



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO  
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP)  
Versão 03 – em vigor a partir de: 28 de Julho de 2006**

**Conteúdo**

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e de monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto/ período de créditos
- D. Impactos Ambientais
- E. Comentários das partes interessadas

**Anexos**

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

Anexo 2: Informações relativas a financiamento publico

Anexo 3: Informação de linha de base

Anexo 4: Informações de Monitoramento

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

&gt;&gt;

Projeto de MDL Passos Maia

Número da versão do DCP: 3.Data: 25 de Julho de 2011.**A.2. Descrição da atividade do projeto:**

O projeto de MDL Passos Maia (denominado Projeto Passos Maia) consiste no fornecimento de energia hidrelétrica limpa ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) através da implantação e operação da pequena central hidrelétrica (PCH) Victor Baptista Adami<sup>1</sup>, com 25 MW de capacidade instalada, situada no Estado de Santa Catarina, região Sul do Brasil, utilizando pequeno reservatório de 1,75 km<sup>2</sup>, com um baixo impacto ambiental.

O objetivo principal do projeto Passos Maia é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil, proveniente do crescimento econômico e populacional do país, fornecendo energia limpa e renovável, contribuindo, assim, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento da participação da energia renovável em relação à matriz energética do país.

O cenário de linha de base é o mesmo cenário que existia antes do início da implementação da atividade do projeto porque a eletricidade que será entregue à rede pelo projeto seria gerada de outra maneira pela operação de uma usina conectada à rede e pela adição de novas fontes de geração, como expresso na margem combinada descrita na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis com conseqüentes emissões de CO<sub>2</sub>, que estariam sendo geradas se o projeto não existisse. Na ausência da atividade do projeto, a presença de usinas termoeletricas no Sistema Nacional Interligado causaria emissão de GEEs. O fornecimento de eletricidade limpa e renovável trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam na ausência do projeto.

Através das seguintes ações, o Projeto Passos Maia contribui para o desenvolvimento sustentável, à medida que proporciona o desenvolvimento econômico, sem comprometer as gerações futuras, respeitando ao conceito de Desenvolvimento Sustentável, estabelecido pelo Relatório Brundtland, elaborado pela Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento que define o Termo “desenvolvimento sustentável” como “o desenvolvimento que satisfaz as necessidades presentes, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de suprir suas próprias necessidades”.

(a) Através do Projeto, energia limpa e renovável será despachada ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro, promovendo a oferta de energia imediata para região Sul do Brasil e ao restante do país, deslocando empreendimentos que gerariam energia através da queima de combustíveis fósseis, evitando, assim, a emissão de gases poluentes à atmosfera e preservando o meio ambiente a gerações futuras.

A melhoria do abastecimento do sistema como um todo se faz necessária em função da crescente demanda de energia que vem sendo registrada no país, em função do aumento do consumo doméstico e da necessidade de expansão do parque industrial. Esta melhoria contribuirá para o desenvolvimento

---

<sup>1</sup>Durante a validação do processo em 03 de junho de 2011, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a mudança do nome da PCH. O nome anterior era Pequena Central Hidrelétrica Passos Maia. A partir de 03, junho de 2011, a PCH passou a ser nomeado como PCH Victor Baptista Adami.



regional, dando maiores condições, por exemplo, para o incremento do setor de serviços e implantação de indústrias, refletindo na geração de empregos e no aumento da renda da população.

(b) Na fase de planejamento e mobilização da infra-estrutura da obra, inicia-se o processo de expansão da oferta de emprego e renda vinculados ao empreendimento, com incremento de mais recursos financeiros à economia local. Conseqüentemente, o empreendimento desencadeará a geração de empregos de forma direta e indireta. A forma direta se relaciona às fases de implantação e operação da PCH, mediante a absorção de mão-de-obra imediata. De forma indireta, pelo aumento do poder aquisitivo e conseqüente incremento do consumo de bens e serviços, estimulando a economia local e regional. Os trabalhos de implantação da PCH durarão aproximadamente 18 meses, e demandarão, em média, 180 trabalhadores, dos quais aproximadamente 85% deverão ser moradores locais.

(c) Além de o projeto Passos Maia apresentar baixo impacto ambiental, com formação de pequeno reservatório e elevada densidade de potência, a Passos Maia Energética S.A. irá realizar o reflorestamento das áreas adjacentes à captação da água. Estas Áreas de Preservação Permanente (APP) terão no mínimo 30 metros de comprimento e serão de responsabilidade do empreendedor, garantindo assim, um importante local para o desenvolvimento e proteção da fauna e flora local. Estima-se que serão plantadas cerca 50.000 mudas com espécies nativas, priorizando espécies raras e ameaçadas de extinção para a composição da APP no entorno do reservatório.

