

**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO  
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (CDM - PDD)  
Versão 04.1**

**DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)**

<b>Título da atividade do projeto</b>	Projeto Pequena Central Hidrelétrica Bocaiúva
<b>No. da versão do PDD</b>	11
<b>Data de finalização do PDD</b>	14/05/2013
<b>Participantes do projeto</b>	Cravari Geração de Energia S.A.
<b>País anfitrião</b>	Brasil
<b>Escopo setorial e metodologias selecionadas</b>	Indústrias de Energia (fontes renováveis / não renováveis).  Linha de base e metodologia de monitoramento ACM0002 "Metodologia consolidada para conectada geração de eletricidade a partir de fontes renováveis", versão 13.0.0
<b>Estimated amount of annual average GHG emission reductions</b>	19.062

## SEÇÃO A. Descrição da atividade de projeto

### A.1 . Finalidade e descrição da atividade de projeto

A Pequena Centra Hidrelétrica Bocaiúva, doravante denominada atividade do projeto, consiste na construção e operação de uma usina hidrelétrica. O projeto será desenvolvido por uma empresa chamada Cravari Geração de Energia SA (Cravari), que é uma sociedade de propósito específico, voltada para a promoção, implementação e operação da atividade do projeto. A contribuição da Cravari para o desenvolvimento do país consiste em aumentar a participação de energias renováveis no consumo de energia total do Brasil em conjunto com o cuidado ambiental e sustentabilidade sócio-econômica.

A atividade do projeto envolve o desenvolvimento de uma planta *greenfield* que consiste em uma usina a fio d'água com capacidade instalada de 30 MW e uma área de reservatório de 4,24366 km<sup>2</sup>. A atividade do projeto é composta de dois geradores com turbinas Francis, onde cada unidade geradora tem uma potência nominal de 15,4 MW. A geração de eletricidade anual projetada é 175.200 MWh / ano.

O projeto está localizado no rio Cravari, afluente do Rio do Sangue , no município de Brasnorte, Estado do Mato Grosso. Antes da implementação da atividade de projeto, a área não tinha outras usinas instaladas e, portanto, o projeto é uma unidade Greenfield. O cenário de linha de base, que é estabelecido com base na metodologia ACM0002 (version13.0.0) é a geração de eletricidade que teriam sido gerada por usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração. O projeto deverá contribuir para a redução de emissões de GEE em 19.062 t CO<sub>2</sub> por ano em comparação com o cenário de referência, no primeiro período de crédito.

A Pequena Central Hidrelétrica Bocaiúva reduz as emissões de gases estufa, especificamente CO<sub>2</sub>, neste caso, através da substituição de energia que, na ausência da planta de energia renovável seria parcialmente gerada por usinas de combustíveis fósseis que liberam esses gases. Desta forma, o resultado da entrada em funcionamento desta usina vai reduzir as emissões de GEE da infraestrutura brasileira de energia da planta, reduzindo sua contribuição para a mudança climática global.

A atividade de projeto irá ajudar o Brasil a cumprir suas metas de promover o desenvolvimento sustentável. O projeto está em conformidade com os requisitos do MDL do país anfitrião desde:

(A) Vai evitar que outros projetos gerem energia através da queima de combustíveis fósseis, reduzindo as emissões de GEE em potencial desses projetos

(B) Cria empregos para as pessoas do Estado de Mato Grosso, durante a construção da planta e para operá-la quando terminar. Durante o período de construção da usina 950 pessoas foram empregadas por um período de 30 meses. Assim que o projeto estiver totalmente operacional que irá gerar um emprego permanente para cerca de 25 pessoas para realizar tarefas tais como a operação e manutenção, incluindo a manutenção de áreas verdes, limpeza e segurança. Vale a pena notar que o projeto dá aos seus trabalhadores todas as condições formais de trabalho.

(C) Ajuda a economia local da região, já que a operação da planta vai exigir muitos prestadores de serviços em diversas áreas (saúde, administrativa e jurídica, técnicos, engenheiros, etc) Por outro lado, a operação do projeto, e portanto, o fornecimento controlado de energia, vai oferecer

incentivos para o incremento das atividades produtivas em vários setores da economia. Ela tem um impacto sobre a geração de emprego para os setores primário e secundário no médio prazo (faz as atividades econômicas intensivas em energia mais dinâmicas, tais como agro-industriais) e para o setor de negócios e serviços a médio prazo.

(D) Mesmo Bocaiúva apresentando impactos ambientais muito baixos, a Cravari Geração de Energia SA vai fazer investimentos consideráveis no desenvolvimento de programas ambientais para evitar ou mitigar possíveis impactos. Em relação aos regulamentos, quer pelo CONAMA ou ANEEL, o projeto adotou várias ações de mitigação, como um programa de educação ambiental / social de comunicação, programa de monitoramento dos níveis de água e sedimento, plano de monitorização da qualidade da água e limnologia, re-vegetação e terras degradadas programa de recuperação, o programa de desmatamento, programa de controle ambiental para evitar processos de erosão nos acessos e vias internas da PCH Bocaiúva e um monitoramento de fauna e programa de monitoramento de conservação.

(E) Os equipamento necessários neste projeto serão fornecidos por fabricantes nacionais, além disso, a sua utilização requer treinamentos especializados para o pessoal local para operar a pequena central hidrelétrica e gerenciar corretamente o projeto.

## **A.2. Localização da Atividade do Projeto**

Município de Brasnorte, estado do Mato Grosso, Brasil.

### **A.2.1 País Anfitrião:**

Brasil

### **A.2.2. Região/Estado/Província:**

Estado so Mato Grosso

### **A.2.3 Cidade**

Brasnorte.

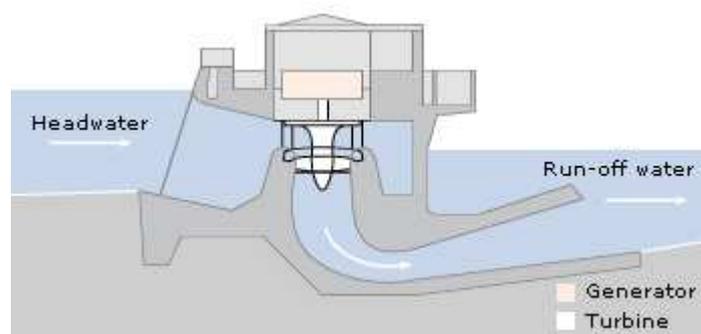
### **A.2.4. Localização Geográfica/Física**

A Pequena Central Hidrelétrica Bocaiúva está localizada no rio Cravari, bacia do rio Amazonas. A localização exata é 12 ° 31'49 " sul e 57 ° 52'51" oeste.



### A.3. Tecnologias e / ou medidas

A atividade de projeto irá gerar eletricidade por uma usina a fio d'água, uma tecnologia que tem o mínimo de impacto sobre o meio ambiente<sup>1</sup>, pois o reservatório é pequeno.



Run-of-river power plant

<sup>1</sup> [http://www.esha.be/fileadmin/esha\\_files/documents/publications/publications/Brochure\\_EN.pdf](http://www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/publications/publications/Brochure_EN.pdf)  
e <http://www.watershed-watch.org/publications/files/Run-of-River-long.pdf>



O projeto usará duas turbinas Francis, que constituem uma tecnologia amplamente utilizada.

A atividade de projeto irá gerar energia renovável, que será entregue ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Neste caso, o fator de potência é igual ao fator de carga da planta (FLP). O PLF é calculado dividindo-se a energia assegurada (20 MW), pela potência instalada (30 MW) =  $0,6667 = 0,67$ , sendo a energia assegurada da usina hidrelétrica definida por autorização da ANEEL a Resolução N ° 282 datada em 06/07 / 2004<sup>2</sup>.

A tecnologia será fornecida pela Andritz Hydro Inepar DO BRASIL SA. As características técnicas são as seguintes:

Potencia (capacidade instalada)	30 MW
Fator de capacidade	66.67%
Geração anual média	175,200 MWh
Queda	36 m.
Área do reservatório	4.24366 km <sup>2</sup>
Densidade de potencia	7.07 W/m <sup>2</sup>
Turbinas (Dados técnicos)	2 turbinas “Francis” – 15.45 MW cada
Turbinas (Vida útil)	Equipamento novo, 40 anos de vida útil
Geradores (Dados técnicos)	2 synchronic – 16.667 MVA – Fator de potência : 0.9
Geradores (Vida útil)	Novo equipamento, 40 anos de vida útil
Equipamentos de monitoramento (Dados técnicos)	PowerLogic™ ION8600 Medidor de qualidade de energia e potência. <sup>3</sup> Intervalo de precisão 0.005 A to 20 A
Equipamentos de monitoramento (Vida útil)	Novo equipamento, 40 anos de vida útil

<sup>2</sup> <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2004282.pdf>

<sup>3</sup> [http://global.powerlogic.com/products/meters\\_and\\_rtu/ION8600/](http://global.powerlogic.com/products/meters_and_rtu/ION8600/)

O equipamento de monitoramento segue os procedimentos de calibração indicados pelo Instituto Nacional de Padronização de Qualidade, Metrologia e Industrial (INMETRO) em seus Portaria n ° 431 de 04 de dezembro de 2007.

#### A.4 -Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitrião) indica uma Parte anfitriã	Entidades privadas ou públicas participantes do projeto (se aplicável)	Indicar se a parte envolvida deseja ser considerado um participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Cravari Geração de Energia S.A. (Private)	Não

#### A.5 Financiamento pública da atividade do projeto.

Não há financiamento público das Partes do Anexo I neste Projeto

### SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento

#### B.1. Referência da metodologia

1. A metodologia de linha de base e monitoramento é ACM0002: "Metodologia consolidada para a grade de geração de eletricidade conectada a partir de fontes renováveis", 13.0.0, válida a partir de 11 de maio de 2012 em diante.
2. Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, Versão 3.0.0
3. Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, Versão 7.0.0

#### B.2. Aplicabilidade da metodologia

A metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) é aplicável à rede conectada de atividades do projeto de geração de energia renováveis, que (a) instalam uma nova usina em um local onde nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade de projeto (planta greenfield), (b) envolvem um aumento de capacidade, (c) envolvem um retrofit de (a) planta existente (s), ou (d) envolvem a substituição do (a) planta existente (s). Neste caso, o projecto está em conformidade com a condição (a). Há mais informações no apêndice 3.

#### B.3. Limites do projeto

De acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico, Versão 3.0.0", a definição de sistema elétrico conectado deve ser utilizado, declarada pela AND. No caso atual, o a AND brasileira definiu o Sistema Interligado Nacional (SIN), como o sistema de grade única para ser usado em todos os projetos de MDL em conformidade com as metodologias

ACM0002 e AMS-ID. Isso está de acordo com a Resolução N° 8, de 26 maio de 2008, e também a nota que esclarece o procedimento para chegar a esta decisão<sup>4</sup>.

