para cada um durante o primeiro período de créditos. Como mencionado acima, a abordagem *ex-ante* é usada.

No futuro, pode ser que um gerador seja instalado na usina, considerando a alta variação do fornecimento de energia onde o projeto está localizado. Nesse caso, as emissões do projeto decorrentes da utilização de combustível para produzir energia será considerado no cálculo $PE_{FC,y}$ de acordo com a “Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto e/ou das fugas provenientes do consumo de energia elétrica”.

Emissões provenientes do consumo de combustíveis fósseis ($PE_{FC,y}$)

Para calcular as emissões do projeto decorrentes da queima de combustíveis fósseis, deve-se usar a “Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas provenientes da queima de combustíveis fósseis”. Durante o período de créditos, espera-se que o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) seja utilizado para ignição da queima. As emissões do projeto relacionadas com essa fonte são estimadas usando as seguintes fórmulas:

$$PE_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y} \quad \text{Equação 20}$$

Onde,

$PE_{FC,j,y}$ = São as emissões de CO₂ provenientes da queima de combustível fóssil no processo j durante o ano y (tCO₂/yr);

$FC_{i,j,y}$ = É a quantidade de combustível tipo i queimado no processo j durante o ano y (tCO₂/unidade de massa ou volume / ano);

$COEF_{i,y}$ = É o coeficiente de emissão de CO₂ de combustível tipo i no ano y (tCO₂/unidade de massa ou volume)

i = São os tipos de combustível queimados no processo j durante o ano y

A atividade de projeto proposta deve usar GLP para a ignição da queima. O coeficiente de emissão de CO₂, $COEF_{i,y}$, será calculado usando a **Opção B** da Ferramenta, já que os dados necessários para a Opção A não estão disponíveis. Para a Opção B, o coeficiente de emissão de CO₂, $COEF_{i,y}$ é calculado com base no valor calorífico líquido e no fator de emissão de CO₂ do combustível tipo i , como se segue:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y} \quad \text{Equação 21}$$

Onde,

$COEF_{i,y}$ = É o coeficiente de emissão de CO₂ do combustível tipo i no ano y (tCO₂/unidade de massa ou volume)

$NCV_{i,y}$ = É o valor calorífico líquido médio ponderado do combustível tipo i no ano y (GJ/unidade de massa ou volume)

$EF_{CO_2,i,y}$ = É o fator médio ponderado da emissão de CO₂ do combustível tipo i no ano y (tCO₂/GJ)

i = São os tipos de combustível queimados no processo j durante o ano y

Se um gerador de combustível fóssil for instalado no local do projeto para geração de energia, o consumo de combustível também será monitorado de acordo com as equações acima.

Emissões provenientes da distribuição de biogás comprimido/liquefeito por caminhões ($PE_{DT,y}$)

As emissões do projeto provenientes da distribuição de biogás comprimido/liquefeito por caminhões ($PE_{DT,y}$) são determinadas pela soma das emissões decorrentes do transporte de biogás utilizando caminhões e de possíveis fugas durante o transporte, como se segue:

$$PE_{DT,y} = PE_{TR,y} + PE_{leaks,y} \quad \text{Equação 22}$$

Onde,

$PE_{DT,y}$ = Emissões do projeto provenientes da distribuição de biogás comprimido/liquefeito por caminhões, no ano y (tCO₂/ano)

$PE_{TR,y}$ = Emissões provenientes do transporte de biogás comprimido/liquefeito por caminhões, no ano y , no ano y (tCO₂/ano)

$PE_{leaks,y}$ = As emissões provenientes de fuga de CH₄ durante o transporte de biogás comprimido/liquefeito, no ano y (tCO₂/ano)

O transporte de gás purificado por meio de caminhões é uma solução temporária até a construção da distribuidora de GN, que está prevista para acontecer até dezembro de 2015. Portanto, não se espera que o $PE_{DT,y}$ ocorra no cenário do projeto, já que a data de início do período de créditos é janeiro de 2016. Entretanto, se ocorrerem atrasos na construção do gasoduto de GN, o $PE_{DT,y}$ e os parâmetros relacionados serão monitorados de acordo com a metodologia.

Emissões geradas pelo transporte de biogás ($PE_{TR,y}$)

Para o cálculo das emissões da distribuição de biogás por caminhões, será utilizada a ferramenta metodológica “Emissões do projeto e das fugas causadas pelo transporte de carga”. No caso da atividade de projeto proposta, as Opções A ou B podem ser usadas da seguinte maneira:

Opção A:

No monitoramento do consumo de combustível com base na quantidade de combustível consumido pelos veículos, as emissões do projeto são determinadas usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis”. As orientações para a aplicação da ferramenta são as seguintes:

- (a) O parâmetro $PE_{FC,j,y}$ na ferramenta corresponde ao parâmetro $PE_{TR,m}$ ou $LE_{TR,m}$ desta ferramenta;
- (b) O elemento j do processo corresponde à queima de combustíveis dos veículos;
- (c) Caso se utilizem biocombustíveis, deve-se usar o fator de emissão de CO₂ correspondente aos combustíveis fósseis que seriam mais provavelmente utilizados na ausência do uso de biocombustíveis. Se as misturas de biocombustíveis forem consumidas, então o fator de emissão de CO₂ do combustível fóssil utilizado na mistura deverá ser usado, como uma forma de simplificação conservadora.

Opção B:

Utilize valores conservadores ao aplicar a seguinte equação:

$$PE_{TR,m} = D_{f,m} \times FR_{f,m} \times EF_{CO_2,f} \times 10^{-6} \quad \text{Equação 23}$$

Onde,

- $PE_{TR,m}$ = Emissões do projeto provenientes do transporte de carga durante o período de monitoramento m (tCO₂)
- $D_{f,m}$ = Distância da viagem de ida e volta entre a origem e o destino da atividade de transporte de carga f no período de monitoramento m (km)
- $FR_{f,m}$ = Massa total de carga transportada na atividade de transporte de carga f no período de monitoramento m (t)
- $EF_{CO_2,f}$ = Fator padrão de emissão de CO₂ para a atividade de transporte de carga f (gCO₂/tkm)
- f = Atividades de transporte de carga realizadas na atividade do projeto no período de monitoramento m

Emissões provenientes de fugas de CH₄ durante o transporte

$$PE_{leaks,y} = GWP_{CH_4} \times (F_{CH_4,NGTR,y} - F_{CH_4,NG-cons,y}) \quad \text{Equação 24}$$

Onde,

- $PE_{leaks,y}$ = Emissões provenientes das fugas de CH₄ durante o transporte de biogás comprimido/liquefeito, no ano y (tCO₂/ano)
- GWP_{CH_4} = Potencial de Aquecimento Global do CH₄

$F_{CH_4,NG\ TR,y}$	=	Quantidade de metano no biogás enviado para caminhões no ano y
$F_{CH_4,NG-cons,y}$	=	Quantidade de metano no biogás enviado aos consumidores por meio de caminhões no ano y (tCH ₄ /ano)

Ademais, as emissões provenientes da queima foram calculadas como se segue:

Emissões do projeto provenientes da queima

Como o projeto tem uma queima aberta, as emissões provenientes da queima serão calculadas de acordo com as etapas da ferramenta metodológica “Emissões do projeto provenientes da queima”, como se segue:

PASSO 1: Determinação do fluxo de massa de metano no gás residual

O fluxo de massa de metano no fluxo gasoso residual no minuto m ($F_{CH_4,m}$) será determinado utilizando-se os procedimentos estabelecidos pela “Ferramenta para determinar o fluxo de massa de um gás de efeito estufa em um fluxo gasoso”.

O $F_{CH_4,m}$, que é medido como o fluxo de massa durante o minuto m , deve então ser utilizado para determinar a massa de metano em quilogramas que alimenta a queima no minuto m ($F_{CH_4,RG,m}$). Esse parâmetro corresponde a $F_{CH_4,flared,y}$. Por conseguinte, as mesmas abordagens metodológicas se aplicam a ambos os parâmetros (Opção C da ferramenta descrita acima).

No entanto, o gás purificado, que não atende às especificações de qualidade para ser entregue no gasoduto de GN, será queimado. Nesse caso, a Opção A da ferramenta será aplicada, como explicado acima. Para a determinação *ex-post* de $F_{CH_4,sent_flare,y}$ e equipamentos de monitoramento, consulte as explicações metodológicas na seção B.7.3.

PASSO 2: Determinação da eficiência da queima

O projeto Aterro Sanitário Dois Arcos instalará uma queima aberta. Portanto, conforme a ferramenta metodológica, a eficiência da queima no minuto m ($\eta_{flare,m}$) é 50% quando a chama é detectada no minuto m ($Flame_m$), caso contrário $\eta_{flare,m}$ será 0%.

PASSO 3: Cálculo das emissões de projeto decorrentes da queima

As emissões do projeto provenientes da queima são calculadas como a soma das emissões de cada minuto m no ano y , com base na taxa de fluxo de metano no gás residual ($F_{CH_4,RG,m}$) e na eficiência da queima ($\eta_{flare,m}$), como se segue:

$$PE_{flare,y} = GWP_{CH_4} \times \sum_{m=1}^{525600} F_{CH_4,RG,m} \times (1 - \eta_{flare,m}) \times 10^{-3} \quad \text{Equação 25}$$

Onde,

$PE_{flare,y}$ = Emissões do projeto provenientes da queima do fluxo de gás residual no ano y (tCO₂e)

GWP_{CH_4} = Potencial de Aquecimento Global (tCO₂e/tCH₄) válido para o período de compromisso

$F_{CH_4,RG,m}$ = Fluxo de massa de metano no gás residual no minuto m (kg)

$\eta_{flare,m}$ = Eficiência da queima no minuto m

Fugas

De acordo com a metodologia ACM0001, não há necessidade de explicar fugas.

Reduções de emissões

As reduções de emissões serão calculadas usando a fórmula abaixo:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação 26

Onde,

ER_y = Reduções de emissões durante o ano y (tCO₂e)

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂e)

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e)

B.6.2. Dados e parâmetros estabelecidos ex-ante

ACM0001 - Queima ou utilização de biogás

Dados/Parâmetro	OX_{top_layer}
Unidade	Adimensional
Descrição	Fração de metano que seria oxidado na camada superior do LDRS no cenário de linha de base
Fonte dos dados	Coerente com a forma como a oxidação é contabilizada na ferramenta metodológica “Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos”
Valor(es) aplicado(s)	0,1
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a metodologia ACM0001.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários Adicionais	Aplicável à seção 5.4.1. da metodologia (emissões de linha de base de metano provenientes do LDRS, $BE_{CH_4,y}$).