(d) Para utilização parcial ou total das estradas e acessos existentes, serão providenciadas as melhorias necessárias para garantir o tráfego permanente por estas estradas, incluindo alterações no greide, conformação da plataforma e obras de drenagem. Sendo assim, a população local irá se beneficiar com as melhorias realizadas no sistema viário em função da implantação do empreendimento por facilitar o acesso às propriedades ou por viabilizar o escoamento da produção.

(e) Neste cenário, a inserção do empreendimento será relevante para impulsionar o turismo local e regional em virtude do reservatório oferecer novas opções de lazer e recreação para a população da região. Este impacto contribui para a melhoria da qualidade de vida da população da região.

### **A.3. Participantes do Projeto:**

A Passos Maia S.A. é a proprietária da Pequena Central Hidrelétrica Victor Baptista Adami e é responsável por todas as atividades relativas à implantação e operação da usina. A Passos Maia S.A é uma sociedade de propósito específico, constituída para construir e operar a usina PCH Victor Baptista Adami. A Passos Maia Energética S.A tem como acionista as empresas Desenvix S.A e Adami S.A Madeiras. A Desenvix é uma subsidiária da Engevix Engenharia S.A., criada em 1995 para desenvolver novos negócios, em particular na área de geração de energia.

A Enerbio Consultoria Ltda - ME assessora a Passos Maia Energética S.A. na elaboração do projeto de MDL, bem como no Monitoramento das RCEs a serem geradas pelo Projeto Passos Maia.



A tabela 1 abaixo apresenta as partes e entidades envolvidas no Projeto Passos Maia.

**Tabela 1 – Partes e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade**

Nome da parte envolvida (*) (o anfitrião) (indica a parte anfitriã):	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (se for o caso):	Por gentileza, indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não):
Brasil (anfitrião)	<u>Entidade Privada</u> : Passos Maia Energética SA	Não
	<u>Entidade Privada</u> : Enerbio Consultoria Ltda - ME	Não

(\*) De acordo com as modalidades e procedimentos do MDL, à época de tornar o DCP-MDL público, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter dado sua aprovação. À época do pedido de registro, é exigida a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).

As informações detalhadas para contato com a(s) parte(s) e com as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto estão relacionadas no Anexo 1.

**A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:**

**A.4.1. Localização da atividade do projeto:**

**A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):**

Brasil.

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

Região: Sul do Brasil

Estado: Santa Catarina

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

Município de Passos Maia

**A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta(s) atividade(s) de projeto :**

A casa de força da PCH Victor Baptista Adami está localizada no rio Chapecó, na bacia hidrográfica do rio Uruguai, no município de Passos Maia, estado de Santa Catarina, região Sul do Brasil, nas coordenadas 26°42' 12`` de Latitude Sul e 51°55' 7`` de Longitude Oeste. A tabela abaixo apresenta alguns indicadores sócio-econômicos dos municípios onde a PCH Victor Baptista Adami está localizada:

**Tabela 2: Indicadores Sócio-Econômicos do município onde a PCH Victor Baptista Adami está localizada**

Município	População Total (2006)	Área (km <sup>2</sup> )	PIB per capita anual (2004)
Passos Maia	4.555	614	R\$ 8.993,00

\*Fonte de Dados: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

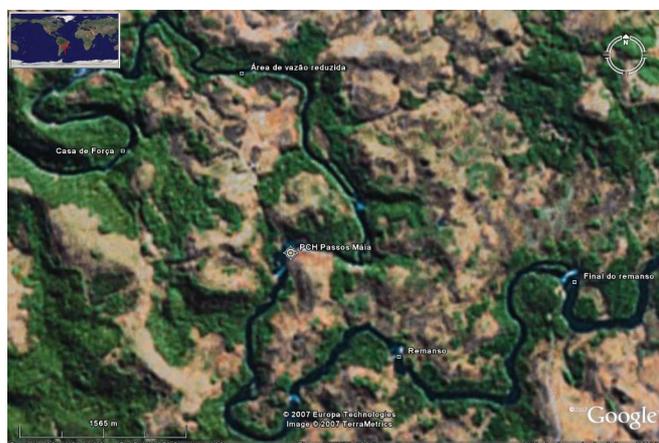
Disponível: <http://www.ibge.gov.br/cidadesat/topwindow.htm?1>

O mapa abaixo mostra a localização da PCH Victor Baptista Adami no Estado de Santa Catarina e o pequeno mapa no canto superior esquerdo mostra a localização do Estado de Santa Catarina no Brasil.