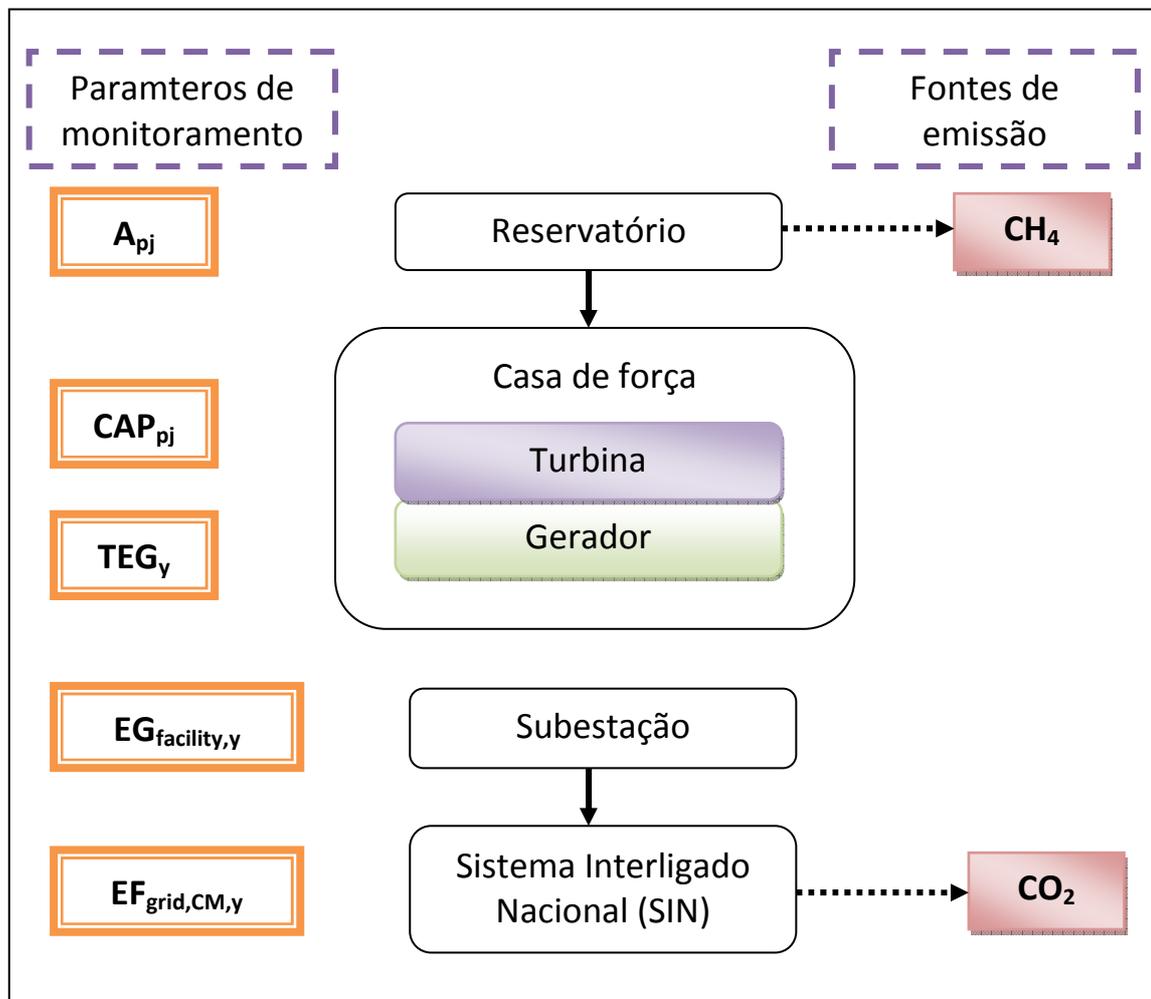


Diagrama de fluxo para o limite do projeto

De acordo com a ACM0002 (versão 13.0.0), a extensão espacial do limite do projeto inclui a usina do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade a que o projeto proposto está ligado.

<sup>4</sup> <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/47953.html>

**Fontes de emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto**

Fonte		Gas	Incluído ?	Justificativa
<b>Linha de Base</b>	As emissões de CO <sub>2</sub> provenientes da geração de eletricidade em usinas de combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade de projeto	CO <sub>2</sub>	Yes	Principal fonte de emissão
		CH <sub>4</sub>	No	Fonte de emissão secundária
		N <sub>2</sub> O	No	Fonte de emissão secundária
<b>Atividade do projeto</b>	Para usinas hidrelétricas, as emissões de CH <sub>4</sub> do reservatório	CO <sub>2</sub>	No	Fonte de emissão secundária
		CH <sub>4</sub>	Yes	Principal fonte de emissão
		N <sub>2</sub> O	No	Fonte de emissão secundária

**B.4. Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base**

A linha de base para a atividade do projeto foi estabelecida em referência à metodologia aplicável ao projeto "Metodologia de linha de base consolidada para a grade de geração de eletricidade conectada a partir de fontes renováveis", ACM0002 v13.0.0. A atividade de projeto irá entregar energia renovável para o SIN brasileiro. Em concordância com a metodologia selecionada, a instalação de uma nova usina de energia conectada à rede hidrelétrica irá produzir o seguinte cenário:

*“Eletricidade entregue a rede pela atividade de projeto seria de outra forma gerada pela operação de usinas conectadas à rede elétrica e pela adição de novas fontes de geração, como refletido na margem combinada (CM) cálculos descritos na última versão da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.*

Na ausência da atividade de projeto, a eletricidade vai continuar a ser gerada pelas fontes existentes. Os valores da Margem Combinada (CM) são dadas pela AND devido ao fato de que a geração de dados por hora são informações confidenciais. Estes valores são calculados a cada ano e publicada no site do DNA<sup>5</sup>, portanto, uma análise *ex-post* será adotada.

<sup>5</sup> <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

Portanto, o cenário de referência foi identificado como a continuação da prática corrente Sistema Interligado Nacional (SIN) onde a eletricidade seria gerada pelas fontes presentes na grade.

### B.5. Demonstração da adicionalidade

Consistente com a ACM0002, a adicionalidade da Pequena Central Hidrelétrica Bocaiúva deve ser demonstrada e avaliada usando a versão mais recente da "Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade" versão 7.0.0. A utilização da ferramenta é descrita a seguir:

#### Consideração Prévia

**DM Construtora** obteve a concessão da ANEEL para desenvolver o projeto hidrelétrico Bocaiúva em **06 Julho de 2004**. Nesta data, o projeto (PCH Bocaiúva Cravari) foi então comprado pela **DM Planejamento** da **DM Construtora**.

Mais tarde, "**DM Planejamento**" mudou seu nome para SILEA) para evitar confusão em Maio 2007, sendo **DM Planejamento** e **DM Construtora** empresas distintas.

**DM Construtora** obteve a aprovação da ANEEL para a transferência da propriedade da PCH Bocaiúva para Cravari (uma das empresas do Grupo SILEA) em **junho de 2007**.

O Conselho de Administração da **DM Planejamento** analisou o projeto em sua reunião do conselho em **22 de Março de 2007**, com uma análise financeira mostrando o projeto Bocaiúva não ser atrativo segundo padrões mínimos da empresa para retorno do investimento, mas confortavelmente superior com o apoio de RCEs. Isso é mostrado explicitamente no "Ata de Reunião da Diretoria - DM Planejamento", datada de 22 de março de 2007. Reunião do Conselho que considera especificamente o MDL.

A decisão de investimento para o projeto Bocaiúva foi feita oficialmente na reunião do Conselho da Cravari. Isso é mostrado explicitamente no documento "Ata de Reunião da Diretoria - Cravari" (Ata da Reunião do Conselho - Cravari), datado de 20 de julho de 2007. Este é considerado como a *Data da decisão de investimento*.

A decisão de concessão de regulamentação foi feita em **julho de 2004** e a **CRAVARI** decidiu ir em frente com o projeto sobre a força do argumento de que o incentivo financeiro dos RCEs iria aliviar as perspectivas mais fracas para a geração de energia elétrica antes da data BOT em 2034. Para evitar perda de tempo (perdido desde a concessão original de 2004) que o PP assinou o contrato de EPC em **24 de setembro de 2007**, que é a *data de início*, quando a **CRAVARI** iniciou a implementação o projeto (**1 de Junho de 2008**), sem esperar para o financiamento do BNDES (**28 de Novembro de 2008**). O PP sentiu-se confiante de que ele seria capaz de encontrar financiamento e que estava preparado para investir sem atraso que parte do investimento total (30%), que viria a partir de seus próprios fundos.

Toda esta informação foi incluída no calendário abaixo, que resume a cronologia dos acontecimentos, incluindo como o estudo de viabilidade eo início da operação do projeto.

Data	Evento
Janeiro 2003	Projeto Básico do projeto Bocaiúva Finalizado

## MDL – Conselho Executivo

página 10

Maio 2003	EIA da PCH Bocaiúva finalizado
04 Fevereiro 2004	Projeto básico aprovado pela ANEEL
06 Julho 2004	<b>DM Construtora</b> obteve Autorização da ANEEL
11 Fevereiro 2004	Licença Prévia pela Fundação Estadual de Mato Grosso - FEMA
22 Março 2007	Consideração prévia do MDL na reunião do Conselho da <b>DM Planejamento</b> , antes de vender o projeto para Cravari.
25 Maio 2007	Assinatura do EPC Preliminar
21 May 2007	<b>DM Construtora</b> solicitou à ANEEL autorização para transferir a titularidade da PCH Bocaiúva para <b>Cravari</b> (uma das empresas do grupo <b>SILEA</b> )
15 June 2007	<b>DM Construtora</b> obteve aprovação da ANEEL para transferir a titularidade da PCH Bocaiúva para <b>Cravari</b>
20 July 2007	Decisão de investimento na reunião de conselho da <b>Cravari</b> ( <i>Data de decisão do investimento</i> )
20 Setembro 2007	Assinatura do PPA
24 Setembro 2007	Assinatura do EPC ( <i>Data de início</i> )
Outubro 2007	Projeto Básico de Engenharia
1 Junho 2008	Início da construção
Fevereiro 2008	Contratação do Consultor de MDL
28 Novembro 2008	Contrato de financiamento com o BNDES
09 Dezembro 2009	Carta de consideração prévia do MDL enviada à AND brasileira
27 Maio 2009	Cartas enviadas à stakeholders locais para consulta pública
09 Junho 2010	Cartas enviadas à stakeholders locais
24 Junho 2010	Início do comissionamento (1ª unidade geradora)

**Passo 0:** Demonstração se a atividade de projeto é o primeiro de seu tipo

Não aplicável.

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

***Sub-passo 1a: Definir alternativas à atividade de projeto***

Há três alternativas realistas e credíveis para a atividade de projeto:

Cenário 1: O projeto proposto realizado sem ser registrado como uma atividade de projeto de MDL.

Cenário 2: A continuação do cenário atual, em que nenhuma atividade de projeto é desenvolvida e a energia elétrica é fornecida pelo Sistema Interligado Nacional.

***Sub-passo 1b: Consistência com leis e regulamentos***

A atividade de projeto e os cenários alternativos estão em conformidade com todas as normas de acordo com as seguintes entidades:

- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico;

- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica;
- MME, Ministério de Minas e Energia;
- CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
- FEMA, Fundação Estadual do Meio Ambiente;
- Conselho executivo do MDL

### ***Passo 2: Análise de Investimento***

**Horizonte de Investimento.** Este tipo de projeto no Brasil é um BOT (Build, Operate, Transfer), pois, como condição para a atribuição da concessão, as autoridades vão alegar propriedade do projeto exatamente 30 anos após a publicação da atribuição da concessão. Portanto, a data de transferência que, independentemente do tempo de vida real do investimento, é a última data em que a análise de investimento deve levar em consideração os fluxos de caixa do projeto. A data de transferência para este projeto é 2034.

**Decisão de Investimento.** A data de decisão de investimento é 20 de julho de 2007, quando o PP tomou a decisão de investimento oficial em sua reunião de Diretoria, com base entre outros fatores, no EPC Preliminar. Isso é mostrado explicitamente no "Ata da Diretoria Reuniao - Cravari" (Ata da Reunião do Conselho - Cravari), datada de 21 de julho de 2007.

**Consideração MDL.** Conselho do PP analisou o projeto financeiramente, mostrando o projeto Bocaiúva a ser ligeiramente fraco em termos de padrões mínimos do proprietário anterior para o retorno do investimento, mas confortavelmente superior com o apoio de RCEs. Este argumento é corroborado pelo documento "Ata da Diretoria Reuniao" (Ata da Reunião do Conselho), datada de 22 de março de 2007, do proprietário anterior. A decisão de concessão de regulamentação foi feita em julho de 2004 e o tempo estava se esgotando para um investimento no projeto para proporcionar um retorno razoável. O PP tinha adquirido este projeto mesmo que este só iria fornecer cerca de 24 anos de geração de energia elétrica antes da transferência de data, em vez de cerca de 27 ou 28 anos - como típico sob a concessão de 30 anos, porque a execução tinha sido adiada. Como resultado, a rentabilidade do projeto seria menor do que poderia ter sido e, portanto, o incentivo financeiro de RCEs se tornaria ainda mais relevante para a solidez financeira do investimento.

É pela mesma razão que o PP começou a implementar o projeto (1 de Junho de 2008) sem esperar que o financiamento do BNDES (28 de Novembro de 2008). O PP sentiu-se confiante de que ele seria capaz de encontrar financiamento e que estava preparado para investir sem atraso que parte do investimento total (30%), que viria a partir de seus próprios fundos.

### ***Sub-passo2a: Determinar o método de análise apropriado***

Análise de benchmark (Opção III) foi selecionado como o método de análise mais adequado para considerar.

### ***Sub- passo 2b: Opção III. Análise de benchmark***

## MDL – Conselho Executivo

página 12

Para a análise de investimento, a Taxa Interna de Retorno (TIR) foi escolhida como o indicador adequado para análise financeira / econômica do projeto. Uma comparação entre a TIR do projeto com um benchmark selecionado será usado para demonstrar que o projeto precisa do incentivo de financiamento de carbono.