Dados/Parâmetro	GWP_{CH_4}
Unidade	tCO ₂ e/tCH ₄
Descrição	Potencial de aquecimento global de CH ₄
Fonte dos dados	IPCC
Valor(es) aplicado(s)	25 para o segundo período de compromisso. Deverá ser atualizado de acordo com quaisquer decisões futuras da COP/MOP (Conferência das Partes/Encontro das Partes).
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a metodologia ACM0001.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base e do projeto
Comentários Adicionais	-

Dados/Parâmetro	NCV_{CH_4}
Unidade	TJ/t CH ₄
Descrição	Valor calorífico líquido de metano nas condições de linha de base
Fonte dos dados	Literatura técnica
Valor(es) aplicado(s)	0,0504
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a metodologia ACM0001.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários Adicionais	-

Dados/Parâmetro	η_{PJ}
Unidade	Adimensional
Descrição	Eficiência do sistema de captura do biogás a ser instalado na atividade de projeto
Fonte dos dados	Especificações técnicas do sistema de captura do biogás a ser instalado de acordo com o Relatório de Avaliação da SCS nº 06212012.00, datado de agosto de 2012
Valor(es) aplicado(s)	60%
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	O valor mais conservador de eficiência das células do aterro no início ano do período de créditos (2015), considerando uma projeção média: Célula 1: 60% a partir de 2014 Célula 2: 75% de 2015 a 2018, 80% em 2019, 85% em 2020 Célula 3: 65% de 2020 a 2026, 85% em 2017
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários Adicionais	Aplicável à seção 5.4.1.2 da metodologia (estimativa <i>ex-ante</i> de metano no biogás queimado e/ou utilizado na atividade do projeto, $F_{CH_4,PJ,y}$).

Ferramenta Metodológica “Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos”

Dados/Parâmetro	$\varphi_{default}$
Unidade	-
Descrição	Valor padrão para o fator de correção de modelo para explicar incertezas sobre o modelo
Fonte dos dados	-
Valor(es) aplicado(s)	0,75
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a ferramenta metodológica aplicável “<i>Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos</i>” Este parâmetro é utilizado para determinar as emissões de linha de base seguindo os procedimentos relativos à <i>Aplicação A</i>. Ademais, o projeto está localizado nas proximidades do município do Rio de Janeiro (região Sudeste do Brasil), que possui condições climáticas úmidas⁴⁹: Temperatura média anual = 23,7°C Precipitação média anual = 1,171mm Portanto, o valor correspondente a esta condição, tal como apresentado na Tabela 3 da ferramenta, é o escolhido.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários Adicionais	Conforme a Tabela 3, uma vez que os participantes do projeto optaram por aplicar a Opção 1 para determinar este parâmetro.

⁴⁹ As condições climáticas são baseadas em médias a longo prazo, de 1973 a 1990, e foram retiradas do EMBRAPA - Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, disponível em: <http://www.bdclima.cnpm.embrapa.br/resultados/balanco.php?UF=&COD=207>

Dados/Parâmetro	OX
Unidade	-
Descrição	Fator de oxidação (que reflete a quantidade de metano do LDRS que é oxidado no solo, ou outro material que cobre os resíduos)
Fonte dos dados	Baseada em extensa revisão da literatura publicada sobre o assunto, incluindo as diretrizes do IPCC para Inventários Nacionais de GEE 2006
Valor(es) aplicado(s)	0,1
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	Como na Ferramenta Metodológica aplicável “Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos”
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários Adicionais	Quando o metano atravessa a primeira camada, parte dele é oxidado por bactérias metanotróficas para produzir CO ₂ . O fator de oxidação representa a proporção de metano que é oxidado para produzir CO ₂ . Isto deve ser diferenciado do fator de correção de metano (FCM) para explicar a situação em que o ar ambiente pode se introduzir no LDRS e impede que o metano seja formado na camada superior do LDRS.

Dados/Parâmetro	F
Unidade	-
Descrição	Fração de metano no gás do LDRS (fração de volume)
Fonte dos dados	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE
Valor(es) aplicado(s)	0,5
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	Como na Ferramenta Metodológica aplicável “Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos”
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários Adicionais	Após a biodegradação, o material orgânico é convertido em uma mistura de metano e dióxido de carbono.

Dados/Parâmetro	$DOC_{f,default}$
Unidade	Fração de peso
Descrição	Valor padrão para a fração de carbono orgânico degradável (COD) no RSU que se decompõe no LDRS
Fonte dos dados	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE
Valor(es) aplicado(s)	0,5
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	A atividade de projeto proposta corresponde à <i>Aplicação A</i> descrita na ferramenta metodológica aplicável: “ <i>Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos</i> ”. Portanto, de acordo com os requisitos estabelecidos pela ferramenta, o valor padrão foi escolhido.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários Adicionais	Este fator reflete o fato de que parte do carbono orgânico degradável não se degrada, ou se degrada muito lentamente, no LDRS.

Dados/Parâmetro	$MCF_{default}$
Unidade	-
Descrição	Fator de correção do metano
Fonte dos dados	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE
Valor(es) aplicado(s)	1,0
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	A atividade de projeto proposta é correspondente à <i>Aplicação A</i> descrita na ferramenta “ <i>Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos</i> ”. O Aterro Sanitário Dois Arcos satisfaz os critérios dos LDRS gerenciados. Sendo assim, o valor correspondente a locais gerenciados de deposição de resíduos sólidos anaeróbicos é escolhido.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários Adicionais	-

Dados/Parâmetro	DOC_j														
Unidade	-														
Descrição	Fração de carbono orgânico degradável no resíduo <i>tipo j</i> (fração de peso)														
Fonte dos dados	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE (adaptadas do Volume 5, Tabelas 2.4 e 2.5)														
Valor(es) aplicado(s)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>DOC_j (% resíduo úmido)</th><th><i>Resíduo tipo j</i></th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>43%</td><td>Madeira e produtos de madeira</td></tr> <tr> <td>40%</td><td>Celulose, papel e papelão</td></tr> <tr> <td>15%</td><td>Comida, resíduos de comida, bebidas e tabaco</td></tr> <tr> <td>24%</td><td>Têxteis</td></tr> <tr> <td>20%</td><td>Resíduos de jardins, quintais e parques</td></tr> <tr> <td>0%</td><td>Vidro, plástico, metal e outros resíduos inertes</td></tr> </tbody> </table>	DOC_j (% resíduo úmido)	<i>Resíduo tipo j</i>	43%	Madeira e produtos de madeira	40%	Celulose, papel e papelão	15%	Comida, resíduos de comida, bebidas e tabaco	24%	Têxteis	20%	Resíduos de jardins, quintais e parques	0%	Vidro, plástico, metal e outros resíduos inertes
DOC_j (% resíduo úmido)	<i>Resíduo tipo j</i>														
43%	Madeira e produtos de madeira														
40%	Celulose, papel e papelão														
15%	Comida, resíduos de comida, bebidas e tabaco														
24%	Têxteis														
20%	Resíduos de jardins, quintais e parques														
0%	Vidro, plástico, metal e outros resíduos inertes														
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	Valores para RSU, conforme Tabela 6 da ferramenta metodológica “ <i>Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos</i> ”														
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base														
Comentários Adicionais	-														

Dados/Parâmetro	k_j																
Unidade	1/ano																
Descrição	Taxa de degradação para o resíduo tipo j																
Fonte dos dados	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE (adaptadas do Volume 5, Tabela 3.3)																
Valor(es) aplicado(s)	<table><tr><th colspan="2">Resíduo tipo j</th><th>k_j</th></tr><tr><td rowspan="2">Degradação lenta</td><td>Celulose, papel, papelão (exceto sedimentos), têxteis</td><td>0,07</td></tr><tr><td>Madeira, produtos de madeira e palha</td><td>0,035</td></tr><tr><td>Degradação moderada</td><td>Outros putrescíveis orgânicos (não alimentícios) de jardins e parques</td><td>0,17</td></tr><tr><td>Degradação rápida</td><td>Comida, resíduos de comida, lodo de esgoto, bebidas e tabaco</td><td>0,40</td></tr></table>			Resíduo tipo j		k_j	Degradação lenta	Celulose, papel, papelão (exceto sedimentos), têxteis	0,07	Madeira, produtos de madeira e palha	0,035	Degradação moderada	Outros putrescíveis orgânicos (não alimentícios) de jardins e parques	0,17	Degradação rápida	Comida, resíduos de comida, lodo de esgoto, bebidas e tabaco	0,40
Resíduo tipo j		k_j															
Degradação lenta	Celulose, papel, papelão (exceto sedimentos), têxteis	0,07															
	Madeira, produtos de madeira e palha	0,035															
Degradação moderada	Outros putrescíveis orgânicos (não alimentícios) de jardins e parques	0,17															
Degradação rápida	Comida, resíduos de comida, lodo de esgoto, bebidas e tabaco	0,40															
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	Conforme Tabela 7 da ferramenta metodológica “Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos”																
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base																
Comentários Adicionais	O projeto está localizado no município de São Pedro da Aldeia, no estado do Rio de Janeiro (região Sudeste do Brasil), que possui condições climáticas úmidas ⁴⁹ : Temperatura média anual = 23,7°C Precipitação média anual = 1,171mm																

“Ferramenta para determinar o fluxo de massa de um gás de efeito estufa em um fluxo gasoso”

Dados/Parâmetro	<i>Ru</i>
Unidade	Pa.m ³ /kmol.K
Descrição	Constante universal dos gases ideais
Fonte dos dados	Conforme a ferramenta
Valor(es) aplicado(s)	8.314
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	-
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários Adicionais	Utilizado para $F_{CH4,sent_flare,y}$ e $F_{CH4,NG,y}$ conforme as Opções C e A, respectivamente

Dados/Parâmetro	<i>MM_i</i>
Unidade	kg/kmol
Descrição	Massa molecular dos gases de efeito estufa <i>i</i> (<i>i</i> = CH ₄)
Fonte dos dados	Conforme a ferramenta
Valor(es) aplicado(s)	16,04
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	-
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários Adicionais	Utilizado para $F_{CH4,sent_flare,y}$ e $F_{CH4,NG,y}$ conforme as Opções C e A, respectivamente

Dados/Parâmetro	MM_k
Unidade	kg/kmol
Descrição	Massa molecular do gás k ($k = N_2$)
Fonte dos dados	Conforme a ferramenta
Valor(es) aplicado(s)	28,01
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a metodologia ACM0001, a simplificação oferecida na ferramenta para calcular a massa molecular do fluxo gasoso ($MM_{t,db}$) é válida. Assim, a fração volumétrica do gás de efeito estufa (CH_4) é considerada, e a diferença para 100% é considerado nitrogênio puro.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários Adicionais	Não utilizado no caso da atividade de projeto proposta.

Dados/Parâmetro	P_n
Unidade	Pa
Descrição	Pressão total em condições normais
Fonte dos dados	Conforme a ferramenta
Valor(es) aplicado(s)	101.325
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	-
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base e do projeto
Comentários Adicionais	Utilizado para $F_{CH_4, sent_flare, y}$ conforme a Opção C.