**Mapa 1 – Município de Passos Maia no estado de Santa Catarina.**

A foto de satélite abaixo registra a localização da PCH Victor Baptista Adami no rio Chapecó.



**Mapa 2 – Localização da PCH Victor Baptista Adami no rio Chapecó.**

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

Escopo Setorial 1 – Indústrias de Energia (Fonte Renovável de Energia)

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

A PCH Victor Baptista Adami utilizará o potencial hidráulico do rio Chapecó para gerar eletricidade. A PCH Victor Baptista Adami é uma usina a fio d'água com um reservatório pequeno de 1,75 km<sup>2</sup>.



De acordo com a metodologia ACM0002, versão 12.1.0, se a atividade do projeto é a instalação de uma nova rede usina/ unidade conectada de energia renovável, o cenário de linha de base é o seguinte:

“A eletricidade entregue à rede pelo projeto teria sido de outra maneira gerada pela operação de usinas conectadas à rede de energia e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão do sistema elétrico”

A tabela abaixo mostra o resumo dos parâmetros técnicos da PCH Victor Baptista Adami.

**Tabela 3: Características Técnicas da PCH Victor Baptista Adami.**

Características Técnicas	PCH Passos Maia
Potência Instalada (MW)	25
Área do Reservatório (km <sup>2</sup> )	1,75
Energia Assegurada (MW)	14,30
Fator de Capacidade	0,57
Expectativa da geração de energia anual (MWh)	125.268
<b>Turbinas</b>	
Quantidade	2
Tipo	Francis – Eixo Horizontal
Capacidade Unitária Nominal	12,886
<b>Barragem</b>	
Tipo	CCR/ Enrocamento com núcleo de argila
<b>Casa de Força</b>	
Tipo	Semi-Abrigada

De acordo com o “Guia de orientações para a comunicação e validação de fatores de capacidade da usina – versão 1”<sup>2</sup>: O fator de capacidade da usina deve ser definida ex-ante no DCP-MDL de acordo com uma das três opções:

- (a) O fator de capacidade da Usina solicitado por bancos e/ou financiadores, enquanto aplicando a atividade de projeto para financiamento do projeto, ou para o governo enquanto aplicando a atividade de projeto para aplicação da implementação;
- (b) O fator de capacidade da Usina é determinado pela terceira parte contratada pelos participantes do projeto (ex. empresa de engenharia)

O fator de capacidade da Usina foi calculado por uma empresa de engenharia contratada pelo proprietário do projeto. O fator de capacidade da Usina foi definido pela energia assegurada (MW) dividido pela capacidade de instalação (MW). Este número está disponível na página 96 do Projeto Básico de Engenharia Consolidado.

O cenário de linha de base é o mesmo cenário que existia antes do início da implementação da atividade do projeto. Como será descrito na seção B.5 (passo 4), há, de acordo com a ANEEL<sup>2</sup>, o seguinte número de empreendimentos de geração de energia em operação no Brasil.(País onde o Projeto Passos Maia está localizado):

- 328 Centrais Geradoras Hidrelétricas (Potência Instalada  $\leq 1$  MW)
- 388 Pequenas Centrais Hidrelétricas (1 MW < Potência Instalada < 30 MW);
- 173 Centrais Hidrelétricas (capacidade instalada superior a 30 MW);

<sup>2</sup> <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2> . Acesso em 12/06/2010



- 50 Usina de Energia Eólica;
- 04 usinas Solar ;
- 1399 Usina Termelétrica;
- 02 usinas Termonuclear.

Na usina existe um medidor de diversas grandezas físicas inclusive de energia que mede a energia bruta gerada de hora em hora e é possível acessá-lo para resgatar os registros de geração atuais e antigos.

Para medição da energia líquida existem dois medidores, um principal e um retaguarda (utilizado caso o medidor principal falhe), situados na Subestação Palma, de propriedade da Companhia Paranaense de Energia – COPEL, localizada no município de Palmas no Estado do Paraná.

O CO<sub>2</sub> é o gás de efeito estufa envolvido na atividade do projeto. As emissões de CO<sub>2</sub> oriundas da geração de eletricidade em usinas movidas a combustíveis fósseis são as fontes de emissões que são substituídas graças à atividade do projeto.

Equipamentos e tecnologias empregados no projeto foram desenvolvidos no Brasil e já aplicados em projetos similares no país e ao redor do mundo. A tecnologia aplicada é bem estabelecida no setor. A Turbina Francis é amplamente utilizada em Pequena Central Hidrelétrica. (PCH)<sup>3</sup>. A média do tempo de vida útil desse equipamento é de trinta anos, de acordo com a especificação do fabricante. Passos Maia terá dois geradores com capacidade nominal unitária de 13.900 kVA; desempenho nominal de 97,3% e peso do rotor de 350 kN.