A TIR foi calculada em uma "base de projeto" e a TIR do projeto foi calculado sobre uma "base real".

O Benchmark WACC foi calculado sobre uma "base real" usando o CAPM.

A TIR de referência foi calculada de acordo com as regras do MDL. O cálculo<sup>6</sup> foi elaborado pela Fundação Getulio Vargas – FGV<sup>7</sup>, com os resultados finais dando o Benchmark WACC para geração de energia no Brasil, 12,52% em 2007. O resumo é a seguinte:

Data de Referência : Janeiro 2007

<b>Kd – Custo da dívida (Taxa de juros do BNDES)</b>	
a – Custo financeiro	9,73%
b – Taxa BNDES	1,00%
c – Taxa de Risco de Crédito	1,00%
Custo da dívida – Pré-impostos	11,73%
t – taxa marginal de imposto	0,00%
Kd – Pós-imposto Custo da dívida - nominal	11,73%
$\pi$ – previsão de inflação	4,50%
Kd' - Pós-imposto Custo da dívida - real	6,92%
<b>Ke – Custo do Capital Próprio –CMPC (Custo médio ponderado de capital)</b>	
Rf – taxa livre de risco	4,88%
$\pi'$ – inflação EUA esperada	2,47%
Rfr – taxa livre de risco real	2,35%
Rm – Prêmio de risco capital próprio	5,92%
$\beta$ – beta da indústria ajustado	2,23
Ke - Custo do Capital Próprio – nominal U\$	24,89%
Kebr - Custo do Capital Próprio – nominal R\$	27,36%

<sup>6</sup> See xls file “WACC Benchmark 2007 Energy Generation Brazil”

<sup>7</sup> Em 2000 e 2001, respectivamente, a FGV-EAESP tornou-se a primeira Instituição latino-americano que tinha obtido a acreditação internacional pela AACSB e pela EFMD para seus programas de graduação e pós-graduação. A AACSB (Associação para o Avanço Collegiate School of Business) é uma organização sem fins lucrativos com sede nos Estados Unidos, cuja missão é promover e reconhecer a excelência dos Programas de Administração de Empresas. EQUIS (Sistema de Melhoria de Qualidade Europeia), um sistema criado em 1997 pela Fundação Europeia para a Gestão de Desenvolvimento (EFMD), com sede em Bruxelas, Bélgica. Este selo de qualidade contribui para que a partir de AACSB, obtido em abril de 2000. Apenas 11 instituições em todo o mundo ter obtido os dois credenciamentos. O EQUIS avalia o desempenho de instituições de ensino com base em critérios internacionais, em um processo pelo qual as escolas são avaliadas pelos seus pares e clientes. Assim, ganhando o selo EQUIS da EFMD significa ter reconhecimento internacional de qualidade, além de proporcionar a garantia de uma auditoria de acompanhamento estratégico, que servirá como um guia para a Escola do desenvolvimento contínuo.

## MDL – Conselho Executivo

página 13

Ke' – Custo do capital próprio - real	22,36%
<b>Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC)</b>	
Wd – Dívida / Capital total	63,74%
We – Capital próprio / Capital total	36,26%
<b>Custo do capital (WACC) – nominal R\$</b>	<b>17,40%</b>
<b>Custo do Capital (WACC) - real</b>	<b>12,52%</b>

No momento da decisão de investimento, o benchmark WACC relevante para a adicionalidade financeira e análise de sensibilidade é 12,52%.

O Benchmark WACC é apropriado, pois encapsula as condições de financiamento em vigor, e os dados disponíveis no momento da decisão de investimento para Bocaiúva. Ele é feito com base no fato de que qualquer investidor teria de enfrentar as condições de financiamento e que não se baseia no WACC de Bocaiúva do PP específico.

Os dados para o Brasil são essencialmente provenientes do Banco Central do Brasil e do BNDES. O índice de alavancagem financeira para empresas de geração de PCH é elaborado a partir de estatísticas do BNDES.

*Sub-passo 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros*

**Decisão de Investimento.** A decisão de investimento foi em 20 de julho de 2007.

**Horizonte de Investimento.** Este tipo de projeto no Brasil é um BOT (Build, Operate, Transfer), pois, como condição para a atribuição da concessão, as autoridades vão alegar propriedade do projeto exatamente 30 anos após a publicação da atribuição da concessão. Portanto, a data de transferência que, independentemente do tempo de vida real do investimento, é a última data em que a análise de investimento deve levar em consideração os fluxos de caixa do projeto. A data de transferência para este projeto é 2034.

**Planilha de Investimento.** A planilha de cálculo investimento fornece o cálculo da IRR do projeto, numa base real, bem como o cálculo do valor residual. Ele também fornece uma interface amigável com a ferramenta de análise de sensibilidade em relação aos custos de investimento, custos de O&M, renda, energia e geração de volume. O PLF é analisado dentro das normas vigentes no Brasil para a determinação de "energia assegurada", que por sua vez determina a renda obtida a partir do volume de energia gerada.

**Valor residual.** As regras estabelecem que, na data da transferência, as autoridades irão tomar posse do projeto e vão pagar ao seu proprietário uma quantia de liquidação igual ao valor depreciado e amortizado do investimento.

A regras do MDL dizem que o "Valor justo de um projeto no final do período de avaliação" deverá "incluir tanto o valor contábil do ativo e a expectativa razoável do lucro potencial ou perda na realização dos ativos" (EB41 anexo 45 página 1 de Orientação 4).

Como não é previsível que qualquer lucro ou perda na realização de ativos irá surgir, o valor justo

ou residual deste projeto será igual ao valor contábil (valor depreciado) do investimento na data de transferência (2034).

A depreciação e amortização aplicada a este projeto são baseadas nas regras estabelecidas na Portaria (Portaria) n ° 815, de 30 de Novembro de 1994, da Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia do Brasil.<sup>8</sup>

A planilha de investimentos inclui, portanto, que o Valor Residual como uma entrada de caixa em 2034.

**TIR de Investimento.** A TIR foi calculada em uma base antes de impostos, projeto, real,. A TIR computadorizada do projeto é de 12,04%.

**Investment IRR with CERs.** A TIR com a contribuição dos CERs é de 12,35% (com base no valor de EUR 20 por CER). Esta é uma estimativa muito conservadora, como nenhuma provisão é feita para possíveis mudanças na linha de base em datas futuras. Embora os argumentos prática comum pode reduzir a geração de CER no futuro, necessidade de crescimento do Brasil para poder pode, ao contrário, reduzir a quota de fontes de energia renováveis na produção de energia total, e isso vai melhorar a geração de CER. Além disso, nenhuma provisão é feita para os preços das RCEs que são susceptíveis de aumentar muito mais rápido do que o sugerido pela taxa de inflação implícita na análise, após o debate político sobre a luta contra o aquecimento global.

#### *Sub-passo 2d. Análise de Sensibilidade*

Uma análise de sensibilidade foi realizada para verificar a solidez do modelo financeiro e de seus indicadores. O pré-imposto, projeto, real com base TIR sem RCEs foi reavaliado em potenciais variações em quatro variáveis: preços da energia, PLF, custo de investimento e operacional, com base no fato de que eles representam ou mais de 20% dos custos de investimento ou mais de 20 % da renda.

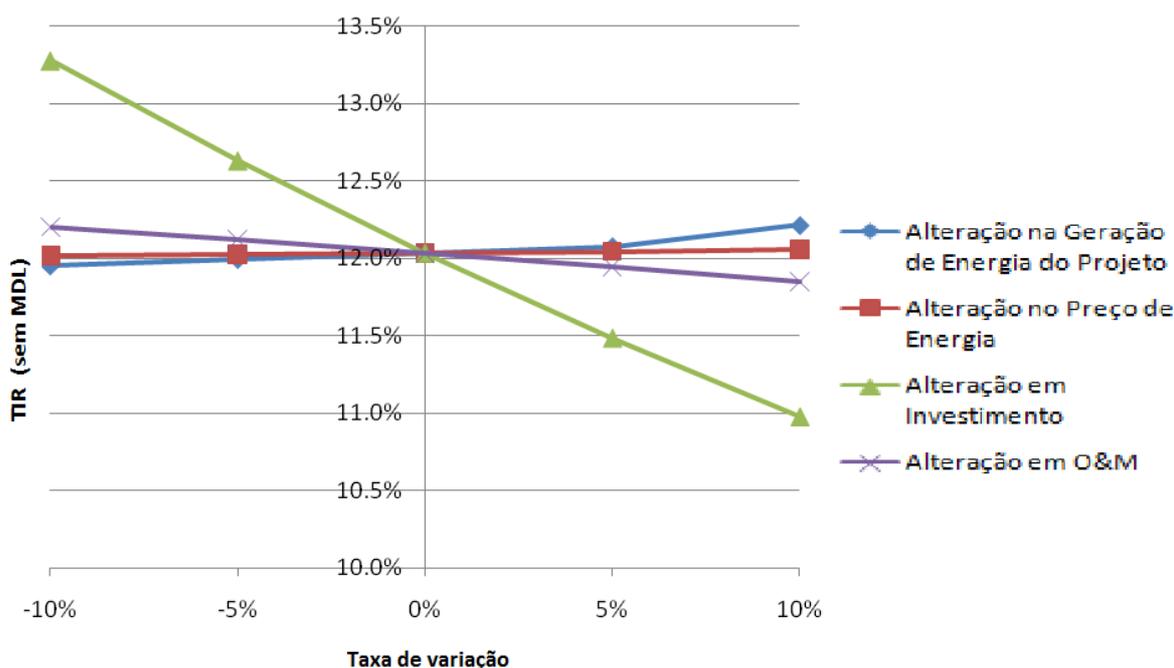
#### **Análise de Sensibilidade com base em limites padrão de 5% e 10%**

A tabela e o gráfico abaixo mostram a TIR do projeto para os limites de padrão de 5% e 10%, bem como -5% e -10% aplicado às quatro variáveis:

	TIR com uma redução de 10%	TIR com uma redução de 5%	TIR do projeto	TIR com um aumento de 5%	TIR com um aumento de 10%
Alteração na Geração de Energia do Projeto	11,95%	12,00%	12,04%	12,08%	12,22%
Alteração no Preço de Energia	12,02%	12,03%	12,04%	12,05%	12,06%
Alteração em Investimento	13,28%	12,63%	12,04%	11,49%	10,98%

<sup>8</sup> <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bprt1994815.pdf>

Alteração em O&M	12,21%	12,12%	12,04%	11,95%	11,85%
------------------	--------	--------	--------	--------	--------



**Determinação dos limites mais razoáveis, com argumentos de apoio à essa determinação:**

**Investimento:** O EPC assinado pelo PP é em regime turn-key, e do trabalho coberto pelo EPC representa 90% do investimento total previsto, algo que impede aumentos significativos no valor final do investimento. O limite de 10% para a análise de sensibilidade deve, contudo, ser utilizada.

**O&M:** Os custos de manutenção tem um efeito limitado sobre os fatores de decisão globais de investimento, e sugere-se que o limite de 10% seja usado.

**Fator de Carga e Preço da Energia:** O fator de carga planta é obtido dividindo-se a energia assegurada da usina por sua capacidade instalada. A energia assegurada e a capacidade instalada de uma usina de energia não são determinados livremente pelos PPs, mas são oficialmente estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia<sup>9</sup> e a metodologia de cálculo é estabelecido pela ANEEL.

Um aumento substancial na produção de energia é muito improvável uma vez que a produção de eletricidade estimada baseia-se na energia assegurada estabelecida pelo MME. A energia assegurada estabelecida pelo MME é baseada em dados históricos desse rio e outros. Além disso, de acordo com a legislação brasileira - MME Decreto n.º 5163, datado de 30 de julho de 2004 -, a concessão do projeto deve ser baseado na potência máxima instalada e geração de energia da usina

<sup>9</sup> MME (Ministério de Minas e Energia – MME) Resolução n.º 103, de 3 de março de 2005. A metodologia para determinar a energia assegurada é baseada em 30 anos de dados históricos, pelo menos, ou seja, os dados do fluxo do rio, os níveis a montante e a jusante, e outros. Portaria 463, de Dezembro de 2009 estabeleceu novas regras para ajustar a energia assegurada de Pequenas Centrais Hidrelétricas

(o projeto não pode ser considerado ineficiente do ponto de vista do governo). Portanto, um aumento de 10% na geração de energia não é razoável no contexto do projeto e não se espera que ocorra.