Dados/Parâmetro	T_n
Unidade	K
Descrição	Temperatura em condições normais
Fonte dos dados	Conforme a ferramenta
Valor(es) aplicado(s)	273,15
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	-
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base e do projeto
Comentários Adicionais	Utilizado para $F_{CH4, sent_flare, y}$ conforme a Opção C.

“Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”

Dados/Parâmetro	$FC_{i,m,y}$, $FC_{i,y}$, $FC_{i,k,y}$, $FC_{i,n,y}$ e $FC_{i,n,h}$
Unidade	Unidade de massa ou volume
Descrição	Quantidade de combustível tipo i consumido pela usina/unidade m , k ou n (ou no sistema elétrico do projeto, no caso de $FC_{i,y}$) no ano y ou na hora h
Fonte dos dados	Publicações oficiais (dados da ONS), valores padrão do IPCC e valores padrão fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Valor(es) aplicado(s)	Grande quantidade de dados. Consulte a planilha de cálculo do fator de emissão anexado ao DCP
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	O cálculo da safra ex-ante deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de energia
Comentários Adicionais	Para detalhes sobre escolhas metodológicas consulte a seção E.6.1.

Dados/Parâmetro	$EF_{CO_2,i,y}$ e $EF_{CO_2,m,i,y}$
Unidade	tCO ₂ /GJ
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ de combustível fóssil tipo <i>i</i> utilizado na usina <i>m</i> no ano <i>y</i>
Fonte dos dados	Valores padrão do IPCC no limite inferior da incerteza num intervalo de confiança de 95%, conforme previsto na tabela 1.4 do Capítulo 1, Vol. 2 (Energia), das Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE
Valor(es) aplicado(s)	Grande quantidade de dados. Consulte a planilha de cálculo do fator de emissão anexada ao DCP.
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	Conforme recomendação da “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ”. Os valores padrão do IPCC são utilizados uma vez que esta informação não é fornecida por fornecedores de combustível, e os valores padrão regionais e/ou locais também não estão disponíveis ao público.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de energia
Comentários Adicionais	-

Dados/Parâmetro	$EG_{m,y}$ e $EG_{k,y}$
Unidade	MWh
Descrição	Energia líquida gerada pela usina/unidade <i>m</i> ou <i>k</i> no ano <i>y</i>
Fonte dos dados	Publicações oficiais. Foram utilizados dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Valor(es) aplicado(s)	Grande quantidade de dados. Consulte a planilha de cálculo do fator de emissão anexada ao DCP.
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	Uma vez para cada período de créditos utilizando-se de três anos históricos mais recentes, para os quais os dados estarão disponíveis no momento da apresentação do CPD à EOD para validação (opção <i>ex-ante</i>).
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de energia
Comentários Adicionais	Para detalhes sobre escolhas metodológicas, consulte a seção E.6.1.

Dados/Parâmetro	$\eta_{m,y}$
Unidade	-
Descrição	Eficiência média da conversão de energia líquida da usina m no ano y
Fonte dos dados	Valores padrão fornecidos no Anexo 1 da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Valor(es) aplicado(s)	Grande quantidade de dados. Consulte a planilha de cálculo do fator de emissão anexada ao DCP.
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	Conforme recomendação da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de energia
Comentários Adicionais	Para detalhes sobre escolhas metodológicas, consulte a seção E.6.1.

Dados/Parâmetro	$EF_{grid,OM-adj,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Margem de operação simples ajustada do fator de emissão de CO ₂ no ano y
Fonte dos dados	Publicações oficiais (dados da ONS), valores padrão do IPCC e valores padrão fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Valor(es) aplicado(s)	0,3612
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	O cálculo da safra <i>ex-ante</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de energia
Comentários Adicionais	Para detalhes sobre escolhas metodológicas consultar a seção E.6.1.

Dados/Parâmetro	$EF_{BM,2013}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção no ano y
Fonte dos dados	Publicações oficiais (dados da ONS), valores padrão do IPCC e valores padrão fornecidos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Valor(es) aplicado(s)	0,2850
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	O cálculo da safra <i>ex-ante</i> deste parâmetro foi escolhido de acordo com os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de energia
Comentários Adicionais	Para detalhes sobre escolhas metodológicas consultar a seção E.6.1.

Ferramenta metodológica “Emissões do projeto e das fugas provenientes do transporte de carga”

Dados/Parâmetro	EF _{CO2,f}		
Unidade	gCO ₂ /tkm		
Descrição	Fator padrão de emissão de CO ₂ para a atividade de transporte de carga <i>f</i>		
Fonte dos dados	Dados padrão da ferramenta.		
Valor(es) aplicado(s)		Classe de veículos	Fator de emissão (gCO ₂ /tkm)
		Veículos leves	245
		Veículos pesados	129
Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição	Parâmetro aplicável à Opção B da ferramenta.		
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao transporte de carga		
Comentários Adicionais	-		

Não é necessário definir parâmetros adicionais *ex-ante* no caso da atividade de projeto proposta. Todos os parâmetros necessários para o cálculo das emissões do projeto relativo ao transporte de carga serão monitorados. Consulte a seção B.7.1.

Ferramenta metodológica “Emissões do projeto provenientes da queima”

Não é necessário definir parâmetros adicionais *ex-ante* no caso da atividade de projeto proposta, uma vez que o projeto utiliza uma queima aberta (50% de eficiência padrão).

“Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto ou das fugas provenientes do consumo elétrico”

Não é necessário definir parâmetros adicionais *ex-ante* no caso da atividade de projeto proposta, uma vez que a energia a ser utilizada no projeto é proveniente da rede elétrica. Os parâmetros *ex-ante* para o fator de emissão de CO₂ da rede elétrica são apresentados acima, na seção “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

A energia poderá ser gerada em uma usina de geração de energia cativa instalada no local do projeto, considerando a alta variação do fornecimento de energia que o projeto vem enfrentando no momento do comissionamento.

“Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas provenientes da queima de combustíveis fósseis”

Não é necessário definir parâmetros adicionais *ex-ante* no caso da atividade de projeto proposta. Todos os parâmetros necessários para o cálculo das emissões do projeto com respeito a combustíveis fósseis serão monitorados. Consulte a seção B.7.1.

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

Emissões de linha de base

O cálculo *ex-ante* do padrão de emissões é apresentado na tabela abaixo:

Tabela 9 – Cálculo *ex-ante* das emissões de linha de base

Ano	$BE_{CH_4,y}$ (tCO₂/ano)	$BE_{NG,y}$ (tCO₂/ano)	BE_y (tCO₂/ano)
2016	46.379	7.398	53.776
2017	49.539	7.902	57.441
2018	52.474	8.370	60.844
2019	55.263	8.815	64.078
2020	57.963	9.246	67.208
2021	60.612	9.668	70.280
2022	63.238	10.087	73.325

a) Emissões de linha de base do metano proveniente do LDRS ($BE_{CH_4,y}$)

Tabela 10 – Emissões de linha de base do metano proveniente do LDRS

Ano	$BE_{CH_4,y}$ (tCO ₂ /ano)	$F_{CH_4,PJ,y}$ (tCH ₄ /ano)	$F_{CH_4,BL,y}$ (tCH ₄ /ano)	$BE_{CH_4,y}$ (tCO ₂ /ano)
2016	110.425	2.650	530	46.379
2017	117.951	2.831	566	49.539
2018	124.937	2.998	600	52.474
2019	131.578	3.158	632	55.263
2020	138.007	3.312	662	57.963
2021	144.314	3.464	693	60.612
2022	150.567	3.614	723	63.238

Como foi explicado na seção B.6.1, o $F_{CH_4,BL,y}$ é calculado de acordo com a equação 3 e o $F_{CH_4,PJ,y}$ foi calculado de acordo com a equação 11, com base em 60% de eficiência do sistema de captura de biogás, como foi apresentado no Relatório de Avaliação da SCS 06212012.00, de agosto de 2012, e os dados utilizados para calcular o $BE_{CH_4,y}$ são apresentados abaixo conforme a ferramenta metodológica “Emissões dos locais de disposição de resíduos sólidos”:

- Fator de correção do modelo (ϕ) para explicar as incertezas do modelo: 0,75 (valor padrão da Opção 1, conforme a Ferramenta);
- A fração de metano capturado no LDRS e incinerado (f), queimado ou utilizado de qualquer outra maneira é zero segundo a metodologia ACM0001;
- O potencial de aquecimento global do metano (GWP_{CH_4}) é de 25 tCO₂/tCH₄ para o segundo período de compromisso do Protocolo de Quioto;
- Fator de oxidação, refletindo a quantidade de metano proveniente do LDRS que é oxidada no solo ou outro material que cobre o resíduo: 0,1 (valor padrão de acordo com a metodologia ACM0001)
- Fator de oxidação, refletindo a quantidade de metano proveniente do LDRS que é oxidada no solo ou outro material cobrindo os resíduos: 0,1 (valor padrão de acordo com a metodologia ACM0001)
- A fração de metano no gás do LDRS (F) é de 50%, de acordo com o valor padrão da ferramenta;
- Fração de carbono orgânico degradável (DOC_i) que pode se decompor é 0,5, de acordo com o valor padrão da ferramenta;
- Os valores da fração de carbono orgânico degradável (DOC_j) e a taxa de decomposição de resíduos (k_j) foram utilizados de acordo com os valores padrão disponíveis na ferramenta de cada tipo de resíduo j ;
- FCM (Fator de Conversão de Metano): o valor do FCM é adotado de acordo com o tipo de LDRS. O Aterro Sanitário Dois Arcos é um LDRS gerenciado; então, o FCM adotado é igual a 1,0;
- W_x (quantidade total de resíduos orgânicos cuja disposição foi evitada no ano x , em toneladas):

A quantidade de resíduos sólidos que entra no Aterro Sanitário Dois Arcos é monitorada por Dois Arcos Gestão de Resíduos (DAGR) (proprietário e operador do aterro). Para os anos seguintes, a estimativa de resíduos foi baseada no Relatório de Avaliação da SCS.

Tabela 11 – Histórico e previsão de resíduos sólidos depositados no local.

<i>Ano</i>	<i>Disposição anual em toneladas ($W_{j,x}$)</i>	<i>Ano</i>	<i>Disposição anual em toneladas ($W_{j,x}$)</i>
2008	52.999	2017	197.189
2009	101.521	2018	203.105
2010	113.751	2019	209.198
2011	128.528	2020	215.474
2012	155.385	2021	221.938
2013	175.200	2022	228.596
2014	180.456	2023	235.454
2015	185.870	2024	242.518
2016	191.446	2025	249.793

Fonte: Relatório de Avaliação da SCS (2012)

A quantidade estimada de resíduos a ser recebida é baseada no Relatório de Avaliação da SCS e nos dados de coleta de resíduos baseados em informações monitoradas pelo operador do projeto. A caracterização dos resíduos sólidos urbanos (RSU) baseia-se em um estudo realizado pela COMLURB em 2007:

Tabela 12 – Tipos de resíduos historicamente descartados no local do projeto.