As características dos geradores utilizados na PCH Victor Baptista Adami é sincronismo, três fases, eixo horizontal, utilizado de acordo com as normas da NBR 5117 e NBR 5052.25/14,3.

A implantação do empreendimento também será responsabilidade de empresas nacionais, proporcionando, portanto o desenvolvimento e o emprego da força de trabalho nacional. O projeto de engenharia foi aprovado por agentes reguladores do Brasil (ANEEL e MME). Também aprovado por agentes ambientais através de licenças ambientais. Este processo do projeto evita os riscos para os diferentes ecossistemas. Todo o processo de aprovação que esta atividade do projeto foi submetida assegura que o Projeto Passos Maia compreende a aplicação de tecnologias ambientais seguras e know-how.

Nenhuma tecnologia ou know-how será transferido para a parte anfitriã.

#### **A.4.4 Total estimado de reduções nas emissões durante o período de créditos escolhido:**

Usando o fator de emissão da linha de base mensal calculado conforme apresentado no item B.6.1, a implementação completa do Projeto Passos Maia irá gerar uma redução média anual estimada em **20.479 tCO<sub>2</sub>e** e uma redução total de **143.153 tCO<sub>2</sub>e** durante o primeiro período de 7 anos, descritos na tabela abaixo:

<sup>3</sup> Atlas Potencial Elétrico no Brasil. 1ª Edição, ANEEL, 2002. Pág 23 e 24.

**Tabela 4: - Estimativa de redução nas emissões do Projeto Passos Maia**

Ano	Redução de Emissão Estimada Anual (tCO <sub>2</sub> e)
2012	20,479
2013	20,479
2014	20,479
2015	20,479
2016	20,479
2017	20,479
2018	20,479
<b>Total de Reduções Estimadas (tCO<sub>2</sub>e)</b>	<b>143,153</b>
<b>Total de Anos de Crédito</b>	<b>7</b>
<b>Média anual durante o primeiro período de crédito (tCO<sub>2</sub>e)</b>	20,479

Notas:

- As projeções de EGY e EGBaseline foram realizadas assumindo a operação da usina durante 8.760 horas por ano;
- A geração de eletricidade está projetada de acordo com a energia comercializável da PCH Passos Maia de 14,30 MW;
- A projeção assumiu como data de início do primeiro período de creditação a data de registro no CE MDL projetada para acontecer em 01/2012.

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

Nenhum financiamento público para as atividades do projeto MDL foi solicitado por partes envolvidas no anexo I.

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

- Metodologia consolidada aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, “Metodologia consolidada para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 12.1.0.
- Ferramenta para Demonstração de Avaliação de Adicionalidade, Versão 5.2.1
- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade, versão 2.1

Para mais informações sobre a metodologia consulte:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/C505BVV9P8VSNNV3LTK1BP3OR24Y5L>

**B.2 Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade do projeto:**

A ACM0002, versão 12.1.0, "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade da rede conectada a partir de fontes renováveis" se aplica às atividades de projetos de geração de energia renovável conectada à rede que instalam novas usinas de energia em um local onde nenhuma usina renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto.

- No caso de plantas de energia hidrelétrica, uma das seguintes condições deve ser aplicável:



- A atividade de projeto é implementada em um reservatório existente, com nenhuma mudança no volume do reservatório;
- A atividade de projeto é implementada em um reservatório existente, onde o volume de reservatório é aumentado e a densidade de energia da atividade de projeto, pelas definições dadas na seção de Emissões do Projeto, é maior que 4 W/m<sup>2</sup>.
- A atividade do projeto resulta em novo reservatório e a densidade de energia da usina de energia, pelas definições dadas na seção de Emissões do Projeto, é maior que 4 W/m<sup>2</sup>.

A metodologia ACM0002, versão 12.1.0 pode ser aplicada ao Projeto Passos Maia pelos seguintes aspectos:

- A PCH Victor Baptista Adami é uma instalação de nova usina/unidade de energia hidrelétrica;
- A PCH Victor Baptista Adami é uma atividade de projeto que resulta em novo reservatório e a densidade de energia da usina, é maior que 4 W/m<sup>2</sup> (e também maior que 10 W/m<sup>2</sup>), conforme demonstrado na tabela 5;
- A PCH Victor Baptista Adami não envolve mudanças de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia no local da atividade de projeto, desde que neste caso a linha de base pode ser o uso contínuo de combustíveis fósseis no local.
- A PCH Victor Baptista Adami não é uma usina de biomassa.