As regras do MME pedem revisões periódicas do nível de energia assegurada, com base nos níveis observados. As regras atuais no momento que a decisão de investimento foi tomada em relação a este projeto foram para uma revisão da energia assegurada a cada 5 anos, com reajustes limitados a um aumento ou diminuição de 5%. As novas regras de 2009 pedem revisões anuais, em 5 anos de médias móveis. A planilha preparada para a análise de TIR do projeto leva em conta as regras no momento da decisão de investimento (antes de 2009).

As regras do MME sobre a Energia Assegurada são robustas e imparciais. Pode-se observar que algumas estimativas energia assegurada em outras PCHs no Brasil tiveram que ser ajustadas para cima, e, por uma questão de conservadorismo, o limite de 20% seria sugerido por um aumento inesperado da geração de eletricidade (o real planta Load Factor). De fato, a energia, como explicado acima, é uma medida retardada do fator de carga da planta.

O projeto Bocaiúva participa do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O Mecanismo de Realocação de Energia foi criado através de Decreto n.º 2655 datado 02 de julho de 1998 e foi regulamentado pela Resolução n. 169, de 3 de maio de 2001. O MRE é baseado na energia assegurada de usinas de energia e atua como uma piscina de equilíbrio, mitigando os riscos hidrológicos para os participantes de todos os produtores de energia, considerando a diversificação geográfica comprimento território, e de diferentes regiões hidrológicas do Brasil. Esse mecanismo transfere a energia dos produtores que têm excesso de geração em relação à sua energia assegurada para os produtores que geraram abaixo de sua energia assegurada. A energia gerada em excesso à energia assegurada é realocada para outros projetos e não pode ser vendida no mercado spot. Esta energia será vendida / adquirida entre os participantes do MRE, por um preço simbólico estabelecido pela Superintendência de Energia Regulação de Serviços de Geração (SRG), e que o preço é muito mais baixo do que o preço obtido através do do projeto PPA. Para o ano de 2009, o preço da energia estabelecido pela Superintendência de Regulação de Serviços de Energia Geração é de R \$ 8,18 / MWh, menos de 6% do preço de PPA.

Como resultado, enquanto a geração de energia real pode aumentar em, digamos, 20%, mas esse aumento não se traduz em um aumento correspondente da receita financeira do projeto. A saída que excede a energia original assegurada, ou, se for o caso, a energia assegurada ajustada (em revisões periódicas), só pode ser vendida em níveis do MRE, a menos de 6% do valor obtido para a Energia assegurada sob PPAs.

A energia assegurada objetiva reduzir o impacto sobre a renda total obtida a partir da energia gerada em excesso da Energia Assegurada. No entanto, ainda é possível que a inflação, se maior do que o previsto, aumentar os preços de energia, sob cláusulas do PPA, a uma taxa de crescimento superior à taxa de inflação embutida nos modelos de benchmark WACC. Parece difícil, no entanto, um aumento da taxa de inflação de mais de 5%, para a inflação já foi incorporada na construção do WACC. Portanto, um limite de + 5% é generoso para o limite de preço de energia sob a análise de sensibilidade.

Para este projeto, o PPA foi assinado com dois compradores corporativos para um volume total de energia ligeiramente menor (5% menos) do que a Energia Assegurada determinada no início (20 MW, para uma PLF de 66,66%, de 30 MW). Os PPAs dão aos dois compradores a flexibilidade de uma off-take entre -5% e 5% do volume estipulado. Qualquer energia gerada entre o real off-take e a energia assegurada será oferecida para venda pelo PP em mercados abertos a preços PDL. Os

PPAs expiram em dezembro de 2022. Dado o fato de que os PPAs foram assinados a preços semelhantes aos preços obtidos pelos projetos vendidos para distribuidores controlados pelo estado de energia, a TIR do projeto assume uma continuidade para além de 2022, ou seja, há um pressuposto de que o PP será capaz de renovar os PPAs ou assinar novos PPAs até o final da concessão (2034) sob condições semelhantes, com ajuste de inflação para os que foram assinados em 2007.

Para o cálculo da TIR é necessário uma estimativa dos futuros preços de PDL. O pressuposto é que os preços PDL ficariam dentro do intervalo observado ao longo dos anos, antes da decisão de investimento, dando um preço médio inicial de 40<sup>10</sup>. Sabe-se que, quando o PDL for substancialmente superior ao nível, por exemplo, do final de 2007 e do início de 2008 -, o faz em grande parte como resultado de uma menor oferta (de geração de energia elétrica), essencialmente a partir de projetos hidrelétricos. Em tais circunstâncias, qualquer benefício financeiro adicional de um pico temporário nos preços PDL seria mais do que compensado por um menor volume de produção hídrica, com o resultado que, em geral, a TIR do projeto não se beneficiaria de preços tão elevados no PDL. Portanto pressupostos de preços PDL acima de 40 não são considerados na análise de sensibilidade.

#### Análise de Sensibilidade com base nos limites

Usando as sugestões acima para os limites da análise de sensibilidade (**+ 10% para saída do projeto, + 10% para Preço da Energia, -10% para o custo de investimento e -10% para O&M**), pode-se encontrar os resultados em termos de um ajustado da TIR na Tabela SA2 abaixo:

**TABELA SA2**

	Redução sugerida	TIR resultante com limite atingido	TIR do Projeto	TIR resultante com limite atingido	Aumento Sugerido
<b>Alteração na Geração de Energia do Projeto</b>	-	-	12,04%	12,22%	10,00%
<b>Alteração no Preço de Energia</b>	-	-	12,04%	12,06%	10,00%
<b>Alteração em Investimento</b>	10,00%	13,28%	12,04%	-	-
<b>Alteração em O&amp;M</b>	10,00%	12,21%	12,04%	-	-

Pode ser visto a partir da Tabela SA2 que nenhum indicador aumentando (ou diminuindo conforme o caso) resulta em uma TIR ajustada que iria exceder a marca WACC de 12,52%, exceto para a diminuição de 10% nos custos de investimento.

Essa diminuição dos custos de investimento era altamente improvável, por duas razões.

Os custos considerados para construção de Bocaiúva na data de decisão (R\$ 125,6 milhões) representam cerca R\$ 4,188 milhões por MW instalado. Uma análise de outros projetos recentemente construídos para os quais esse valor é conhecido (PCH Santana I, São Domingos do Projeto Hidrelétrico II, Rialma Companhia Energética III S / A, Santa Edwiges III Pequena Central Hidrelétrica, Primavera Project Pequena Central Hidrelétrica, Saldanha Projeto Pequena Central

<sup>10</sup> Ver document : PDL-Settlement Price Difference v1 xls file

Hidrelétrica, Piedade Pequena Central Hidrelétrica projeto de MDL e Paraíso Pequena Central Hidrelétrica) mostra um custo médio de investimento de cerca de 5,749 milhões dólares BR por MW instalado. Em comparação, Bocaiúva teria considerado os custos em tempo de decisão de 28% menor. O mais esperado seria os custos de investimento de Bocaiúva aumentarem ainda mais, em vez de diminuir.

Foi, portanto, altamente improvável, no momento de decisão, de que qualquer redução dos custos de investimento deste projeto teria lugar.

Além disso, o projeto, que já acabou por custar mais de R\$ 143,9 milhões, valor que é 14,5% maior, e não menor, do que o custo considerado na data de decisão. A lista dos custos eventualmente pagos para a construção do projeto é anexado<sup>11</sup>.

Uma tabela comparativa<sup>12</sup> está em anexo mostrando os custos reais para todos os tipos de despesas de investimento em comparação com os custos de investimento esperado em tempo de decisão.

Por estas duas razões, o limite de 10%, normalmente utilizado para a sensibilidade é a conservador e não representa uma expectativa razoável nas circunstâncias. A TIR de Referência é alcançada por este projeto se os custos de investimento diminuíssem 4,1%, algo que não era provável, e que não ocorreu e que teria feito este projeto 30% mais barato para construir (por MW instalado) que projetos similares construídos em aproximadamente ao mesmo tempo.

Portanto, a TIR do projeto permanece abaixo do benchmark WACC em todas as circunstâncias razoáveis e, portanto, o projeto pode ser considerado como financeiramente atraente sob as regras do MDL.

### **Passo 3: Análise de Barreiras**

O PP não vai optar por Análise de barreiras para estabelecer adicionalidade.

### **Passo 4: Análise da prática comum**

As "Orientações sobre a prática comum", EB69 anexo 08, Versão 2 é utilizado para a análise, conforme requerido na ferramenta de adicionalidade.

#### ***Sub-step4a. A atividade de projeto de MDL proposta (s) aplica medida (s) que estão listados na seção das definições acima***

##### *Medição*

De acordo com as "Orientações sobre a prática comum", este tipo de projectos cai na medida (b) "Switch de tecnologia com ou sem mudança de fonte de energia (incluindo a melhoria da eficiência energética, bem como o uso de energias renováveis)" (parágrafo 2 ° do orientações).

---

<sup>11</sup> Ver "Pagamentos CRAVARI project basis. pdf" file

<sup>12</sup> Ver "Payments compared to Estimates CRAVARI.pdf" file.

Abordagem gradual para a prática comum

***Passo 1: calcular a capacidade aplicável ou faixa de saída de +/-50% da capacidade total de projeto ou de saída da atividade do projeto proposto.***

Desde planta Bocaiúva tem uma potência instalada de 30MW, a comparação será com as plantas com uma gama de capacidade de potência de -50% a +50% do tamanho cada e um projeto (portanto, entre 15MW e 45MW) será considerado.

***Passo 2: identificar projectos semelhantes (tanto de MDL e não-CDM) que preencham todos os seguintes condições:***

*(a) Os projectos estão localizados na área geográfica aplicável;*

Como o DNA brasileiro declarou que o Sistema Interligado Nacional - SIN, como o único sistema de rede no Brasil e, portanto, apenas as usinas conectadas ao SIN serão consideradas. Esta também é a razão para considerar, por padrão, o país anfitrião (Brasil) como a área geográfica aplicável, de acordo com as orientações sobre a prática comum.

*(b) Os projetos de aplicar a mesma medida em que a atividade do projeto proposto;*

De acordo com as "Orientações sobre a prática comum", esses projetos se enquadra na medida (b) "Switch de tecnologia com ou sem mudança de fonte de energia (incluindo a melhoria da eficiência energética, bem como o uso de energias renováveis)" (n.º 2 das orientações).

*(c) Os projetos usam a mesma fonte de energia / combustíveis e matérias-primas como a atividade de projeto proposta, se uma medida chave da tecnologia é implementada pela atividade do projeto proposto;*

O projeto não é uma medida chave da tecnologia.

*(d) As plantas em que os projectos são implementados produzir bens ou serviços com qualidade comparável, propriedades e áreas de aplicações (por exemplo, clínquer) como a planta do projeto proposto;*

Todas as plantas produzem energia elétrica que é um produto comparável.

*(e) A capacidade de produção ou dos projetos está dentro da capacidade aplicável ou faixa de saída calculado no Passo 1;*

As usinas incluídas será entre 15MW e 45MW

*(f) Os projectos entrou em operação comercial antes de o documento de concepção do projeto (CDM-PDD) é publicada para consulta global das partes interessadas ou antes da data de início da atividade de projeto, o que for mais cedo para a atividade de projeto.*

A data de início do projeto é considerada como 24/09/2007 (mais próxima à de outubro de 2007), ea publicação para consulta das partes interessadas foi 25/08/2010. Portanto, a primeira data é 24/09/2007.

**MDL – Conselho Executivo**

página 20

Passo 3: no âmbito dos projectos identificados no Passo 2, identificar aqueles que não são nem registradas atividades de projeto do MDL, as atividades de projetos apresentados para o registro, nem submetidos a atividades de projeto de validação. Observe sua Nall número.

A quantidade total de unidades geradoras no Brasil, em outubro de 2011 é o seguinte:

Tipo de geração	Total
CGH	363
EOL	60
PCH	411
UFV	6
UHE	180
UTE	1492
UTN	2
<b>Total</b>	<b>2514</b>

Fonte: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>

Com o seguinte significado:

- CGH Unidade Geradora Hidrelétrica
- CGU Electricity Generating Unit-
- EOL Unidade Geradora Eólica (Parque Eólico)
- PCH Pequena Central Hidrelétrica
- UFV Central Fotovoltaica
- UHE Usina Hidrelétrica de Energia
- UTE Usina Termelétrica Energia
- UTN Usina Termonuclear

A lista das plantas pode ser encontrada no arquivo anexo "CERs Bocaiúva para DOE Maio 2013\_rev6.xls" planilha "Lista 1".