Categoria	% (base úmida)
<i>Madeira e produtos de madeira</i>	1,38
<i>Celulose, papel e papelão</i>	14,61
<i>Comida, resíduos de comida, bebidas e tabaco</i>	58,13
<i>Têxteis</i>	0,00
<i>Resíduos de jardins, quintais e parques</i>	1,75
<i>Vidro, plástico, metal e outros resíduos inertes</i>	24,13

Fonte: Relatório de Avaliação da SCS (2012)

É importante ressaltar que, para o cálculo de $F_{CH_4,PJ,y}$, os Participantes do Projeto asseguraram que a capacidade máxima de transformação da usina fosse considerada.

b) Emissões de linha de base associadas ao uso do gás natural ($BE_{NG,y}$)

A metodologia ACM0001 não fornece um guia para o cálculo *ex-ante* destas emissões de linha de base. Assim, estima-se que 95% do gás recolhido ($F_{CH_4,PJ,y}$) será destinado ao processo de purificação. Considera-se queimar o saldo de biogás coletado na queima durante a parada das instalações de transformação (por exemplo, durante manutenções ou emergências) ou quando há excesso de biogás.

O fator de emissão do IPCC para o gás natural⁵⁰ é igual a 58,3 tCO₂e/TJ. Aplicando estes números à Equação 13, obtêm-se os resultados apresentados na tabela abaixo.

Tabela 13 --- Emissões de linha de base associadas ao uso do gás natural

Ano	$F_{CH_4,NG,y}$ (tCH₄/ano)	$BE_{NG,y}$ (tCO₂/ano)
2016	2.518	7.398
2017	2.689	7.902
2018	2.849	8.370
2019	3.000	8.815
2020	3.147	9.246
2021	3.290	9.668
2022	3.433	10.087

Emissões do Projeto (PE_y)

O cálculo *ex-ante* das emissões do projeto é apresentado na tabela abaixo:

Tabela 14 – Cálculo *ex-ante* das emissões do projeto

Ano	$PE_{EC,y}$ (tCO₂/ano)	$PE_{FC,i,y}$ (tCO₂/ano)	$PE_{DT,y}$ (tCO₂/ano)	$PE_{flare,y}$ (tCO₂/ano)	PE_y (tCO₂/ano)
2016	1.601	0,04	0	1.656	3.258
2017	1.601	0,04	0	1.769	3.371
2018	1.601	0,04	0	1.874	3.475
2019	1.601	0,04	0	1.974	3.575
2020	1.601	0,04	0	2.070	3.671
2021	1.601	0,04	0	2.165	3.766
2022	1.601	0,04	0	2.259	3.860

a) Emissões provenientes do consumo de energia ($PE_{EC,y}$)

A energia consumida pela atividade do projeto é baseada na estimativa da GNR DOIS ARCOS VALORIZAÇÃO DE BIOGÁS S.A. para a operação do sistema de captura de biogás, instalações

⁵⁰ Valor no limite superior da incerteza em um intervalo de confiança de 95% conforme a “Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis”

de transformação e escritório administrativo no local do projeto. Sendo assim, o $EC_{PJ,y}$ é 4.130MWh/ano.

O $TDL_{j,y}$ considerado para o cálculo *ex-ante* do $PE_{EC,y}$ é de 20%, valor padrão fornecido pela “Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto e/ou das fugas provenientes do consumo de energia elétrica”.

Cálculo do Fator de Emissão da rede elétrica

O cálculo do fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia conectada à rede elétrica ($EF_{grid,CM,y}$) segue as etapas estabelecidas na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Conforme a Resolução nº 8, emitida pela autoridade nacional competente brasileira no dia 26 de maio de 2008, o Sistema Interligado Brasileiro corresponde ao sistema a ser considerado, o que inclui apenas usinas de rede elétrica (Opção I do Passo 2 da ferramenta).

Conforme descrito na seção B.6.1, a margem de operação simples ajustada (Opção b do Passo 3 da ferramenta) e os dados *ex-ante* da safra foram escolhidos para o cálculo de $EF_{grid,OM,y}$. Portanto, dados de 2011, 2012 e 2013 foram utilizados no cálculo, já que são os dados mais recentes disponíveis para os Participantes do Projeto.

$$EF_{grid,OM-adj,2011-2013} = 0.3612tCO_2e/MWh$$

O $EF_{grid,BM,y}$ foi calculado com base em dados de 2012 (os dados mais recentes disponíveis) de acordo com as escolhas metodológicas apresentadas na seção B.6.1. Uma opção *ex-ante* foi escolhida para esse parâmetro.

$$EF_{grid,BM,2013} = 0.2850tCO_2e/MWh$$

Então:

$$EF_{grid,CM,y} = 0.3231tCO_2e/MWh$$

Considerando $EC_{PJ,y}$ e $TDL_{j,y}$, e o $EF_{grid,CM,y}$ calculados acima, as emissões estimadas do projeto são de 1.601 tCO₂/ano, como na tabela abaixo:

Tabela 15 – Estimativa de emissões do projeto provenientes do consumo de energia

Ano	Energia Consumida (MWh)	Fator de Emissão da Rede elétrica (tCO ₂ e/MWh)	TDL _y (%)	Emissões do projeto (tCO ₂ e)
2016	4.130	0,3231	20	1.601
2017	4.130			1.601
2018	4.130			1.601
2019	4.130			1.601
2020	4.130			1.601
2021	4.130			1.601
2022	4.130			1.601

Se um gerador de combustível fóssil for instalado no local do projeto para geração de energia, o consumo de combustível será considerado e monitorado de acordo com a “Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis”. No entanto, para a estimativa *ex-ante*, considera-se que o consumo de energia seja abastecido pela rede elétrica e, portanto, as emissões provenientes da operação de um gerador de combustível fóssil são iguais a zero.

b) Emissões provenientes do consumo de combustíveis fósseis ($PE_{FC,y}$)

A quantidade de biogás se a ser utilizado na atividade do projeto do Aterro Dois Arcos é 13 kg ao ano, considerando-se um valor de 0,0465 GJ/kg para $NCV_{i,y}$, do Balanço Nacional de Energia de 2014, e de 0,0656 tCO₂/GJ para $EF_{CO_2i,y}$, das Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE (no limite superior da incerteza em um intervalo de confiança de 95% conforme a Ferramenta), o $COEF_{i,y} = 0,00305$ tCO₂/kg durante a utilização da Opção B da “Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis”.

Tabela 16 – Estimativa de emissões do projeto provenientes do consumo de combustíveis fósseis

Ano	Consumo de biogás (kg)	COEF _{i,y} (tCO ₂ /kg)	Emissões do projeto (tCO ₂ e)
2016	13	0,00305	0,04
2017	13		0,04
2018	13		0,04
2019	13		0,04
2020	13		0,04
2021	13		0,04
2022	13		0,04

c) Emissões provenientes da distribuição de biogás comprimido/liquificado por caminhões ($PE_{DT,y}$)

Emissões provenientes do transporte de biogás comprimido/liquificado por caminhões

No primeiro ano de operação do projeto, o gás purificado será transportado por caminhões até que gasodutos de GN sejam implantados no local do projeto, com previsão para dezembro de 2015. Sendo assim, os gasodutos de GN serão implantados antes da data de início do período de créditos (janeiro de 2016), então, $PE_{DT,y} = 0$ tCO₂e/ano.

Emissões provenientes de fugas de CH₄ durante o transporte de biogás comprimido/liquificado

Como mencionado acima, não se espera que o transporte de gás purificado por caminhões ocorra a partir de janeiro. $PE_{leaks,y} = 0$ tCO₂e/ano.

d) Emissões do projeto provenientes da queima

O cálculo das emissões *ex-ante* de metano pela queima de gás de escape foi estimada utilizando-se o saldo de metano no biogás coletado pelo sistema de atividade de projeto proposta, e o metano no biogás foi enviado para o processo de transformação. Supõe-se que todo o metano não injetado na rede de distribuição de gás natural, devido a ineficiências do processo será queimado.

De acordo com a ferramenta, para queimas abertas deverá ser utilizado um valor padrão de 50% quando a chama for detectada no minuto *m* (consulte a Seção B.6.1 acima). Estima-se que 95% do biogás coletado serão enviados para a instalação de transformação. Em seguida, as emissões do projeto devido à queima de gases foram estimadas como:

Tabela 17 – Estimativa de emissões do projeto provenientes da queima

<i>Ano</i>	<i>Biogás (Nm³)</i>	<i>PE_{flare,y}</i> <i>(tCO₂e/ano)</i>
2016	370.141	1.656
2017	395.365	1.769
2018	418.784	1.874
2019	441.045	1.974
2020	462.592	2.070
2021	483.735	2.165
2022	504.695	2.259

B.6.4 Resumo das estimativas *ex-ante* das reduções de emissões

<i>Ano</i>	<i>Emissões de linha de base</i> <i>(t CO₂e)</i>	<i>Emissões do projeto</i> <i>(t CO₂e)</i>	<i>Fugas</i> <i>(t CO₂e)</i>	<i>Redução de Emissões</i> <i>(t CO₂e)</i>
2016	53.776	3.258	0	50.519
2017	57.441	3.371	0	54.071
2018	60.844	3.475	0	57.368
2019	64.078	3.575	0	60.503
2020	67.208	3.671	0	63.537
2021	70.280	3.766	0	66.514
2022	73.325	3.860	0	69.466
Total	446.953	24.975	0	421.978
Número total dos anos de créditos	7			

Média anual durante o período de créditos	63.850	3.568	0	60.283
---	--------	-------	---	--------

B.7. Plano de Monitoramento

B.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados

ACM0001 – Queima ou utilização do biogás

Dados/Parâmetro	Gestão do LDRS
Unidade	-
Descrição	Gestão do LDRS
Fonte dos dados	Use fontes de dados diferentes – Projeto original do aterro – Especificações técnicas para a gestão do LDRS – Normas locais ou nacionais
Valor(es) aplicado(s)	-
Métodos e procedimentos de medição	Os participantes do projeto devem se referir ao projeto original do aterro para garantir que qualquer prática para aumentar a geração de metano ocorra antes da implantação da atividade de projeto. Qualquer mudança na gestão do LDRS após a implantação da atividade de projeto deve ser justificada de acordo com as especificações técnicas e normativas.
Frequência da monitoração	Anualmente
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	-
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	-

Dados/Parâmetro	$Op_{j,h}$
Unidade	-
Descrição	Operação do equipamento que consome o biogás
Fonte dos dados	Participantes do projeto
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para o cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	No contexto da atividade de projeto proposta, a unidade de equipamento j que utiliza o biogás inclui a instalação de transformação e das queimas. Assim, os seguintes parâmetros devem ser usados para assegurar que a unidade estará operando na hora h: <u>Para a instalação de transformação do biogás</u> • Produtos gerados. Monitore a geração de gás purificado que é vendido ao consumidor. Essas informações podem ser comparadas com as faturas; <u>Para o sistema de queima</u> • Chama. O sistema de detecção de chama é utilizado para garantir que o equipamento esteja em funcionamento; $Op_{j,h}=0$ quando: • Nenhum produto está sendo gerado na hora h; • A chama não é detectada continuamente na hora h (medições instantâneas são feitas, pelo menos, a cada minuto); Caso contrário, $Op_{j,h}=1$
Frequência da monitoração	De hora em hora
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	Os medidores de fluxo e os detectores de chama estarão sujeitos a manutenção regular e regime de testes para garantir a precisão. A calibração deverá ocorrer de acordo com as especificações dos fabricantes.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	O monitoramento de horas de trabalho do equipamento é necessário, a fim de garantir que nenhuma redução na emissão seja atribuída à destruição do metano durante as horas não trabalhadas.