A densidade de energia da atividade de Projeto, segundo a metodologia ACM0002, é calculada conforme abaixo:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

PD = Densidade de Energia da atividade de projeto, em W/m<sup>2</sup>

Cap<sub>PJ</sub> = Capacidade Instalada da Usina Hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto (W);

Cap<sub>BL</sub> = Capacidade Instalada da Usina Hidrelétrica antes da implementação da atividade de projeto (W).

Para Novas Usinas Hidrelétricas, este valor é zero;

A<sub>PJ</sub> = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (m<sup>2</sup>);

A<sub>BL</sub> = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (m<sup>2</sup>). Para novos reservatórios este valor é zero.

A tabela 5 abaixo evidencia que a PCH Victor Baptista Adami possui densidade de energia superior a 4 W/m<sup>2</sup> e também superior inclusive a 10 W/m<sup>2</sup>.

**Tabela 5: Densidade de Energia da PCH Passos Maia**

Item	PCH Passos Maia
Cap <sub>PJ</sub>	25.000.000 W
Cap <sub>BL</sub>	0
A <sub>PJ</sub>	1.750.000 m <sup>2</sup>
A <sub>BL</sub>	0
<b>PD</b>	<b>14,30 W/m<sup>2</sup></b>

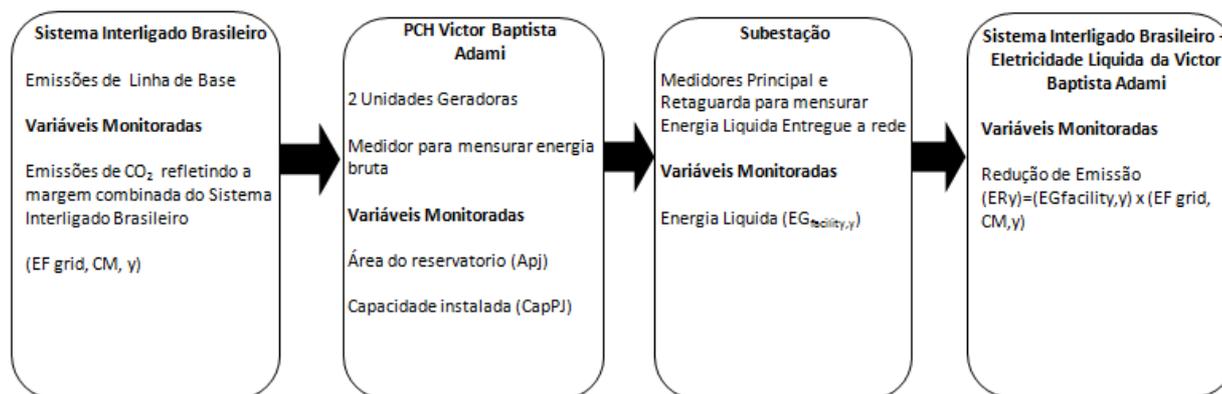
**B.3. Descrição das fontes e gases inclusos nos limites do projeto:**

O Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) é gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o qual é responsável por todas as atividades relativas ao planejamento da operação. O ONS tradicionalmente subdivide o Sistema Interligado Nacional em quatro subsistemas interconectados entre si: o subsistema Sul, o subsistema Centro-Oeste/Sudeste, o subsistema Norte e o subsistema Nordeste. Esses Subsistemas guardam relação com as regiões geográficas brasileiras: Região Sul, Regiões Centro Oeste/Sudeste, Região Norte e Região Nordeste, respectivamente<sup>4</sup>.

Em função da real disponibilidade de oferta e do comportamento de consumo em cada região, o ONS estabelece políticas de intercâmbio inter-regionais de energia, além de medidas excepcionais de despacho de geração térmica, caso os níveis de armazenamento de água venham a se reduzir significativamente e tendam a violar as curvas de segurança. Essas condições são monitoradas permanentemente e divulgadas aos agentes<sup>5</sup> do setor elétrico.

Segundo a metodologia ACM0002, versão 12.1.10, a extensão espacial do limite do projeto inclui os projetos de usinas de energia e todas as usinas energéticas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade que o projeto de MDL está conectado. A PCH Victor Baptista Adami está conectada ao Sistema Interligado Nacional.

O diagrama de blocos dos limites do projeto é o seguinte



Os gases do efeito estufa e as fontes de emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto estão apresentados na tabela abaixo:

<sup>4</sup> Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. 2010. Pag 61.