A quantidade total de plantas que geram dentro dos valores considerados anteriormente são os seguintes:

Tipo de geração	Total
EOL	16
PCH	103
UHE	40
UTE	139
<b>Total</b>	<b>298</b>

A lista das plantas pode ser encontrada no arquivo anexo "CERs Bocaiúva para DOE Maio 2013\_rev6.xls" planilha "Lista 2".

Destes, o seguinte tem são registradas as atividades de projeto de MDL.

Generation Type	Total
PCH	25
UTE	18
<b>Grand Total</b>	<b>43</b>

## MDL – Conselho Executivo

página 21

A lista das plantas pode ser encontrada no arquivo anexo "CERs Bocaiúva para DOE Maio 2013\_rev6.xls" planilha "Lista 3". A coluna final tem um link para o banco de dados CDM onde o projeto está listado.

Nesta etapa também precisamos descartar os projetos que entraram em operação após a data inicial de Bocaiúva (e do próprio projeto), ou seja, depois de 24/9/2007 e não são definidos em MDL (consulte "Lista de 4" no arquivo supracitado :

Generation Type	Total
EOL	16
PCH	61
UHE	3
UTE	45
Grand Total	125

A origem da data de início de operação é a seguinte página da ANEEL:

<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37>

Nesta página é onde os arquivos da operação de início para todos os projetos em operação pode ser baixado. No entanto, a lista considera projeto que começou em 2001 e para a frente, de modo que os projetos que não aparecem na lista estão listados para ter começado em 2000/01/01 (Desde a data é sempre mais cedo do que a data de início de qualquer projeto de MDL, não tem nenhum efeito sobre os valores e / ou cálculos)

Descartando o projeto Bocaiúva e as plantas UTE (tecnologia diferente), o total de unidades geradoras no Brasil semelhante às plantas é:

Generation Type	Total
PCH	16
UHE	37
Grand Total	53

Isto é, Nall = 53

A lista está no arquivo "CERs Bocaiúva para DOE (Abr 2012\_rev) xls." Planilha "Lista 5".

Passo 4: dentro de projetos similares identificados no Passo 3, identificar aqueles que aplicam tecnologias que são diferentes para a tecnologia aplicada na atividade do projeto proposto. Anotar seu Ndiff número.

A "Lista 5" mostra a lista de todas as usinas de geração de energia que estão dentro de +/- 50% de Bocaiúva, e também não são considerados sob o MDL e iniciou suas operações antes da data de início do projeto.

A lista de plantas restantes podem ser categorizadas de acordo com as seguintes diferenças de tecnologia, os quais estão apresentados na lista:

## MDL – Conselho Executivo

página 22

1) Fonte de energia / combustível: As usinas de energia que são ou eólica ou térmica queda nesta categoria, mas já foram descartados anteriormente.

2) Os subsídios ou outros fluxos financeiros (PROINFA): Muitos dos projetos de usufrir dos benefícios do programa PROINFA explicado anteriormente, o que pode ser considerado como um subsídio do Estado.

A lista dos projetos do PROINFA podem ser encontrados no seguinte link do Ministério de Minas e Energia do Brasil (arquivo pdf, página 4):

[http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo\\_usinas\\_PROINFA\\_AGO-2009.pdf](http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf)

3) Os subsídios ou outros fluxos financeiros (VER): A sigla VER significa Reduções Verificadas de Emissões e pode ser considerado como equivalente a CER, mas nos mercados voluntários<sup>13</sup>. Neste caso, em conformidade com ponto 9.d.ii na Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade, versão 7.0.0., Os links para a entidade que comercializa os VERs são mostrados na lista 5 do "CER ..." file , de coluna (s) de L (e M)

4) Políticas de promoção 1: As usinas que estão sob a categoria "APE" (Self Produtor) tem diferenças em relação pagamento de impostos como se segue:

<i>APE (Auto-Produtores)</i>	<i>PIE (Produtores independentes de energia)</i>
A produção de energia é utilizada em seu próprio processo e só podem comercializar o excedente com uma autorização da ANEEL	São livres para comercializar sua produção de energia abertamente.
Eles têm a isenção de pagamento de encargos setoriais (CDE, PROINFA e CCC) para sua participação uso próprio.	Tem que pagar as taxas para CDE, PROINFA e CCC com base em toda a quantidade de energia que o comércio.
Dependendo da legislação, estas plantas o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços <sup>14</sup> ) sobre a energia consumida em plantas com o mesmo CNPJ (Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas)	Tem que pagar ICMS em toda a energia comercializada.
Não tem desconto na TUSD (Tarifa de Uso do	Há desconto na TUSD / TUST

<sup>13</sup> Reduções Verificadas de Emissões (RVE): uma unidade de redução de emissões de gases de efeito estufa que foi verificado por um auditor independente, mas que ainda não sofreu os procedimentos e pode ainda não ter cumprido os requisitos para a verificação, certificação e emissão de CERs (no caso do MDL) ou URE (no caso da IC) no âmbito do Protocolo de Quioto. Os compradores de VERs assumir toda a política específica de carbono e riscos regulatórios (ou seja, o risco de que as VERs não estão finalmente registrado como RCE ou URE). Os compradores, portanto, tendem a pagar um preço com desconto para VERs, que assume os riscos regulatórios inerentes em conta. VERs são créditos de carbono que não são certificados no âmbito do Protocolo de Quioto, mas que pode ser usado para compensar as emissões de carbono. 1 VER corresponde a um tom métrica de CO2 equivalente. Mercado Voluntário: Os mercados voluntários de redução de emissões cobrir os compradores e vendedores de Reduções Verificadas de Emissões (RVE), que buscam gerenciar sua exposição de emissão para fins não-regulamentação ".

<sup>14</sup> <http://www.portaltributario.com.br/tributos/icms.html>

Sistema de Distribuição) e TUST (Tarifa de Uso da Transmissão)	
--	--

A lista de plantas que são autoprodutores está no seguinte link ANEEL (coluna "Destino da Energia"):

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=0&fase=3>

5) Políticas de promoção 2 (plantas que são UHE): A TUSD tem dois componentes: (i) a remuneração da concessionária para o uso exclusivo da rede local, chamado de "TUSD-SERVICO" (Service TUSD), que varia de acordo com a quantidade utilizada por demanda do cliente, e (ii) os custos regulatórios aplicáveis ao uso da rede local chamado "TUSD-Encargos" (Carga TUSD), estabelecido pelas autoridades reguladoras, e está relacionada com a quantidade de energia consumida pelo consumidor. As plantas que são categorizados como UHE (usinas hidrelétricas ou HPP) têm um desconto total dos "TUSD-Encargos", além disso, para UHEs, a operação de transmissão e distribuição é coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. As grades de baixa tensão (abaixo de 230 kV), que compreende as PCHs, geralmente servem em uma (redes de distribuição) regionais e sua coordenação e operação são realizadas pela concessionária de distribuição local. Portanto, o "ONS" só é responsável por UHEs. Além disso, as UHEs tem que pagar o imposto de CFURH<sup>15</sup>

A lista de plantas UHE atualmente em operação no Brasil é o seguinte, a partir do site da ANEEL:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=1&fase=3>

6) Tamanho da instalação (potência): As usinas que são até 15 MW (potência máxima) pode ser definida como pequena escala, conforme definido no parágrafo 28 da Decisão 1/CMP.2.

7) Estado propriedade: as empresas estatais ou de economia mista não pode ser comparado com empresas do setor privado. Sua abordagem para a rentabilidade é diferente, eles não têm de ser devidamente capitalizados ou para gerenciar o seu financiamento com prudência, uma vez que pode sempre contar com o Estado para apoiá-los e suas decisões de investimento raramente dão a devida atenção para a relação risco / retorno<sup>16</sup>.

Muitas das plantas Nall pertençam a uma ou mais destas categorias e, portanto, alguns deles não podem ser comparados com a atividade de projeto. Devido às explicações acima, podemos encontrar Ndiff como 50 plantas (ver lista 5), mantendo-se como plantas semelhantes os seguintes geradores: PCH Costa Rica, PCH Pai Joaquim e PCH Sacre 2.

***Passo 5: calcular fator  $F = 1 - N_{diff}/N_{all}$  representando a parcela de projetos semelhantes (taxa da medida / tecnologia penetração), utilizando uma medida / tecnologia similar à medida / tecnologia utilizada na atividade de projeto proposta que oferecer o mesmo resultado ou capacidade como a atividade de projeto proposta.***

$F = 1 - 50/53 = 0,056$  (inferior a 0,2)

e

<sup>15</sup> Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídrico (Compensation for Use of Water Resources); see the link for more info: [http://www.furnas.com.br/CFURH\\_arquivos/Relatorio\\_CFURH\\_2010.pdf](http://www.furnas.com.br/CFURH_arquivos/Relatorio_CFURH_2010.pdf)

<sup>16</sup> "Competitive Advantages of State Owned and Controlled Businesses" - Richard P. Nielsen, Management International Review, Vol. 21, No. 3 (1981), pp. 56-66

$N_{all} - N_{diff} = 3$  (não superior a 3)

De acordo com a diretriz, a atividade de projeto é uma prática comum dentro de um setor na área geográfica aplicável se o fator F é maior do que 0,2 e  $N_{all} - N_{diff}$  é superior a 3,

Neste caso, o projeto não está de acordo com esses valores, portanto, não é um projeto de prática comum.

A conclusão permaneceria a mesma: não é a prática comum no Brasil para investir em pequena central hidrelétrica sem a prestação do MDL.

## B.6. Reduções de Emissões:

### B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002v13.0.0), o fator de emissão da linha de base ( $EF_y$ ) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação de margem operacional (OM) e margem de construção (BM).

Para efeitos de determinação da margem de construção e os fatores de emissão da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido pela extensão espacial das usinas que estão fisicamente conectados através de linhas de transmissão e de distribuição para a atividade de projeto (por exemplo, a localização da planta de energia renovável ou os consumidores onde a eletricidade está sendo salva) e que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. Da mesma forma, um sistema elétrico interligado é um sistema elétrico que é ligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto. As usinas de energia dentro do sistema elétrico interligado podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão, mas a transmissão ao sistema elétrico do projeto tem restrição significativa de transmissão.

De acordo com a metodologia, as emissões devem ser calculadas como se segue:

#### ◆ Emissões do Projeto:

A atividade de projeto pode envolver emissões de projeto que podem ser significativas. Essas emissões devem ser contabilizadas como emissões do projeto, utilizando a seguinte equação:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

Where:

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

$PE_{FF,y}$  = Emissões do projeto a partir do consumo de combustível fóssil no ano y ( $tCO_2/yr$ )

$PE_{GP,y}$  = As emissões do projeto provenientes da exploração de usinas de energia geotérmica, devido à liberação de gases não condensáveis no ano y ( $tCO_2e/ano$ )

$PE_{HP,y}$  = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água de usinas hidrelétricas no ano y ( $tCO_2e/ano$ )

Emissões do projeto a partir do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO<sub>2</sub>/ano)

A atividade do projeto não consiste em consumo de combustíveis fósseis,  $PE_{FF,y} = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$ .

As emissões do projeto provenientes da exploração de usinas de energia geotérmica, devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO<sub>2</sub>e/ano)

A atividade do projeto não consiste em operação de usinas de energia geotérmica,  $PE_{GP,y} = 0 \text{ tCO}_2/\text{ano}$ .