Dados/Parâmetro	$EG_{EC,y}$
Unidade	MWh
Descrição	Quantidade de energia consumida pela atividade do projeto no ano y
Fonte dos dados	Medidor de energia
Valor(es) aplicado(s)	4.130
Métodos e procedimentos de medição	As fontes de consumo incluem a energia consumida para a operação da planta (processo e escritório administrativo).
Frequência da monitoração	Contínua, agregada pelo menos anualmente.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	O medidor de energia elétrica estará sujeito à manutenção e testes regulares para garantir sua precisão, seguindo as recomendações do fabricante. As leituras serão feitas duas vezes pela empresa de distribuição de energia.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto causadas pelo consumo de energia.
Comentários adicionais	De acordo com a metodologia ACM0001, este parâmetro é equivalente a $EC_{PJ,k,y}$ na ferramenta.

Dados/Parâmetro	$F_{CH_4,NG-cons,y}$
Unidade	tCH ₄ /ano
Descrição	Quantidade de metano no biogás entregue aos consumidores utilizando caminhões no ano y
Fonte dos dados	Medições no local
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i>
Métodos e procedimentos de medição	Medidores de fluxo
Frequência da monitoração	Por lote e agregada anualmente
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	A manutenção deve ser de acordo com as especificações dos fabricantes
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao transporte de gás purificado por meio de caminhões.
Comentários adicionais	Não se espera que o transporte por caminhões ocorra durante o período de créditos do projeto. No entanto, se ocorrerem atrasos na construção do gasoduto de GN, o monitoramento de $F_{CH_4,NG-cons,y}$ será feito conforme a metodologia e ferramentas aplicáveis.

Dados/Parâmetro	$F_{CH_4,NG\ TR,y}$
Unidade	tCH ₄ /ano
Descrição	Quantidade de metano no biogás enviado aos caminhões no ano y
Fonte dos dados	Medições no local
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i>
Métodos e procedimentos de medição	Medidores de fluxo
Frequência da monitoração	Por lote e agregada anualmente
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	A manutenção deve ser de acordo com as especificações dos fabricantes.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao transporte de gás purificado por meio de caminhões
Comentários adicionais	Não se espera que o transporte por caminhões ocorra durante o período de créditos do projeto. No entanto, se ocorrerem atrasos na construção do gasoduto de GN, o monitoramento de $F_{CH_4,NG\ TR,y}$ será feito conforme a metodologia e ferramentas aplicáveis.

Ferramenta metodológica “Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos”

Dados/Parâmetro	f_y
Unidade	-
Descrição	Fração de metano capturado no LDRS incinerado, queimado ou usado de qualquer outra maneira que impeça a emissões de metano para a atmosfera no ano y
Fonte dos dados	Selecionar o valor máximo de acordo com os seguintes dados: (a) requisitos contratuais e normativos que especifiquem a quantidade de metano que deve ser destruída/usada (se disponível); e (b) os dados históricos sobre a quantidade capturada.
Valor(es) aplicado(s)	0
Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a metodologia ACM0001, este valor deve ser atribuído, já que a quantidade de biogás que deveria ter sido capturada e destruída já está contabilizada na Equação 2.
Frequência da monitoração	De acordo com a ferramenta metodológica aplicável “Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos”, para a aplicação A, este parâmetro é determinado uma vez para o período de créditos ($f_y = f$).
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	-
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	

Observação: A profundidade e altura do lençol freático no LDRS não são monitoradas, pois o FCM foi selecionado como um valor padrão de acordo com a Aplicação A da ferramenta metodológica “Emissões provenientes de locais de disposição de resíduos sólidos”.

“Ferramenta para determinar o fluxo de massa de um gás de efeito estufa em um fluxo gasoso”

Dados/Parâmetro	$V_{t,wb}$
Unidade	m ³ gás úmido/h
Descrição	Fluxo volumétrico gasoso no intervalo de tempo t em base úmida
Fonte dos dados	Medições no local
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i>
Métodos e procedimentos de medição	A medição do fluxo volumétrico deve se referir sempre à pressão e temperatura reais. Instrumentos com sinal eletrônico de gravação (analógico ou digital) são exigidos.
Frequência da monitoração	Contínua e agregada, no mínimo de hora em hora.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	A calibração periódica comparada com um dispositivo primário fornecido por laboratório independente credenciado é obrigatória. A calibração e a frequência da calibração são feitas de acordo com as especificações do fabricante.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base e do projeto
Comentários adicionais	Este parâmetro será monitorado na Opção C, de modo a calcular o $F_{CH4,sent_flare,y}$ (biogás queimado)

Dados/Parâmetro	$V_{t,db}$
Unidade	m ³ gás seco/h
Descrição	Fluxo volumétrico do fluxo gasoso no intervalo de tempo t numa base seca
Fonte dos dados	Medições no local
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	A medição do fluxo volumétrico deve se referir sempre à pressão e temperatura reais. Calculada com base na medição do fluxo em base úmida acrescido da medição da concentração de água.
Frequência da monitoração	Contínua e agregada, no mínimo de hora em hora
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	A calibração periódica comparada com um dispositivo primário fornecido por laboratório independente credenciado é obrigatória. A calibração e a frequência da calibração são feitas de acordo com as especificações do fabricante.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base e do projeto
Comentários adicionais	Este parâmetro será monitorado na Opção A, para calcular o $F_{CH4,NG}$ e o $F_{CH4,sent_flare,y}$ (gás purificado que não atende às especificações para ser enviado para o gasoduto de GN).

Dados/Parâmetro	$V_{i,t,db}$
Unidade	m ³ gás i/m ³ gás seco
Descrição	Fração volumétrica do gás de efeito estufa <i>i</i> no intervalo de tempo <i>t</i> em base seca
Fonte dos dados	Medições no local
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	Analisador de gás contínuo operando em base seca. A medição do fluxo volumétrico deve se referir sempre à pressão e temperatura reais.
Frequência da monitoração	Contínua e agregada, no mínimo de hora em hora.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	A calibração deve incluir verificação zero com um gás inerte (por exemplo, N ₂) e pelo menos uma verificação por leitura com um gás padrão (gás de calibração única ou mistura de gases de calibração). Todos os gases de calibração devem ter um certificado fornecido pelo fabricante e devem estar no período de validade.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base e do projeto
Comentários adicionais	Este parâmetro será monitorado na Opção A, para calcular o $F_{CH4,NG}$ e o $F_{CH4,sent_flare,y}$ (gás purificado que não alcança as especificações para ser enviado para o gasoduto de GN).

Dados/Parâmetro	$V_{i,t,wb}$
Unidade	m ³ gás <i>i</i> /m ³ gás úmido
Descrição	Fração volumétrica do gás de efeito estufa <i>i</i> no intervalo de tempo <i>t</i> em base úmida
Fonte dos dados	Medições no local
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	Calculados com base na análise de base seca acrescidos da medição da concentração de água de ou analisadores contínuos <i>in situ</i> , se não houver especificação na metodologia de base.
Frequência da monitoração	Contínua e agregada, no mínimo de hora em hora.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	A calibração deve incluir a verificação zero com um gás inerte (por exemplo, N ₂) e pelo menos uma verificação por leitura com um gás padrão (gás de calibração única ou mistura de gases de calibração). Todos os gases de calibração devem ter um certificado fornecido pelo fabricante e devem estar no período de validade.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base
Comentários adicionais	Este parâmetro será monitorado na Opção C, de modo a calcular o $F_{CH4,sent_flare,y}$

Dados/Parâmetro	T_t
Unidade	K
Descrição	Temperatura do fluxo gasoso no intervalo de tempo t
Fonte dos dados	Medições no local
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i>
Métodos e procedimentos de medição	Instrumentos com sinal eletrônico de gravação (analógico ou digital) são exigidos. A temperatura será medida pelos medidores de fluxo das turbinas que possuem sensores de temperatura.
Frequência da monitoração	Contínua e agregada, no mínimo de hora em hora.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	A calibração periódica comparada com um dispositivo primário fornecido por laboratório independente credenciado é obrigatória. A calibração e a frequência da calibração são feitas de acordo com as especificações do fabricante
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base e do projeto
Comentários adicionais	Contanto que todos os parâmetros estiverem convertidos em condições normais durante o processo de monitoramento, pode ser que este parâmetro não seja necessário, exceto para determinação do teor de umidade; portanto, ele só deve ser calculado ao executar tais medidas (com a mesma frequência). No entanto, caso se adote a condição de aplicabilidade relacionada ao fato de a temperatura do fluxo gasoso estar abaixo de 60°C, este parâmetro deve ser monitorado continuamente para assegurar que a condição de aplicabilidade esteja sendo cumprida. Aplicável às Opções A e C para determinar os parâmetros $F_{CH4,NG}$ e $F_{CH4,sent_flare,y}$, respectivamente.

Dados/Parâmetro	P_t
Unidade	Pa
Descrição	Pressão do fluxo gasoso no intervalo de tempo t
Fonte dos dados	Medições no local
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	Instrumentos com sinal eletrônico de gravação (analógico ou digital) são exigidos, por exemplo, transdutores de pressão, etc.
Frequência da monitoração	Contínua e agregada, no mínimo de hora em hora.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	A calibração periódica comparada com um dispositivo primário deve ser realizada periodicamente e os registros dos procedimentos de calibração devem permanecer disponíveis, bem como o dispositivo primário e seu certificado de calibração. Transdutores de pressão (capacitivos ou resistivos) devem ser calibrados mensalmente.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base e do projeto
Comentários adicionais	Contanto que todos os parâmetros sejam convertidos em condições normais durante o processo de monitoramento, pode ser que este parâmetro não seja necessário, exceto para determinação do teor de umidade; portanto, ele só deve ser calculado ao executar tais medidas (com a mesma frequência). Aplicável às Opções A e C para determinar os parâmetros $F_{CH4,NG}$ e $F_{CH4,sent_flare,y}$, respectivamente.