Mais informações: <http://www.ons.org.br/atuacao/index.aspx>

<sup>5</sup> Fonte: <http://www.ons.org.br/historico/index.aspx>. Acessado em fevereiro 2011.

Mais informações: <http://www.ons.org.br/home>

**Tabela 6: Gases do Efeito Estufa Envolvidos na Atividade do Projeto**

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
<b>Linha de Base</b>	Emissão de CO <sub>2</sub> proveniente da geração de eletricidade a partir de plantas de energia a combustível fóssil que é deslocada em razão da atividade de projeto.	CO <sub>2</sub>	Incluído	Principal Fonte de Emissão.
		CH <sub>4</sub>	Excluído	Fonte de Emissão Secundária
		N <sub>2</sub> O	Excluído	Fonte de Emissão Secundária

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
<b>Atividade do Projeto</b>	Para Usinas Hidrelétricas, emissões de CH <sub>4</sub> dos reservatórios.	CO <sub>2</sub>	Excluído	Fonte de Emissão Secundária
		CH <sub>4</sub>	Excluído	Conforme o exposto no item B.2, a densidade de energia da PCH Victor Baptista Adami é maior que 10 MW/m <sup>2</sup> , então as emissões de CH <sub>4</sub> a partir do reservatório do projeto são iguais a zero (PE <sub>y</sub> =0).
		N <sub>2</sub> O	Excluído	Fonte de Emissão Secundária

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

De acordo com a Metodologia ACM0002, versão 12.1.10, se a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina de energia renovável conectada à rede, o cenário de linha de base é o seguinte:

“A eletricidade fornecida à rede pelo projeto teria sido gerada, do contrário, por usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes geradoras, conforme refletido nos cálculos de margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.

Os fatores de emissão da margem combinada do Sistema Interligado Nacional serão calculados de acordo com a ferramenta metodológica “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” aprovada pelo Conselho Executivo do MDL.

Os Fatores de Emissão de CO<sub>2</sub> para a geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, necessários para o cálculo da margem combinada (CM), são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)**.

Serão, então, utilizados para cálculo das reduções de emissões os fatores de emissão da margem combinada do Sistema Interligado Nacional.

Esse cenário de linha de base é perfeitamente aplicável à PCH Passos Maia.



Como informação adicional, pode-se perceber, através da projeção estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica<sup>6</sup>, para o período 2010 a 2019, que outras atividades e tecnologias que proporcionariam uma maior emissão de gases de efeito estufa ocorreriam na ausência desses projetos.

### **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica Brasileiro (2010-2019)**

Em 2010, o Ministério de Minas e Energia do Brasil elaborou o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica para o período de 2010-2019. O MME prevê um aumento significativo na oferta de energias renováveis, e mostra preocupação no sentido de implantá-las. Entretanto o Plano de Expansão Energético para o período 2010-2019<sup>7</sup> projeta um crescimento de aproximadamente 81% de oferta de energia elétrica com base no carvão mineral e 162% com base no óleo combustível no país. O aumento previsto para usinas termelétricas que utilizam combustíveis fósseis é de aproximadamente 49%.

É importante salientar também que, atualmente existem no Brasil 10 centrais geradoras termelétricas, operando a partir de carvão mineral, totalizando uma potência instalada de 1944 MW, conforme tabela<sup>8</sup> a seguir:

**Tabela 7: Usinas Termelétricas a Carvão em Operação no Brasil**

Usina	Potência (MW)	Estado
Figueira	20	Paraná
Charqueadas	72	Rio Grande do Sul
Pres. Médici A e B	446	Rio Grande do Sul
São Jerônimo	20	Rio Grande do Sul
Jorge Lacerda I e II	232	Santa Catarina
Jorge Lacerda III	262	Santa Catarina
Jorge Lacerda IV	363	Santa Catarina
Alunorte	103,854	Pará
Alumar	75,2	Maranhão
Candiota III	350	Rio Grande do Sul
<b>Total</b>	<b>1,944</b>	

Como mostra a tabela, apenas dois empreendimentos termelétricos que geram energia a partir da queima do carvão mineral não estão situados na região Sul do país (Usinas Alumar e Alunorte), local onde o Projeto Passos Maia está localizado.

Existe, então, a real possibilidade de usinas termoelétricas serem acionadas caso as usinas hidrelétricas não consigam suprir a demanda energética, por motivos de pico de energia ou de falta de precipitações. Dessa forma o projeto Passos Maia pode ser um colaborador para que se evite que uma das usinas termelétricas seja ativada, ou que seja necessária a construção de empreendimentos semelhantes.