Emissões de reservatórios de água de usinas hidrelétricas (PE<sub>HP,y</sub>)

A atividade de projeto irá produzir um novo reservatório de 4,24366 km<sup>2</sup>, o projeto deve contabilizar emissões de CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub> a partir do reservatório, estimado como segue:

(a) Se a densidade de potência da atividade de projeto (PD) é maior do que 4 W/m<sup>2</sup> e menor ou igual a 10 W/m<sup>2</sup>:

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$

Onde:

$PE_{HP,y}$  = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água (tCO<sub>2</sub>e/ano)

$EF_{Res}$  = Fator padrão de emissão para emissões de reservatórios de usinas hidrelétricas no ano y (kgCO<sub>2</sub>e/MWh)

$TEG_y$  = Total de eletricidade produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y (MWh)

(b) Se a densidade de potência da atividade de projeto (PD) for maior que 10 W/m<sup>2</sup>:

$$PE_{HP,y} = 0$$

A densidade de potência da atividade de projeto (PD) é calculada como se segue:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}}$$

Onde:

$PD$  = densidade de potência da atividade de projeto (W/m<sup>2</sup>)

$Cap_{PJ}$  = A capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto (W)

$Cap_{BL}$  = A capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade de projeto (W). Para novas usinas, esse valor é zero

$A_{PJ}$  = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projecto, quando o reservatório está cheio (m<sup>2</sup>)

$A_{BL}$  = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio ( $m^2$ ). Para novos reservatórios, esse valor é zero

◆ **Emissões de linha de base**

De acordo com a ACM0002 (versão 13.0.0), as emissões de linha de base incluem apenas as emissões de  $CO_2$  provenientes da geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis em usinas que estão deslocadas devido à atividade do projeto. Assume-se que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis basais teria sido gerada por usinas existentes conectadas à rede de energia e da adição de novas usinas conectadas à rede de energia. As emissões de linha de base são calculadas como se segue:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y}$$

Onde:

$BE_y$  = Emissões de linha de base no ano  $y$  ( $tCO_2$ /ano)

$EG_{PJ,y}$  = Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano  $y$  (MWh/ano)

$EF_{grid,CM,y}$  = Margem combinada do fator de emissão de  $CO_2$  para a grade de geração de energia conectada no ano  $y$  calculada usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" ( $tCO_2$ /MWh)

Cálculo do  $EG_{PJ,y}$

Como a atividade de projeto envolve a instalação de um Greenfield conectada à rede de energia renovável planta / unidade em um local onde nenhuma planta de energia renovável foi operada antes da implementação da atividade de projeto, em seguida,:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

$EG_{PJ,y}$  = Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano  $y$  (MWh / ano)

$EG_{facility,y}$  = Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta / unidade para a rede no ano  $y$  (MWh / ano)

◆ **Fator de Emissão ( $EF_{grid,CM,y}$ )**

De acordo com a ACM0002 (versão 13.0.0), a margem combinada do fator de emissão de  $CO_2$  para a rede de geração de energia conectada no ano  $y$  ( $EF_{grid,CM,y}$ ) deve ser calculado usando "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", versão 3.0.0 (a última versão).

**Passo 1. Identificar o sistema elétrico relevante.**

A AND brasileira definiu O Sistema Interligado Nacional (SIN), como o sistema de rede única para ser usado em todos os projetos de MDL em conformidade com as metodologias ACM0002 e AMS-ID. Isso está de acordo com a Resolução N° 8, de 26 maio de 2008, e também a nota que esclarece o procedimento para chegar a esta decisão<sup>17</sup>.

***Passo 2. Escolha se deseja incluir plantas fora da rede de energia no sistema elétrico do projeto (opcional).***

Os participantes do projeto podem escolher entre duas opções a seguir para calcular a margem de operação e a margem de construção do fator de emissão:

Opção I: Apenas usinas da rede são incluídos no cálculo.

Opção II: Ambas as plantas da rede de energia e plantas fora da rede de energia estão incluídos no cálculo.

Opção I foi selecionada, já que os cálculos vêm da AND brasileira e consideram apenas as usinas de rede.

***Etapa 3. Selecione um método para determinar a margem de operação (OM).***

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

- (a) OM Simples, ou
- (b) OM simples ajustada, ou
- (c) Análise de dados de despacho OM, ou
- (d) OM média.

A AND brasileira escolheu a análise de dados de despacho para o cálculo OM seguindo a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", aprovado pelo Conselho Executivo do MDL. Esta opção não permite que a vintage de cálculo ex-ante do fator de emissão. Assim, o OM é ex-post calculado. Ele será atualizado anualmente aplicando os números publicados pelo DNA brasileiro em seu site (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>) para esse ano.

***Passo 4. Calcular o fator de emissão de acordo com o método selecionado.***

***Análise de dados de despacho OM***

O fator de emissão desse método ( $EF_{grid, OM-DD, y}$ ) é determinado com base nas unidades de rede de energia que estão efetivamente despachando na margem durante cada hora  $h$  onde o projeto está deslocando a eletricidade da rede. Esta abordagem não é aplicável a dados históricos e, portanto, exige um acompanhamento anual do  $EF_{grid, OM-DD, y}$ .

Este fator de emissão foi calculado da seguinte maneira:

---

<sup>17</sup> <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/47953.html>

$$EF_{\text{grid,OM-DD},y} = \frac{\sum_h EG_{\text{PJ},h} \cdot EF_{\text{EL,DD},h}}{EG_{\text{PJ},y}}$$

Where:

- $EF_{\text{grid,OM-DD},y}$  = Análise de dados de despacho da margem de operação do fator de emissão de CO<sub>2</sub> no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh)
- $EG_{\text{PJ},h}$  = Eletricidade deslocada pela atividade de projeto na hora h do ano y (MWh)
- $EF_{\text{EL,DD},h}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> para usinas rede no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh)
- $EG_{\text{PJ},y}$  = Total de eletricidade deslocada pela atividade de projeto no ano y (MWh)
- h = Horas no ano y em que a atividade de projeto está deslocando a eletricidade da rede
- y = Ano em que a atividade de projeto está deslocando a eletricidade da rede

O  $EF_{\text{grid,OM-DD},y}$  é calculado pela AND brasileira de acordo com a ACM0002 e os números estão publicados no site (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora>).

Para fins de estimativa, os dados de margem operacional para o ano mais recente será usado:

Margem de Operação													
Fator de emissão médio (tCO <sub>2</sub> /Mwh) - mensal													
2011	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
	0.2621	0.2876	0.2076	0.1977	0.2698	0.3410	0.3076	0.3009	0.2734	0.3498	0.3565	0.3495	0.292

**Passo 5:** Identificar o grupo de unidades de energia para ser incluído na margem de construção

O grupo de amostra de unidades de energia utilizadas para o cálculo da margem de construção consiste em:

- O conjunto de cinco unidades de energia que foram construídas mais recentemente, ou
- O conjunto de adições de capacidade de energia no sistema elétrico, que compõem 20% da geração do sistema (em MWh) e que foram construídas mais recentemente.

A AND selecionou a opção (b) (O conjunto de adições de capacidade de energia no sistema elétrico que compreendem 20% da geração do sistema e que foram construídas mais recentemente) de acordo com a ferramenta, para determinar a margem de construção.

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

Opção 1: Para o primeiro período de crédito calcular o fator de emissão da margem de construção ex ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas para a amostra do grupo m na altura do CDM-PDD submissão à EOD para validação. Para o segundo período de creditação, o fator de emissão da margem deve ser atualizado com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas no momento da apresentação do pedido de renovação do período de crédito para a EOD. Para o terceiro período de creditação, o fator de

emissão da margem calculada para o segundo período de creditação deve ser utilizado. Esta opção não requer monitoramento do fator de emissão durante o período de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de creditação, o fator de emissão da margem será atualizado anualmente, ex-post, incluindo aquelas unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não está disponível, incluindo as unidades construídas até o último ano para o qual a informação está disponível. Para o segundo período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser calculado ex-ante, como descrito na opção 1 acima. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem calculada para o segundo período de creditação deve ser utilizado.

Neste caso, a opção 2 foi seleccionada.

**Passo 6: Calcular o fator de emissão da margem de construção**

A margem de construção do fator de emissão é a geração ponderada fator de emissão médio (tCO<sub>2</sub>/MWh) de todo o m unidades de energia durante o ano mais recente y para o qual os dados de geração de energia está disponível, calculada da seguinte forma:

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

Where:

- EF<sub>grid,BM,y</sub> = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de construção no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh)
- E<sub>Gm,y</sub> = Quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue à rede por unidade de energia m no ano y (MWh)
- EF<sub>EL,m,y</sub> = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da unidade de energia m no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh)
- m = Unidades de energia incluídas na margem de construção
- y = Mais recente ano histórico para o qual os dados de geração de energia está disponível

O EF<sub>grid,BM,y</sub> é calculado pela AND brasileira de acordo com a ACM0002 e os números estão publicados no site (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora>).

Para fins de estimativa, os dados da margem de construção para o ano mais recente serão utilizados:

<b>Margem de Construção</b>	
Fator de emissão médio (tCO <sub>2</sub> /MWh) - Anual	
2011	0.1056

**Passo7. Calcular o fator de emissão da margem combinada**

A margem combinada do fator de emissão é calculado da seguinte:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot W_{BM}$$

Onde:

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

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

$w_{OM}$  = Ponderação do fator de emissão da margem de operação (%)

$w_{BM}$  = Ponderação do fator de emissão da margem de construção (%)

Os seguintes valores padrão deve ser usado para  $w_{OM}$  and  $w_{BM}$ :

- Projetos de geração de energia solar e eólica:  $w_{OM} = 0.75$  e  $w_{BM} = 0.25$  (devido à sua natureza intermitente e não-despachável) para o primeiro período de crédito e por períodos subsequentes de creditação;
- Todos os outros projetos:  $w_{OM} = 0.5$  e  $w_{BM} = 0.5$  para o primeiro período de crédito, e  $w_{OM} = 0.25$  e  $w_{BM} = 0.75$  para o período de obtenção de créditos, segundo e terceiro, salvo disposição em contrário da metodologia aprovada, que se refere a esta ferramenta.

Como este é um projeto hidrelétrico, o peso seguinte será usado no primeiro período de crédito:

$$w_{OM} = 50\%$$

$$w_{BM} = 50\%$$

#### ◆ Fuga

As principais emissões que potencialmente dão origem a fugas no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões resultantes de atividades como a construção de usinas e emissões a montante do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento, transporte). De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), estas fontes de emissões são negligenciadas, portanto, não há emissões de fuga .

#### ◆ Redução de emissões

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde,

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

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

$PE_y$  = Emissões do projeto no ano y (tCO<sub>2</sub>e/ano)

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

Esta secção inclui uma compilação de informações sobre os dados e parâmetros que não são monitorados durante todo o período de crédito, mas que são determinados apenas uma vez e, portanto, permanece fixo durante todo o período de obtenção de créditos e que estão disponíveis quando a validação é realizada. Dados que ficam disponível apenas após a validação da atividade de projeto (por exemplo, medidas após a implementação da atividade de projeto) é incluído aqui, mas na tabela da seção B.7.1.

<b>Dados/Parâmetros:</b>	$EF_{Res}$
Unidade:	kgCO <sub>2</sub> e/MWh
Descrição:	Fator de emissão padrão para emissões de reservatórios
Fonte:	Decisão by EB23
Valor aplicado:	90 kgCO <sub>2</sub> e/MWh
Comentários:	-

<b>Dados/Parâmetros:</b>	$Cap_{BL}$
Unidade:	W
Descrição:	A capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade de projeto. Para novas usinas, esse valor é zero.
Fonte:	PCH Bocaiúva
Procedimentos de medição (se houver):	Bocaiúva é uma nova usina hidrelétrica, portanto este valor é zero.
Comentários:	-

<b>Dados/Parâmetros:</b>	$A_{BL}$
Unidade:	m <sup>2</sup>
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m <sup>2</sup> ). Para novos reservatórios, esse valor é zero.
Fonte:	PCH Bocaiúva
Procedimentos de medição (se houver):	A atividade de projeto irá produzir um novo reservatório de 4,24366 km <sup>2</sup> , portanto, este valor é zero.
Comentários:	-

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

Neste projeto, a EF média do ano passado (2009) será utilizada para estimar as reduções de emissões projetadas da Pequena Central Hidrelétrica Bocaiúva .