Ferramenta metodológica “Emissões do projeto e das fugas provenientes do transporte de carga”

Dados/Parâmetro	$D_{f,m}$
Unidade	Quilômetro
Descrição	Distância da viagem de ida e volta entre a origem e o destino da atividade de transporte de carga f no período de monitoramento m
Fonte dos dados	Registros do operador do veículo ou dos participantes do projeto
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	Determinados uma vez para cada atividade de transporte de carga f para uma viagem de linha de base usando o odômetro do veículo ou quaisquer outras fontes adequadas (por exemplo, fontes on-line). No caso do projeto, um registro de tacômetro será usado.
Frequência da monitoração	Deve ser atualizada sempre que a distância for diferente.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	Parâmetro aplicável à Opção B
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto provenientes do transporte de carga
Comentários adicionais	Não se espera que o transporte por caminhões ocorra durante o período de créditos do projeto. No entanto, se ocorrerem atrasos na construção do gasoduto de GN, o monitoramento de $D_{f,m}$ será feito conforme requerido pela metodologia.

Dados/Parâmetro	$FR_{f,m}$
Unidade	Toneladas
Descrição	Massa total da carga transportada na atividade de transporte de carga f durante o período de monitoramento m
Fonte dos dados	Registros do operador do veículo ou dos participantes do projeto
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	As medições são realizadas conforme os padrões nacionais e internacionais de combustíveis.
Frequência da monitoração	Contínua
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	-
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto provenientes do transporte de carga.
Comentários adicionais	Parâmetro aplicável à Opção B.

Ferramenta metodológica “Emissões do projeto provenientes da queima”

Dados/Parâmetro	<i>Flame_m</i>
Unidade	Chama acesa ou apagada
Descrição	Detecção de chama da queima no minuto <i>m</i>
Fonte dos dados	Participantes do projeto
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	Medidos utilizando uma instalação fixa do detector ótico de chama: Thermopar, tipo "K".
Frequência da monitoração	Uma vez a cada minuto. Detecção pelo sensor de chama no minuto em que a chama estiver acesa, caso contrário, será registrado no minuto em que a chama estiver apagada.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	Os equipamentos devem ser mantidos e calibrados de acordo com as especificações do fabricante.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto por queima.
Comentários adicionais	Aplicável a todos os tipos de queima.

“Ferramenta para calcular as emissões de linha de base, do projeto e/ou das fugas provenientes do consumo de energia elétrica”

Dados/Parâmetro	<i>TDL_{project, y}</i>
Unidade	%
Descrição	Média de perdas técnicas de transmissão e distribuição ao fornecer energia para a fonte <i>j</i> no ano <i>y</i> .
Fonte dos dados	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Valor(es) aplicado(s)	Se os dados da ANEEL não estiverem disponíveis no momento da verificação, o dado padrão de 20% fornecido pela ferramenta deverá ser considerado. 20% (dado padrão fornecido pela ferramenta; foi considerado para a estimativa <i>ex-ante</i>)
Métodos e procedimentos de medição	Usar os dados recentes, precisos e confiáveis disponíveis no país anfitrião.
Frequência da monitoração	Anualmente. Na ausência de dados do ano em questão, devem-se usar os dados mais recentes, mas não há mais de 5 anos.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	Fonte oficial de dados.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de energia.
Comentários adicionais	As perdas de transmissão e distribuição (<i>TDL</i> , na sigla em inglês) da usina de energia local devem ser usadas.

“Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis”

Dados/Parâmetro	$EF_{CO_2,i,y}$
Unidade	tCO ₂ /GJ
Descrição	Fator médio ponderado de emissão de CO ₂ do combustível tipo <i>i</i> no ano <i>y</i> (<i>i</i> = gás natural)
Fonte dos dados	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE
Valor(es) aplicado(s)	0,0583
Métodos e procedimentos de medição	Valores padrão do IPCC no limite superior da incerteza em um intervalo de confiança de 95%, conforme previstos na tabela 1.4 do Capítulo 1, Vol. 2 (Energia), das Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE, de acordo com a ferramenta.
Frequência da monitoração	Toda e qualquer revisão futura das Diretrizes do IPCC deverá ser levada em consideração.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	Fonte oficial de dados
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões de linha de base devido ao uso de gás natural
Comentários adicionais	Opção (c) da “Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO ₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis”

Dados/Parâmetro	$FC_{i,j,y}$
Unidade	kg/ano
Descrição	Quantidade de combustível tipo i queimado no processo j durante o ano y ($i = \text{GLP}$)
Fonte dos dados	Nota fiscal
Valor(es) aplicado(s)	13
Métodos e procedimentos de medição	De forma conservadora, deve-se considerar que todo o combustível fóssil comprado será usado.
Frequência da monitoração	A cada compra de combustível fóssil
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	A consistência das quantidades de consumo de combustível medidas deve ser verificada e comparada com o saldo de energia anual, que se baseia nas quantidades compradas e nas variações de estoque. Quando as faturas do combustível adquirido puderem ser identificadas, particularmente para o projeto de MDL, as quantidades de consumo de combustível medidas também deverão ser comparadas com as faturas de compra disponíveis nos registros financeiros.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de combustíveis fósseis para a ignição da chama.
Comentários adicionais	-

Dados/Parâmetro	$NCV_{i,y}$
Unidade	GJ/m ³
Descrição	Valor calorífico líquido médio ponderado de combustível tipo <i>i</i> no ano <i>y</i> (<i>i</i> = GPL)
Fonte dos dados	Balanço Energético Nacional (BEN)
Valor(es) aplicado(s)	0,0465
Métodos e procedimentos de medição	As medições devem ser realizadas de acordo com os padrões nacionais e internacionais de combustíveis
Frequência da monitoração	Exige revisão anual de adequação de valores.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	Verifique se o valor está dentro da faixa de incerteza dos valores padrão do IPCC, conforme previsto na Tabela 1.2, Vol. 2, das Diretrizes de 2006 do IPCC. Se os valores estiverem abaixo desta faixa, informações adicionais deverão ser coletadas do laboratório de testes para justificar o resultado ou realizar medições adicionais. Os laboratórios em a), b) ou c) devem ter o credenciamento ISO17025 ou comprovar que estão aptos a cumprir com padrões de qualidade semelhantes.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto provenientes do consumo de combustíveis fósseis para a ignição da queima.
Comentários adicionais	Aplicável onde a Opção B for usada.

Dados/Parâmetro	$EF_{CO_2,i,y}$
Unidade	tCO ₂ /GJ
Descrição	Fator médio ponderado da emissão de CO ₂ pelo combustível tipo <i>i</i> no ano <i>y</i> (<i>i</i> = GLP)
Fonte dos dados	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE
Valor(es) aplicado(s)	0,0656
Métodos e procedimentos de medição	Valores padrão do IPCC no limite superior de incerteza em um intervalo de confiança de 95%, conforme previsto na tabela 1.4 do Capítulo 1, Vol. 2 (Energia), das Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE, de acordo com a ferramenta.
Frequência da monitoração	Toda e qualquer revisão futura das Diretrizes do IPCC deve ser levada em consideração.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	Fonte oficial de dados.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto provenientes do consumo de combustíveis fósseis para ignição da queima.
Comentários adicionais	Opção (c) da “Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO ₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis”

Dados/Parâmetro	$FC_{i,j,y}$
Unidade	kg/ano
Descrição	Quantidade de combustível tipo <i>i</i> queimado no processo <i>j</i> durante o ano <i>y</i>
Fonte dos dados	Nota fiscal
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	De forma conservadora, deve-se considerar que todo o combustível fóssil comprado será usado.
Frequência da monitoração	A cada compra de combustível fóssil.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	A consistência das quantidades de consumo de combustível medidas deve ser verificada e comparada com o saldo de energia anual que se baseia nas quantidades compradas e variações de estoque. Quando as faturas do combustível adquirido puderem ser identificadas, particularmente para o projeto de MDL, as quantidades de consumo de combustível medidas também deverão ser comparadas com as faturas de compra disponíveis nos registros financeiros.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de combustível fóssil para geração de energia.
Comentários adicionais	A instalação de um gerador de combustível fóssil é possível, considerando-se intermitências no fornecimento de energia elétrica no local do projeto. Se este tipo de gerador for instalado no local do projeto, os combustíveis fósseis devem ser monitorados para permitir o cálculo das emissões do projeto.

Dados/Parâmetro	$NCV_{i,y}$
Unidade	GJ/m ³
Descrição	Valor calorífico líquido médio ponderado do combustível tipo <i>i</i> no ano <i>y</i>
Fonte dos dados	Balanço Energético Nacional (BEN)
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	As medições devem ser realizadas conforme os padrões nacionais e internacionais de combustíveis
Frequência da monitoração	Exige revisão anual de adequação de valores
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	Verificar se o valor está dentro da faixa de incerteza dos valores padrão do IPCC, conforme previsto na Tabela 1.2, Vol. 2, das Diretrizes de 2006 do IPCC. Se os valores estiverem abaixo desta faixa, informações adicionais deverão ser colatadas no laboratório de testes para justificar o resultado ou realizar medições adicionais. Os laboratórios em a), b) ou c) devem ter o credenciamento ISO17025 ou comprovar que estão aptos a cumprir com padrões de qualidade semelhantes.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de combustível fóssil para geração de energia.
Comentários adicionais	Aplicável onde a Opção B for usada.