<sup>6</sup> Fonte: Ministério de Minas e Energia (MME) - Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, 2010-2019. [Decennial Plan for Energy Expansion 2010 - 2019]

<sup>7</sup> Fonte: Ministério de Minas e Energia (MME) - Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, 2010-2019 pág.82 tabela 54

<sup>8</sup> 2010 Fonte: Aneel  
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoGeracaoTipo.asp?tipo=4&ger=Combustivel&principal=Carvão Mineral>. Accessed in 31/01/2011.

**B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada de MDL (avaliação e demonstração de adicionalidade):**

Esse item está elaborado com base na “Ferramenta para a Demonstração e Avaliação da Adicionalidade” Essa ferramenta descreve alguns passos a serem seguidos, para comprovar e avaliar a adicionalidade do projeto.

A data de início da atividade do projeto Passos Maia é 21 de dezembro de 2009, quando a empresa responsável pela construção do projeto foi contratada.

Em 13/04/2010, a Enerbio Consultoria, empresa contratada pela Passos Maia Energética S.A para desenvolver o projeto de MDL, comunicou à UNFCCC e a AND Brasileira a intenção do projeto se tornar atividade de projeto de MDL, demonstrando que o MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade do projeto.

<b>Evidencia</b>	<b>Data</b>	<b>Assunto</b>
Proposta de desenvolvimento de projeto de MDL apresentados pela empresa Enerbio Consultoria	29 de setembro 2009	Proposta técnica e comercial para desenvolvimento do projeto de MDL Passos Maia enviado por Enerbio Consultoria para Desenvix SA.
Contrato de construção	21 de dezembro 2009	Contrato para construção do projeto PCH Victor Baptista Adami.
Contrato estabelecido entre a Desenvix SA e Enerbio Consultoria.	11 de janeiro 2010	Assinatura do contrato estabelecido entre Desenvix S.A. e Enerbio Consultoria para desenvolvimento do projeto MDL.
E-mails enviados para o Secretariado do UNFCCC sobre a intenção de tornar a PCH Victor Baptista Adami uma atividade de projeto MDL.	13 de abril 2010	Comunicação da PCH Victor Baptista Adami da intenção de tornar a PCH Victor Baptista Adami projeto de MDL.
Carta enviada para AND Brasileira sobre a intenção de tornar a PCH Victor Baptista Adami de tornar um projeto de MDL.	13 de abril 2010	Comunicação da PCH Victor Baptista Adami da intenção de tornar a PCH Victor Baptista Adami projeto de MDL.
Agenda PCH Victor Baptista Adami.	01 de janeiro 2012	Previsão da operação comercial da PCH Victor Baptista Adami.

Os seguintes requisitos são necessários para a demonstração e avaliação da adicionalidade do Projeto Passos Maia:

**Passo 1. Identificação de alternativas à atividade de projeto de acordo com as leis e normas vigentes****Sub-passo 1a. Definir alternativas à atividade de projeto:**

1. As alternativas realistas identificadas à atividade de projeto são:

- A continuidade da situação atual, com a eletricidade sendo gerada pela atual composição de geração do Sistema Interligado Nacional;
- Construção de novos empreendimentos de energia, como usinas térmicas a óleo ou usinas térmicas a carvão, com potência instalada semelhante à potência da PCH Victor Baptista Adami;
- A atividade de projeto ser empreendida sem ser registrada como atividade de projeto de MDL.

**Sub-passo 1b. Conformidade com as leis e regulamentações:**



Tanto a atividade de projeto como os cenários alternativos estão de acordo com as leis e regulamentações aplicáveis. Conforme exposto no item B.4 deste DCP é na região Sul onde estão localizadas 77% das usinas termelétricas a carvão mineral do país. Particularmente, em Santa Catarina, estão localizadas aproximadamente 33% das Usinas Termelétricas a carvão do país.

É interessante notar também que conforme exposto no item B.4, o Ministério de Minas e Energia projeta um crescimento de oferta de geração de energia a partir de centrais termelétricas a carvão mineral e que essa projeção indica que, até 2019, a capacidade de geração de energia de empreendimentos que despacharão energia a partir de combustíveis fósseis no país crescerá aproximadamente 49%.

É importante esclarecer ainda que o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro permite que os agentes privados e públicos decidam o montante de energia elétrica a contratar e os investimentos a realizar a partir da participação em leilões de usinas geradoras e sistemas de transmissão.