◆ **Emissões de Projeto**

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

$$PE_{FF,y} = 0 \text{ tCO}_2\text{e/yr}$$

$$PE_{GP,y} = 0 \text{ tCO}_2\text{e/yr}$$

A densidade de potência da atividade de projeto (PD) é calculada da seguinte maneira:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}}$$

$$Cap_{PJ} = 30 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$Cap_{BL} = 0 \text{ W}$$

$$A_{PJ} = 4.24366 \cdot 10^6 \text{ m}^2$$

$$A_{BL} = 0 \text{ m}^2$$

$$PD = (30 \cdot 10^6 - 0) / (4.24366 \cdot 10^6 - 0) = 7.07 \text{ W/m}^2$$

Como a densidade de potência da Pequena Central Hidrelétrica Bocaiúva é 7.07 W/m<sup>2</sup>, menor que 10 W/m<sup>2</sup>, de acordo com a metodologia:

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$

$$EF_{Res} = 90 \text{ kgCO}_2\text{e/MWh}$$

$$TEG_y = 175,200 \text{ MWh}$$

$$PE_{HP,y} = (90 \cdot 175,200) / 1000 = 15,768 \text{ tCO}_2\text{e/yr}$$

Portanto, as emissões do projeto são:  
 $PE_y = 0 + 0 + 15,768 = 15,768 \text{ tCO}_2\text{e/yr}$

◆ **Emissões de linha de base**

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y}$$

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} = 175,200 \text{ MWh/yr}$$

A margem combinada do fator de emissão é calculado da seguinte maneira:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot W_{BM}$$

$$EF_{grid,OM,y} = 0.2920 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$EF_{grid,BM,y} = 0.1056 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$W_{OM} = 0.5$$

$$W_{BM} = 0.5$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0.2920 \cdot 0.5 + 0.1056 \cdot 0.5 = 0.1988 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

Portanto, as emissões de linha de base são os seguintes:

$$BE_y = 175,200 \cdot 0.1988 = 34,830 \text{ tCO}_2\text{/yr}$$

◆ **Reduções de Emissões**

As reduções de emissões são calculadas como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$BE_y = 34,830 \text{ tCO}_2\text{/yr}$$

$$PE_y = 15,768 \text{ tCO}_2\text{e/yr}$$

$$ER_y = 34,830 - 15,768 = 19,062 \text{ tCO}_2\text{e/yr}$$

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

Ano	Emissões de linha de base (ton de CO <sub>2</sub> e)	Emissões de projeto (ton de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa de fuga (ton de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa das reduções de emissões (ton de CO <sub>2</sub> e)
01/07/2013 – 30/06/2014	34.830	15.768	0	19.062
01/07/2014 – 30/06/2015	34.830	15.768	0	19.062
01/07/2015 – 30/06/2016	34.830	15.768	0	19.062
01/07/2016 – 30/06/2017	34.830	15.768	0	19.062
01/07/2017 – 30/06/2018	34.830	15.768	0	19.062
01/07/2018 – 30/06/2019	34.830	15.768	0	19.062
01/07/2019 – 30/06/2020	34.830	15.768	0	19.062
<b>Total</b> (ton de CO <sub>2</sub> e)	243.810	110.376	0	133.434
<b>Total anos do período de crédito</b>	7			
<b>Médio anual do período</b>	34.830	15.768	0	19.062

**B.7. Plano de Monitoramento****B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:**

<b>Dados/Parâmetros:</b>	EG <sub>facility,y</sub>
Unidade:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta / unidade para a rede no ano y.
Fonte:	PCH Bocaiúva
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B5:	175.200
Descrição dos métodos e procedimentos a serem aplicados	Tanto o proprietário do projeto, e comprador de eletricidade vão medir a eletricidade fornecida à rede por meio de um medidor de energia elétrica e do recibo de venda. Eletricidade líquida será medida continuamente e os dados serão arquivados em fontes eletrônicas e papel. O registro horária da energia fornecida deverá ser entregue à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que verifica diariamente, através SCDE, na zona de aterragem e que o relatório é emitido mensal (este relatório é o relatório ME006C). O valor líquido gerado é medido a cada 5 minutos. CEMAT e TradeEnergy terão acesso a esta medida, e também Cravari, a qualquer momento através de um link de FTP ou de telecomunicação rede interna da PCH Bocaiúva.
Procedimentos	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede. Verifique pelo

## MDL – Conselho Executivo

página 35

QA/QC:	recebimento de vendas. Os medidores de energia serão calibrados numa base regular de acordo com o procedimento estabelecido pelo ONS e de acordo com as orientações de manutenção do equipamento. (Procedimentos detalhados de QA / QC são explicadas na Seção 7.2) Checar os resultados das medições com registros de venda de eletricidade.
Comentários:	-

<b>Dados/Parâmetros:</b>	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Margem combinada do fator de emissão de CO <sub>2</sub> para a grade de geração de energia conectada no ano y calculada usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".
Fonte:	Website da AND brasileira ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora</a> )
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B5:	0.1988
Descrição dos métodos e procedimentos a serem aplicados	O fator de emissão da margem combinada será ex-post calculado anualmente, junto com seus itens OM e BM, que será publicado no site do DNA do ano
Procedimentos QA/QC:	-
Comentários:	-

<b>Dados/Parâmetros:</b>	$Cap_{pj}$
Unidade:	W
Descrição:	A capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto.
Fonte:	PCH Bocaiúva
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B5:	$30 \cdot 10^6$
Descrição dos métodos e procedimentos a serem aplicados	Dados do fabricante e as especificações técnicas. Durante o comissionamento da planta, um dos testes exigidos era a verificação se a capacidade instalada foi alcançada. A capacidade instalada é definida pelas duas turbinas Francis - 15,45 MW cada e os dois geradores que têm uma capacidade de 15 MW cada
Procedimentos QA/QC:	Determinar a capacidade instalada baseada em padrões reconhecidos.
Comentários:	O limite de capacidade superior é dado pelos geradores, a capacidade máxima, uma vez que as turbinas têm uma maior capacidade (15,45 MW cada) e pode suportar mais potência.

<b>Dados/Parâmetros:</b>	$A_{pj}$
<b>Unidade:</b>	$m^2$
<b>Descrição:</b>	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da actividade de projecto, quando o reservatório está cheio.
<b>Fonte:</b>	PCH Bocaiúva
<b>Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B5:</b>	$4.24366 \cdot 10^6$
<b>Descrição dos métodos e procedimentos a serem aplicados</b>	<p>Medido a partir de levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélite, etc, pela primeira vez.</p> <p>Uma vez que quaisquer alterações em hidrelétricas devem ser autorizadas e colocadas à disposição do público, a Resolução ANEEL<sup>18</sup> tem exigido das plantas para relatar seu nível de água do reservatório em uma base anual, como medida para as mudanças da área do reservatório.</p> <p>A área do reservatório passou de 3,75 para 4,24 km<sup>2</sup> vez que em modelos aerofotogramétricos, áreas localizadas em regiões com vegetação alta (como é o caso da área do reservatório de Bocaiúva), a determinação real da superfície do solo pode ter alguma deficiência. Um novo estudo mais preciso foi produzido e, uma vez que o aumento no tamanho era pequeno e devido ao fato acima, o problema foi resolvido pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente de Mato Grosso, que é o órgão ambiental competente<sup>19</sup></p> <p>O nível de água iniciar era 311 m<sup>20</sup> correspondendo à área do reservatório de 424.366 hectares<sup>21</sup>, e este foi validado pelo agente de meio ambiente (SEMA). Uma vez que o PP tem a topografia do reservatório, a zona pode ser calculado em função do nível da água.</p> <p>Portanto, durante a operação da usina, o nível de água serão monitorados e registrados com base na Resolução da ANEEL, eo resultado será comunicado à ANEEL anualmente.</p>
<b>Procedimentos QA/QC:</b>	PP vai apresentar um relatório contendo o nível do reservatório de água a qualquer momento para mostrar ao DOE para a verificação de RCEs (Este monitoramento é exigido por lei - ". RES ANEEL / ANA n.3 10-Ago-10.pdf", em anexo).
<b>Comentários:</b>	Antes de emitir a L.O. (Licença de Operação), a agência ambiental verificou se todos os programas ambientais necessários foram concluídos, incluindo a área do reservatório vazio.

18

[http://www.ana.gov.br/GestaoRecHidricos/InfoHidrologicas/docs/ConjuntaAnaAneel/ResolucaoConjunta\\_n\\_003-2010.pdf](http://www.ana.gov.br/GestaoRecHidricos/InfoHidrologicas/docs/ConjuntaAnaAneel/ResolucaoConjunta_n_003-2010.pdf)

<sup>19</sup> AutoDeInspeção\_SEMA\_(17\_12\_10)\_Apr2011.pdf

<sup>20</sup> DadosTécnicosDosEquipamentos\_Apr2011.pdf

<sup>21</sup> AutoDeInspeção\_SEMA\_(17\_12\_10)\_Apr2011.pdf

<b>Dados/Parâmetros:</b>	TEG <sub>v</sub>
Unidade:	MWh/ano
Descrição:	Total de eletricidade produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede ea eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y.
Fonte:	PCH Bocaiúva
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B5:	175.200
Descrição dos métodos e procedimentos a serem aplicados	Medição contínua de energia total produzida (bruto) pela planta, incluindo perdas e consumo interno é obtido a qualquer momento através do equipamento interno da planta. Neste caso, será medido gravação horária e mensal será produzido.
Procedimentos QA/QC:	Medição interno de acordo com os procedimentos indicados pelo ONS e de acordo com as orientações de manutenção do equipamento.
Comentários:	-

**B.7.2 Plano de amostragem**

N/A

**B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento**

Como descrito acima, para este tipo de projeto o parâmetro medido é a quantidade de energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica. Por outro lado, o fator de emissão está disponível a partir da AND e publicado anualmente.

A usina terá dois medidores, um principal e outro como backup, para a leitura e registros da geração de eletricidade. Ambos os medidores operam em paralelo e com as mesmas características funcionais, portanto, em caso de falha o backup será operativo. A calibração dos medidores será realizada de acordo com o procedimento estabelecido pelo ONS e de acordo com as orientações de manutenção do equipamento.

O equipamento de monitoramento segue os procedimentos de calibração indicados pelo ONS e Portaria Inmetro n° 431 de 4 de dezembro de 2007, a medição de alta precisão é exigida pela ANSI C12.2.00 Classe 0,2 e IEC 62053-22 Classe 0,2s como padrões de precisão de medição. Um cálculo da perda de segundo e capacidades de correção de erros do sistema e estabelecer perdas para corrigir os erros de medição em tempo real.

Para cumprir com o procedimento e confrontar os dados da medição de energia, a Cravari contratou a empresa TradeEnergy para acompanhar o sistema de medição e seus dados. A leitura é de hora em hora, mas pode ser feito a cada 5 minutos. CCEE recebe os dados em uma base diária através do sistema SCDE, e envia um relatório semanal indicando se houve ou não uma leitura no período e uma vez por mês envia um relatório com os valores medidos.

Os dados metros, depois de lidos, devm estar disponíveis no servidor da empresa Tradenergy, nomeado para atuar como agente de medição da energia gerada pela usina hidrelétrica Cravari, em conjunto com a Camara de Comercializacao de Energia Eletrica (CCEE), que são comunicados

eletronicamente através do SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia elétrica). Os dados estarão disponíveis em servidores Tradenergy e um backup será mantido no servidor do Cravari. A verificação dos dados de medição também será possível através de registros SDCE, onde várias informações são apresentados aos usuários como a medição, consistiu dados coletados, os dados de registro.

A área operacional da Cravari deve ser responsável pela elaboração de cada mês, um relatório contendo os valores diários de geração da usina, bem como os valores totais por mês. Todo mês o relatório será armazenado até 2 anos após o fim do projeto. Esta actividade vai ser realizada pelo programador de operação.

Com os dados do relatório, a quantidade de Reduções Certificadas de Emissões geradas será calculada para o período, aplicando-se o fator de emissão definido de acordo com a metodologia ACM0002 versão 13.0.0. Em seguida, o relatório de acompanhamento é elaborado, que deve ser primeiro aprovado pela área financeira antes de apresentá-lo à EOD para verificação.

## **SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / período de crédito**

### **C.1. Duração da atividade do projeto**

#### **C.1.1. Data de início da atividade do projeto**

Os trabalhos para o desenvolvimento e implementação do projeto Bocaiúva foram iniciados em 2002 com o desenvolvimento do estudo de pré-viabilidade, que foi finalizado em janeiro de 2003. O estudo de pré-viabilidade mencionado foi aprovado pela ANEEL em fevereiro de 2004, como é descrito anteriormente na seção B.5. Mais tarde, o projeto obteve a Licença Prévia pelo Estado de Mato Grosso, em fevereiro de 2004, a assinatura de um Acordo de Compra de Energia e um Contrato de Aquisição de Engenharia ambos em setembro de 2007, a contratação consultor de MDL foi de fevereiro de 2008, mas foi em novembro de 2008 que o projeto obteve o financeiro com o BNDES, que garantiu a implantação do projeto de verdade.

Consequentemente, a data de início da atividade do projeto de MDL tem sido definido como a data em que Cravari Geração de Energia SA assinou o contrato de EPC para desenvolver estudos de viabilidade e implementar (em várias etapas) da atividade do projeto: 24 de Setembro de 2007.