Dados/Parâmetro	$EF_{CO_2,i,y}$
Unidade	tCO ₂ /GJ
Descrição	Fator médio ponderado da emissão de CO ₂ do combustível tipo <i>i</i> no ano <i>y</i>
Fonte dos dados	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	Valores padrão do IPCC no limite superior de incerteza em um intervalo de confiança de 95%, tal como previsto na tabela 1.4 do Capítulo 1, Vol. 2 (Energia), das Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE, de acordo com a ferramenta.
Frequência da monitoração	Toda e qualquer revisão futura das Diretrizes do IPCC deverá ser levada em consideração.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	Fonte oficial de dados
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de combustível fóssil para geração de energia.
Comentários adicionais	Opção (c) da “Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO ₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis”

Dados/Parâmetro	$FC_{i,j,y}$
Unidade	kg/ano
Descrição	Quantidade de combustível tipo i queimado no processo j durante o ano y
Fonte dos dados	Nota fiscal
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	De forma conservadora, deve-se considerar que todo o combustível fóssil comprado será utilizado.
Frequência da monitoração	A cada compra de combustível fóssil.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	A consistência das quantidades de consumo de combustível medidas deve ser verificada e comparada com o saldo de energia anual que se baseia nas quantidades compradas e variações de estoque. Quando as faturas do combustível adquirido puderem ser identificadas, particularmente para o projeto de MDL, as quantidades de consumo de combustível medidas também deverão ser comparadas com as faturas de compra disponíveis nos registros financeiros.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de combustíveis fósseis para o transporte de gás purificado
Comentários adicionais	Aplicável à Opção A da ferramenta metodológica “Emissões do projeto e das fugas provenientes do transporte de carga”

Dados/Parâmetro	$NCV_{i,y}$
Unidade	GJ/m ³
Descrição	Valor calorífico líquido médio ponderado de combustível tipo <i>i</i> no ano <i>y</i>
Fonte dos dados	Balanço Energético Nacional (BEN)
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	As medições devem ser realizadas conforme os padrões nacionais e internacionais de combustíveis.
Frequência da monitoração	Exige revisão anual de adequação de valores
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	Verificar se o valor está dentro da faixa de incerteza dos valores padrão do IPCC, como está previsto na Tabela 1.2, Vol. 2, das Diretrizes de 2006 do IPCC. Se os valores estiverem abaixo desta faixa, informações adicionais deverão ser coletadas no laboratório de testes para justificar o resultado ou realizar medições adicionais. Os laboratórios em a), b) ou c) devem ter o credenciamento ISO17025 ou comprovar que estão aptos a cumprir com padrões de qualidade semelhantes.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de combustíveis fósseis para o transporte de gás purificado
Comentários adicionais	Aplicável à Opção A da ferramenta metodológica “Emissões do projeto e das fugas provenientes do transporte de carga”

Dados/Parâmetro	$EF_{CO_2,i,y}$
Unidade	tCO ₂ /GJ
Descrição	Fator médio ponderado da emissão de CO ₂ do combustível tipo <i>i</i> no ano <i>y</i>
Fonte dos dados	Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE
Valor(es) aplicado(s)	Não utilizado para cálculo <i>ex-ante</i> .
Métodos e procedimentos de medição	Valores padrão do IPCC no limite superior de incerteza em um intervalo de confiança de 95%, conforme previsto na tabela 1.4 do Capítulo 1, Vol. 2 (Energia), das Diretrizes de 2006 do IPCC para Inventários Nacionais de GEE, de acordo com a ferramenta.
Frequência da monitoração	Toda e qualquer revisão futura das Diretrizes do IPCC deverá ser levada em consideração.
Procedimentos de Garantia de Qualidade/Controle de Qualidade (QA/QC)	Fonte oficial de dados.
Finalidade dos dados	Cálculo das emissões do projeto devido ao consumo de combustíveis fósseis para o transporte de gás purificado
Comentários adicionais	Aplicável à Opção A da ferramenta metodológica “Emissões do projeto e das fugas provenientes do transporte de carga”

B.7.2 Plano de amostragem

Não aplicável.

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

O monitoramento da atividade do projeto seguirá os requisitos estabelecidos na metodologia ACM0001 e nas ferramentas referidas. Todos os dados monitorados estarão disponíveis no momento da verificação e serão arquivados eletronicamente por dois anos após o final do período de créditos ou da última emissão de Certificados de Redução de Emissões (CERs), o que ocorrer por último.

Equipamentos/sistema de monitoramento

A usina deverá ter 5 (cinco) medidores para medir: (i) o gás de aterro (biogás) enviado para queima (FT1), (ii) o biogás enviado para o sistema transformação (FT2), (iii) o biometano resultante da transformação do biogás em GN (FT3), (iv) o biometano enviado para o sistema de distribuição de GN (FT5), (iv) o biometano que não atende aos parâmetros necessários para ser

enviado ao sistema de distribuição de GN e, por isso, é queimado (FT6). O patrocinador do projeto garante que, se ocorrerem atrasos nos gasodutos de GN, o monitoramento exigido será realizado para determinar o biometano carregado em caminhões e entregue a consumidores externos, a fim de calcular as emissões de linha de base e do projeto, caso contrário, as reduções de emissões serão consideradas como zero durante este período.

Durante a visita de validação, havia 8 (oito) analisadores de gases instalados na usina para o monitoramento de O₂, H₂S, CH₄ and CO₂ do biogás e do gás purificado. Além disso, havia um medidor de energia da usina de energia local, que mede a energia elétrica utilizada no processo de produção e no escritório administrativo. No futuro, o patrocinador do projeto poderá instalar outro medidor de energia, a fim de separar a medição de energia elétrica utilizada no processo e utilizada no escritório.

A manutenção e calibração dos equipamentos e sistema de monitoramento serão realizadas conforme as recomendações do fabricante e em conformidade com padrões nacionais/internacionais. As calibrações dos equipamentos de medição serão realizadas por pessoa ou instituição credenciada.

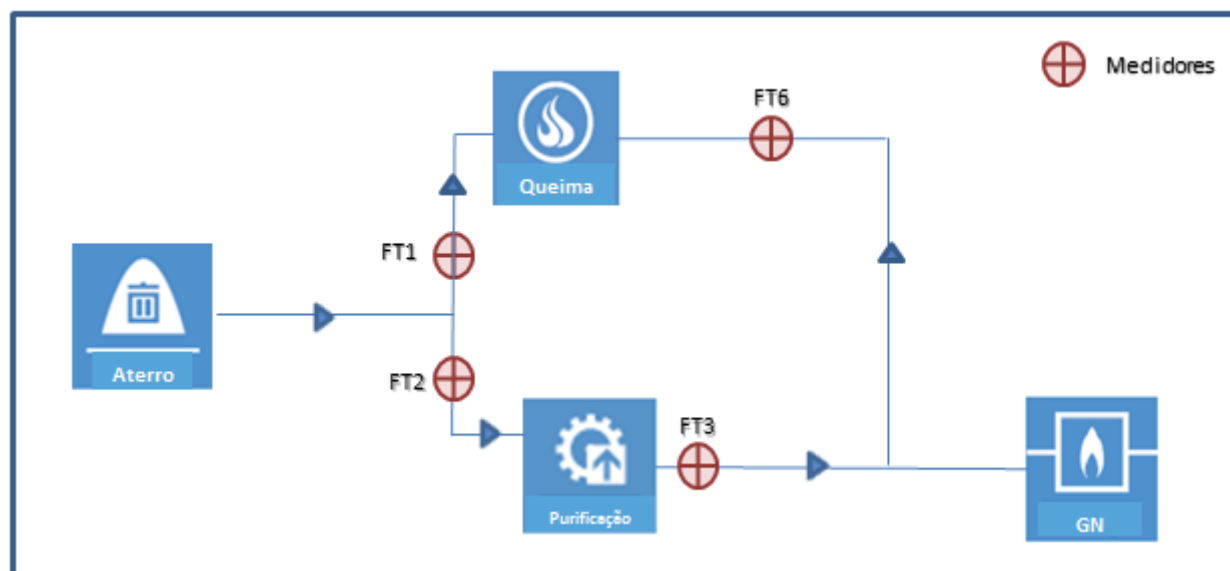


Figura 9 – Diagrama dos medidores de gás e provável localização

Transmissão de dados, processamento e armazenamento

As variáveis descritas no item B.7.1 serão automaticamente registradas em um sistema supervisório. Uma pessoa será encarregada da verificação de dados, de modo a manter o funcionamento do processo. Se a transmissão automática falhar, a pessoa responsável entrará em contato com um operador para registrar os dados manualmente. Se os dados puderem ser recuperados subsequentemente, serão reintegrados ao servidor. Todas as informações serão armazenadas fisicamente no disco rígido do servidor e uma cópia de segurança (*backup*) deverá ser feita periodicamente. As cópias dos arquivos serão armazenadas por até dois anos após o fim do período de créditos ou da última emissão dos CERs para esta atividade de projeto, o que ocorrer por último.

Responsabilidades

Os aspectos de MDL do projeto são gerenciados pelos administradores da estação de depuração e de biogás, que serão responsáveis pelo monitoramento das atividades. É de

responsabilidade final do Diretor garantir que o conteúdo do relatório de monitoramento esteja correto no momento da solicitação de emissão. Os Gerentes de Projeto de MDL supervisionam os procedimentos de calibração e manutenção. Os programas de manutenção são realizados no local pelo técnico de campo, que também deve garantir que as ferramentas de monitoramento estejam funcionando corretamente.

Treinamento

Os funcionários envolvidos no monitoramento serão periodicamente treinados interna e/ou externamente. O treinamento incluirá: revisão de equipamentos, requisitos de calibração, configuração de equipamentos de monitoramento, requisitos de manutenção.

B.8. Data de conclusão da aplicação da metodologia e linha de base padrão e informações de contato das pessoas/entidades responsáveis

Data de conclusão: 5/08/2015

Informações de contato da pessoa/entidade responsável por completar o formulário DCP:

Nome: A. Ricardo J. Esparta

Empresa: Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.

E-mail: ricardo.esparta@eqao.com.br

Telefone: ++55 11 3063-9068

SEÇÃO C. Duração e periodo de créditos

C.1. Duração da atividade de projeto

C.1.1. Data de início da atividade de projeto

17/12/2012

De acordo com o “Glossário de Termos de MDL” (EB66, Anexo 63), a data de início da Atividade de Projeto de MDL corresponde a “a data mais antiga em que a implantação, a construção ou ação real de uma atividade de projeto de MDL ou o Programa de Atividades (PoA) tem início”.

Tabela 18 – Principais eventos relacionados à implantação das atividades de projeto propostas

Data	Ação
4/09/2012	Emissão da Licença de Instalação (LI) para a captura e queima do biogás no Aterro Sanitário Dois Arcos
18/09/2012	Criação da Sociedade de Propósito Específico GNR Dois Arcos Valorização de Biogás SA
17/12/2012	Aprovação da entrada de capital para a implantação das atividades de projeto propostas
11/01/2013	Transferência da entrada de capital para a SPC GNR Dois Arcos (anteriormente conhecido como MDPar)

25/03/2013	Assinatura do contrato para a compra e instalação do sistema de transformação
22/05/2013	Emissão da Licença de Instalação (LI) para o sistema de transformação de biogás pelo órgão ambiental do município de São Pedro da Aldeia
15/08/2013	Assinatura do contrato para a construção e integração da usina (obras civis)
5/11/2013	Emissão da ordem de compra do compressor e outros equipamentos eletrônicos
4/04/2014	Emissão da Licença de Operação (LO) para processamento de gás natural

A data de início das atividades de projeto proposta representa a data em que a entrada de capital para a implantação do projeto foi aprovada. Todas as outras tarefas para a implantação das Atividades de Projeto de MDL propostas – emissão da licença de construção e a criação da companhia SPC – não demandaram gastos significativos e, portanto, não demonstraram que o projeto seria de fato implantado. A entrada de capital representou quase 50% do investimento total para a implantação do projeto e, por conseguinte, deve ser considerada como a primeira ação relevante para a implantação do projeto.

C.1.2 Tempo de vida operacional previsto das atividades do projeto

20 anos – 0 meses.

C.2 Período de créditos das atividades do projeto

C.2.1 Tipo de período de créditos

Período renovável de créditos.

C.2.2. Data de início do período de créditos

Em 1º de janeiro de 2016, quando o projeto deverá ser registrado no MDL.