Data de conclusão da aplicação da metodologia para o estudo da atividade de projeto: 04/06/2010

#### **Nome da pessoa / entidade que determinou a a linha de base:**

Empresa: Carbon Management Consulting Ltd.  
Endereço: Don Carlos 2939, Of. 912 – Las Condes  
Cidade: Santiago  
País: Chile  
Contato: Rodrigo Céspedes    Cristián Retamal    Sebastian Cepeda  
Título: Project Manager    PDD Co-author    PDD Review  
Telefone: +56 (2) 7699577  
E-mail: [info@carbonmcgroup.com](mailto:info@carbonmcgroup.com)

CarbonManagement Consulting Ltd. atua como um consultor de MDL e não é um participante do projeto.

**C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade de projeto:**

>> 40 anos

**C.1.3. Tipo do período de crédito**

Renovável

**C.1.4 Data de início do primeiro período de crédito:**

01/06/2013 ou data de registro de MDL, o que vier depois.

**C.1.5 Duração do primeiro período de crédito:**

>> 7 anos renováveis

**SEÇÃO D. Impactos Ambientais****D.1. Análise dos impactos ambientais:**

O participante do projeto, de acordo com as normas ambientais definidas pelo Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA<sup>22</sup>), é obrigado a obter três licenças em ordem para obter a licença ambiental para desenvolver a hidrelétrica. Estes são a Licença Prévia (LP), onde uma avaliação de impacto ambiental é realizada, a Licença de Instalação (LI), onde os requisitos para a construção são estabelecidos, e a Licença de Operação (LO), onde há teste antes da operação da planta é realizado para assegurar que cumpre todos os requisitos ambientais.

O projeto Pequena Central Hidrelétrica Bocaiúva realizou a avaliação ambiental de acordo com a legislação federal e estadual, seguindo as normas estabelecidas pelo CONAMA e do Conselho Estadual de Política Ambiental (COPAM<sup>23</sup>). As regras da Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEAM<sup>24</sup>) também foram acompanhadas, a fim de obedecer à legislação municipal de cada cidade eram impactos são reconhecidas.

A Avaliação de Impacto Ambiental avalia os principais efeitos no ambiente que podem ser identificadas e analisadas para os períodos de execução, planejamento e operação, considerando as características do projeto e sua área de influência. A Pequena Central Hidrelétrica Bocaiúva foi concedida com a Licença de Instalação (LI) n° 55921/2008, emitida pela SEMA em 08 de outubro de 2008 e válido até o 22 de março de 2010 e da Licença de Operação (LO) N° 298760/2010 emitido pela SEMA / MT no dia 7 de janeiro de 2010 e válido até 06 janeiro de 2013. A renovação da licença foi solicitada em 03/09/2012, que é antes de 120 dias após a data de validade da licença, de acordo com a regulamentação brasileira<sup>25</sup>. Em dezembro de 2012 uma resposta da autoridade

---

<sup>22</sup> Conselho Nacional do Meio Ambiente

<sup>23</sup> Conselho Estadual de Política Ambiental

<sup>24</sup> Fundação Estadual do Meio Ambiente

<sup>25</sup> Carta enviada e recebida em 03/09/2012 pelo órgão ambiental (Processo 51672/2005)

ambiental local para esta carta, declarou que a LO N° 298760/2010 ainda é válida, uma vez que o pedido de prorrogação foi feito no prazo adequado<sup>26</sup>.

O projeto não implica em impactos ambientais negativos fora dos limites, caso contrário, as licenças não foram emitidas.

## **D.2. Avaliação de impacto ambiental**

Como mencionado anteriormente neste documento, o projeto Bocaiúva foi concedido com a Licença de Instalação e Licença de Operação para o qual as seguintes condições ambientais foram solicitadas:

- A execução de programas ambientais propostos no Plano de Controle Ambiental (PCA)
- Compromissos relacionados com a Reserva Legal e Área de Preservação Permanente (APP), o que deve ocorrer em função da aquisição de propriedades atingidas pelo reservatório e APP.
- Demandas relacionadas a questões agrícolas, como a verificação de áreas liberadas para o início das obras de construção, a verificação da aquisição de terras para o reservatório.
- Apresentação de novos estudos solicitados.
- Disposição adequada de resíduos de saúde municipais e de resíduos sólidos, onde as alternativas serão analisados, a fim de escolher aquele com custo viável e impacto ambiental mínimo

## **SEÇÃO E. Comentários dos Stakeholders**

### **E.1. Solicitação de comentários de stakeholders locais:**

De acordo com a legislação estadual federal e local, o processo de licenciamento ambiental solicita audiências públicas com a comunidade local. Além disso, mesma legislação solicita a emissão das licenças (LP, LI e LO) no local, estadual, no jornal oficial (Diário Oficial do Estado) e nos jornais regionais.

Além dos comentários das partes interessadas solicitados para as licenças ambientais, a Autoridade Nacional Designada brasileira, "Comissão Interministerial de Mudanças Globais de Clima", a fim de fornecer a carta de aprovação, solicita os comentários para as partes interessadas locais com base em uma versão traduzida do DCP, e o relatório de validação é emitido por uma EOD autorizada (de acordo com a Resolução n. 1, emitida em 11 de setembro de 2003).

O proponente do projeto enviou o PDD para consulta pública, que terminou sem comentários. Os interessados consultados estão listados abaixo:

- Associação Operação Amazônia Nativa
- Câmara Municipal dos Vereadores de Brasnorte
- Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento
- Ministério Público do Estado do Mato Grosso
- Ministério Público Federal
- Prefeitura Municipal de Brasnorte

---

<sup>26</sup> Carta da autoridade ambiente local datado de dezembro de 2012, declarando que a LO foi automaticamente renovada

- Secretaria de Meio Ambiente do Estado do Mato Grosso
- Secretaria Municipal do Meio Ambiente de Brasnorte

**E.2. Resumo dos comentários recebidos**

Nenhum comentário foi recebido.

**E.3. Relatório sobre o que foi feito em relação aos comentários recebidos:**

Nenhum comentário foi recebido.

**SEÇÃO F. Aprovação e autorização**

>> A carta de aprovação do governo brasileiro ainda não está disponível.

**Apendice 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO SOBRE OS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO**

Organização:	CRAVARI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A
Endereço:	Al. Dr. Carlos de Carvalho, 555 – 21 andar – Conjunto 212
Edifício:	
Cidade:	Curitiba
Estado:	Parana
CEP:	CEP 80.430-180
País:	Brazil
Telefone:	+41 3321 7130
FAX:	+41 3321 7101
E-Mail:	<a href="mailto:meister@silea.com.br">meister@silea.com.br</a>
URL:	<a href="http://www.silea.com.br">www.silea.com.br</a>
Representado por:	
Título:	
Saldação	Mr.
Último name:	Meister Filho
Nome do meio:	
Primeiro nome:	Renato
Departamento:	
Celular:	
FAX:	
tel:	+41 3321 7130
E-mail pessoal:	<a href="mailto:meister@silea.com.br">meister@silea.com.br</a>

Apendice 2

**INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Nenhum financiamento público será usado nesta atividade de projeto.

### **Apendice 3 – Aplicabilidade da metodologia selecionada**

A atividade de projeto atende a todas as condições estabelecidas nos critérios de aplicabilidade, de acordo com a metodologia selecionada

Exigência	Validação (aplicável)
A atividade de projeto é a instalação, adição de capacidade, modernização ou substituição de uma usina / unidade de um dos seguintes tipos: energia hídrica / unidade (com um reservatório a fio d'água ou um reservatório de acumulação), usina de energia eólica, usina de energia geotérmica, energia solar planta, usina de energia das marés.	A atividade de projeto é a instalação de uma nova usina hidrelétrica (fio d'água).
Exigência	Validação (Não aplicável)
A atividade de projeto é implementada em um reservatório existente, sem alteração no volume do reservatório.	Não aplicável, uma vez que o projeto é uma instalação Greenfield.
A atividade de projeto é implementada em um reservatório existente, onde o volume do reservatório é aumentado e a densidade de potência da atividade de projeto, conforme definições apresentadas na seção de Emissões do Projeto, é maior que 4 W/m <sup>2</sup>	Não aplicável, uma vez que o projeto é uma instalação Greenfield.
Os resultados do projeto de atividade em novos reservatórios e a densidade de potência da usina, conforme definições apresentadas na seção de Emissões do Projeto, é maior que 4 W/m <sup>2</sup> .	A atividade de projeto irá produzir um novo reservatório de 4,24366 km <sup>2</sup> ea capacidade instalada será de 30 MW, portanto a densidade de energia será 7,07 W/m <sup>2</sup> que é maior que 4 W/m <sup>2</sup> .
As atividades do projeto que envolvem a	Não aplicável, uma vez que o projeto não

mudança de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia no local da atividade de projeto, uma vez que, neste caso, a linha de base pode ser o uso continuado de combustíveis fósseis no local.	envolve a mudança de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia no local do projeto.
Usinas de biomassa	Não aplicável, uma vez que o projeto é uma usina hidrelétrica.
Usinas hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento de reservatórios existentes onde a densidade de potência da usina é inferior a 4 W/m <sup>2</sup> .	Não aplicável, uma vez que a atividade de projeto produzirá um novo reservatório de 4,24366 km <sup>2</sup> ea capacidade instalada será de 30 MW, portanto, a densidade de potência será 7,07 W/m <sup>2</sup> que é maior que 4 W/m <sup>2</sup> .

### Anexo 3

#### INFORMAÇÃO DE LINHA DE BASE

A AND brasileira definiu O Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN), como o sistema de grade única para ser usado em todos os projetos de MDL em conformidade com as metodologias ACM0002 e AMS-ID. Isso está de acordo com a Resolução N ° 8, de 26 maio de 2008, e também a nota que esclarece o procedimento para chegar a esta decisão

Os fatores de emissão da margem de operação e margem de construção, serão calculados anualmente e atualizado no site da AND brasileira:

<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora>

<b>Margem de operação</b>													
Fator de emissão médio (tCO <sub>2</sub> /Mwh) - mensal													
2011	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
	0.2621	0.2876	0.2076	0.1977	0.2698	0.3410	0.3076	0.3009	0.2734	0.3498	0.3565	0.3495	0.292

<b>Margem de construção</b>	
Fator de emissão médio (tCO <sub>2</sub> /Mwh) - Anual	
2011	0.1056

**Anexo 4****MONITORING INFORMATION**

O plano de monitoramento é aplicado através da versão 12.3.0 da metodologia de monitoramento ACM0002 consolidada, onde o principal parâmetro para verificar e monitorar as reduções de emissões de GEE é a energia gerada pela usina (EGy). As reduções de emissões geradas pela atividade do projeto serão calculadas de acordo com o plano de monitoramento, através da aplicação do fator de emissão da linha de base para a geração de energia.

Como descrito acima, para este tipo de projeto o parâmetro medido é a quantidade de energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica. Por outro lado, o fator de emissão está disponível a partir do AND e publicado anualmente, pois o fator de emissão será calculado sobre uma base ex-post.

A geração de energia será gravada em uma base horária no sistema de controle da usina, que será corroborado com a eletricidade exportada para a rede obtidos a partir dos registros do operador da rede nacional. Haverá uma planilha com as reduções de emissões de GEE do projeto a partir dos dados armazenados e os procedimentos e equações descritos na metodologia de monitoramento ACM0002. Todos os dados serão armazenados eletronicamente, numa base diária ao longo de dois anos após o final do período de crédito.

A usina terá dois medidores, um principal e outro como backup, para a leitura e registros da geração de eletricidade. Ambos os medidores operam em paralelo e com as mesmas características funcionais, portanto, em caso de falha, o backup será operativo. A calibração dos medidores será realizada de acordo com o procedimento estabelecido pelo ONS e de acordo com as orientações de manutenção do equipamento.

O equipamento de monitoramento segue os procedimentos de calibração indicados pelo ONS e a Portaria Inmetro n° 431 de 4 de dezembro de 2007, a medição de precisão de alta anexo é exigida pela ANSI C12.2.00 Classe 0,2 e IEC 62053-22 Classe 0,2 s padrões de precisão de medição. Um cálculo da perda de segundo e capacidades de correção de erros do sistema e estabelecer perdas para corrigir os erros de medição em tempo real.

Para cumprir com o procedimento para confrontar os dados da medição de energia, A Cravaro contratou a empresa TradeEnergy para acompanhar o sistema de medição e seus dados. A leitura é a cada hora, mas pode ser feito de 5 em 5 minutos. A CEEE vai receber diariamente esses dados através do sistema SCDE, e envia um relatório semanal indicando se existe ou não a leitura no período e uma vez por mês e envia um relatório com os valores medidos.

Em anexo os dados técnicos dos medidores.