C.2.3. Duração do período de créditos

De 7 anos a 0 meses (renovável).

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise dos impactos ambientais

Não existem políticas ou normas ambientais específicas relativas à captura e destruição de biogás no Brasil. No entanto, o patrocinador de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente, ou

qualquer outra atividade que possa causar degradação ambiental, deve obter várias licenças do órgão ambiental competente (federal e/ou local, dependendo do projeto), conforme determinado pela Resolução nº 237/97 do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). Desse modo, são necessárias as seguintes licenças:

- Licença Prévia ou LP;
- Licença de Instalação ou LI
- Licença de Operação ou LO

Além disso, a Resolução nº 237/97 do CONAMA exige estudos ambientais para emitir licenças.

Todos os impactos ambientais relacionados à construção e operação do Aterro Sanitário Dois Arcos foram expostos no Estudo de Avaliação dos Impactos Ambientais preparado para o Licenciamento Ambiental do Aterro Sanitário, e submetidos ao órgão ambiental do estado do Rio de Janeiro (Instituto Estadual do Ambiente - INEA). De acordo com o estudo, não foram identificados impactos transfronteiriços para o funcionamento do Aterro Sanitário Dois Arcos. Por esse motivo, a Licença de Operação nº FE013200 do Aterro Dois Arcos para atividades de aterro sanitário foi emitida em 24 de agosto de 2007. A DAGR está em processo de renovação da Licença de Operação.

Quanto ao processamento de gás natural, o desenvolvedor do projeto recebeu a Licença de Operação nr. 008/2014 emitida pela agência ambiental de São Pedro da Aldeia em 4 de abril de 2014, com validade até 03 de outubro de 2015. Conforme exigido durante o processo de licenciamento, um Estudo de Análise de Risco para o uso de biogás no Aterro Sanitário Dois Arcos aterro foi preparado por Eidos do Brasil. O estudo consiste de 10 capítulos, conforme a descrição a seguir:

1. Introdução
2. Técnica do projeto e etapas envolvidas;
3. Propriedades físicas e químicas do metano e do sulfureto de hidrogênio;
4. Transporte de substâncias
5. Identificação de riscos e hipóteses;
6. Mapeamento e cálculo das consequências e da vulnerabilidade;
7. Medidas de prevenção e mitigação;
8. Conclusão
9. Equipe técnica
10. Referências

De acordo com o estudo ambiental, indentificaram-se os seguintes riscos:

- Emissão de H₂S
Há duas fases relacionadas ao tratamento de biogás: (i) absorção e extração; e (ii) sistema de absorção. Durante essas fases, o CO₂ and o H₂S são removidos através de absorção de água e desumidificação do biogás. Portanto, pode haver liberação do H₂S na atmosfera devido a problemas com o sistema de regeneração da água durante o tratamento do biogás. No entanto, a maior distância da dispersão do gás é de 4 metros, ou seja, não atinge a população local.
- Fuga de biogás e de gás natural renovável (biogás após o tratamento)
De modo a ser comprimido, o biogás é transportado dos ventiladores para o sistema de compressão. Assim, pode ocorrer fuga de biogás levando-se em conta problemas no sistema de compressão do biogás. Nesse caso, há possibilidade de: (i) combustão em jato de fogo (em alta velocidade) imediatamente após a libertação do biogás; e/ou (ii) combustão em feixe de fogo (sem pressão) e explosão de nuvem de vapor confinada

com efeito retardado; e/ou (iii) liberação de produto tóxico. Além disso, pode ocorrer fuga de gás natural renovável (biogás após o tratamento).

Embora os riscos identificados para uso de biogás sejam toleráveis, as seguintes medidas foram identificadas a fim de evitar os riscos mencionados acima:

- Preparar procedimentos de inspeções periódicas e manutenção
- Preparar procedimentos operacionais e garantir a sua aplicabilidade;
- Promover treinamento para os operadores com base em normas legais;
- Instalar e monitorar o sistema de supervisão/controle;
- Instalar e monitorar o sistema de detecção de H₂S e hidrocarbonetos
- Eliminar as fontes de ignição;
- Preparar um “Plano de Emergência” e garantir a sua aplicabilidade.

D.2. Avaliação do impacto ambiental

Como já foi explicado na seção acima, os impactos ambientais negativos da implantação do projeto não são considerados significativos e todos os impactos levantados no Estudo Ambiental foram analisados pelo órgão ambiental.

SEÇÃO E. Consulta às partes interessadas locais

E.1. Solicitação de comentários das partes interessadas locais

De acordo com a Resolução nº. 7, emitida em 5 de março de 200⁵¹, a Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC), solicita, entre outros documentos, comentários das partes interessadas locais, a fim de fornecer a Carta de Aprovação para um projeto

A Resolução determina que o proponente do projeto envie um convite para comentários, pelo menos, aos seguintes agentes envolvidos e afetados pela atividade de projeto:

- Governos Municipais e Câmaras Municipais;
- Agências municipais e estaduais de meio ambiente;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (FBOMS);
- Associações comunitárias;
- Procurador do Estado para o Interesse Público (estadual e federal).

A mesma resolução também exige que no momento em que essas cartas forem enviadas se disponibilize para as partes interessadas, pelo menos 15 dias antes do início do processo de consulta global (GSP, na sigla em inglês), uma versão do DCP no idioma local e uma declaração de como o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país.

O DCP foi publicado no site <<https://sites.google.com/site/dcpconsulta/>> em 3 de julho de 2014, que também é a data de quando as cartas convite foram enviadas aos seguintes agentes:

- Prefeitura Municipal de São Pedro da Aldeia - RJ
- Secretaria Municipal de Meio Ambiente de São Pedro da Aldeia - RJ;

⁵¹ Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/>>.

- Câmara dos Vereadores de São Pedro da Aldeia - RJ
- INEA – Instituto Estadual do Ambiente – Rio de Janeiro
- Ministério Público do Estado do Rio de Janeiro
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (FBOMS)
- ABES – Rio – Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental
- Ministério Público Federal

Cópias das cartas e da confirmação de recebimento dos Correios estão disponíveis mediante solicitação e serão encaminhadas à EOD durante a validação da Atividade do Projeto.

E.2. Resumo dos comentários recebidos

Nenhum comentário foi recebido até a presente data.

E.3. Relatório sobre a consideração dos comentários recebidos

Nenhum comentário foi recebido até a presente data.

SEÇÃO F. Aprovação e autorização

Não aplicável. De acordo com os requisitos da Autoridade Nacional Designada, a Carta de Aprovação só é emitida após a conclusão da validação de MDL.

- - - - -

Anexo 1. Informações de contato dos participantes do projeto e das pessoas/entidades responsáveis

Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável	☒ Participante do projeto ☐ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, as linha de bases padrão selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	GNR Dois Arcos Valorização de Biogás S.A.
Rua/Caixa postal	Avenida Rio Branco 134/18
Edifício	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	Rio de Janeiro
Código postal	20040-002
País	Brasil
Telefone	++ 55 21 3177-5900
Fax	-
E-mail	-
Website	http://www.ecometano.com.br/
Pessoa de contato	Sra. Carol Dick
Título	-
Saudação	Sra.
Sobrenome	Dick
Nome do meio	-
Nome	Carol
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. direto	-
E-mail pessoal	carol.dick@ecometano.com.br

Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável	☐ Participante do projeto ☒ Pessoa/entidade responsável pela aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s) e, quando aplicável, as linha de bases padrão selecionadas para a atividade de projeto
Nome da organização	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Rua/Caixa postal	Rua Padre João Manoel, 222
Edifício	-
Cidade	São Paulo
Estado/Região	São Paulo
Código postal	01411-000
País	Brasil
Telefone	++55 11 3063-9068
Fax	++55 11 3063-9069
E-mail	-
Website	www.eqao.com.br
Pessoa de contato	Sr. A. Ricardo J. Esparta
Título	-
Saudação	Sr.
Sobrenome	Esparta
Nome do meio	Jacinto
Nome	A. Ricardo
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	++ 55 11 3063-9068
Tel. direto	++ 55 11 3063-9068
E-mail pessoal	focalpoint@eqao.com.br

Anexo 2. Confirmação de financiamento público

Não há financiamento público de partes incluídas no Anexo I envolvido nessa atividade de projeto.

Anexo 3. Aplicabilidade da metodologia e linha de base padrão

Esta seção foi deixada em branco intencionalmente. Consulte as seções B.1 and B.2.

Anexo 4. Informações adicionais sobre o cálculo *ex-ante* das reduções de emissões

Esta seção foi deixada em branco intencionalmente. Consulte as seções B.6.1 and B.6.3.

Anexo 5. Informações adicionais sobre o plano de monitoramento

Esta seção foi deixada em branco intencionalmente. Consulte as seções B.7.1. and B.7.3.

Anexo 6. Resumo das alterações após registro

Não aplicável. Esta seção foi deixada em branco intencionalmente.

- - - - -

Informações do documento

<i>Versão</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição</i>
06.0	9 março 2015	Revisões para: - Incluir cláusulas relativas à declaração sobre a inclusão errônea de uma Atividade Programática (CPA) - Incluir cláusulas relativas à apresentação tardia de um plano de monitoramento - Cláusulas relacionadas à consulta das partes interessadas locais; - Cláusulas relacionadas à Parte Anfitriã; - Melhoria editorial.
05.0	25 de junho de 2014	Revisões para: - Incluir o anexo: instruções sobre o preenchimento do formulário DCP (<i>PDD</i>) para as atividades de projeto de MDL (estas instruções substituem as “Orientações para o preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto” (Versão 01.0)) - Incluir o anexo: Instruções para o preenchimento do formulário DCP para as atividades de projeto de MDL (essas instruções substituem as “Orientações para o preenchimento do formulário do Documento de Concepção de Projeto” (versão 01.0)); - Incluir cláusulas relativas às linha de bases padrão; - Adicionar informações de contato de pessoa(s)/entidade(s) reponsável(eis) pela aplicação da(s) metodologia(s) à atividade de projeto em B.7.4 e Apêndice 1; - Mudar o número de linha de base de <i>F-CDM-PDD</i> to <i>CDM-PDD-FORM</i>; - Melhoria editorial.
04.1	11 de abril de 2012	Revisão editorial para mudar o campo de histórico da Versão 2 do Anexos 06 ao 06b
04.0	13 de março de 2012	Revisão necessária para assegurar consistência com as “Orientações para o preenchimento do formulário do Documento de Concepção do Projeto para as atividades de projeto de MDL” (EB 66, Anexo 8).
03.0	26 de julho de 2006	EB 25, Anexo15
02.0	14 de junho de 2004	EB 14, Anexo 06b
01.0	3 de agosto de 2002	EB 05, Parágrafo 12 Adoção Inicial.
Tipo de decisão: Reguladora Tipo de documento: Formulário Função de Negócio: Inscrição Palavras-chave: atividades de projeto, documento de concepção do projeto		