Segundo o MME<sup>9</sup>, “são os agentes de distribuição que decidem e se comprometem a pagar, por meio de contratos, resultantes de leilões, montantes de energia elétrica provenientes de novas instalações de geração de energia elétrica a serem entregues (...). Com a informação das distribuidoras, os geradores podem então decidir que novos empreendimentos de geração desejam construir, apresentando, nos leilões, propostas de preços de venda de sua energia elétrica, competindo por contratos de compra de energia das distribuidoras. Adicionalmente, os geradores podem ainda contatar direta e livremente com consumidores livres”.

Dessa forma, percebe-se que não há restrições nas leis e regulamentações aplicáveis à implantação da atividade do projeto e aos cenários alternativos à atividade de projeto de MDL. Além disso, verifica-se também, através das projeções do MME citadas, que há inclusive uma tendência com grandes probabilidades de ocorrência dos cenários alternativos na ausência de projetos semelhantes ao Projeto Passos Maia.

Vê-se também que o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro proporciona autonomia aos agentes econômicos sobre os investimentos a serem realizados no setor elétrico brasileiro, não havendo, portanto restrições, nem imposições à atividade de projeto e às alternativas de projeto.

Dessa forma, tanto a atividade de projeto como os cenários alternativos cumprem todas as normas e regulamentações brasileiras, assim como a atividade de projeto e os cenários alternativos são plausíveis de acordo com as tendências do setor elétrico brasileiro.

## **Passo 2. Análise de investimentos**

Determine se a atividade de projeto não é:

- (a) A mais atrativa economicamente; ou
- (b) Viável economicamente ou financeiramente, sem as receitas de venda das reduções certificadas de emissões (RCEs).

Para conduzir a análise de investimento, devem ser usados os seguintes passos:

### **Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado**

---

<sup>9</sup> Ministério de Minas e Energia (MME) [Ministry of Mines and Energy] – Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 [Decennial Plan for Energy Expansion 2006-2015].



O projeto gera outros benefícios econômico-financeiros, além das receitas provenientes do MDL, dessa forma, será utilizada a Análise de benchmarking para analisar a atividade de projeto do Projeto Passos Maia.

### **Subpasso 2b-Opção III. Análise de benchmark aplicada**

Será usada a taxa interna de retorno (TIR) ao acionista como indicador financeiro do projeto, por se tratar de um dos indicadores mais comumente utilizado para analisar retorno ao investidor em projetos de infraestrutura. Como benchmark será utilizado o custo de capital próprio do projeto.

#### **Custo de Capital Próprio**

O custo de capital próprio foi calculado como uma taxa livre de risco mais um prêmio de risco do país mais um prêmio de risco global para investimento em capital próprio. Essa forma de cálculo seguiu as recomendações para cálculo do custo de capital próprio presentes na “*Draft tool to determine the weighted average cost of capital (WACC)*” que, apesar de não estar aprovada no momento de finalização da elaboração desse PDD, demonstra o que a UNFCCC espera para esse indicador do projeto.

### **Subpasso 2c. Cálculo e comparação de indicadores financeiros**

A Passos Maia Energética S.A. considera o fluxo de caixa do projeto uma informação confidencial e, dessa forma, ele será apresentado por completo à Entidade Operacional Designada que realizará a validação e a qualquer entidade ligada ao MDL que o solicitar para efeitos de comprovação da adicionalidade do projeto. Contudo, o fluxo de caixa não estará disponível no DCP.

A Adami S.A Madeiras, uma das sócias da Passos Maia Energética S.A, recebeu a autorização da ANEEL para explorar o potencial hidráulico em 02 de Março de 2004. A cláusula sétima dessa Autorização estabelece prazo de concessão de 30 anos até 02 de Março de 2034. O projeto só se tornou realidade a partir da data de contratação da empresa responsável pela construção do projeto, em 21 de dezembro de 2009 e os desembolsos foram iniciados apenas em 2010. Dessa forma, o fluxo de caixa tem início em 2010 e fim no término do período de concessão, Março de 2034.

As premissas para o fluxo de caixa estão disponibilizadas para a validação do projeto pela EOD. As seguintes premissas foram utilizadas:

- Preço de Energia: Foi orçado conforme contrato de compra de energia (Power Purchase Agreement – PPA) estabelecido com a CEMIG. Os preços são variáveis no período do contrato. Dessa forma o fluxo de caixa considera três faixas de preços em R\$/MWh: R\$ 160,00/MWh entre 2012 e 2015; R\$ 159,00 / MWh em 2016 e R\$ 140,00/MWh para o período restante da concessão.
- Energia Bruta Total gerada por Ano: Resultado da multiplicação entre 8760 horas anuais e a Energia Média Horária Gerada de 14,30 MW;
- Montante Total de Investimento = **R\$ 127.500.000**, conforme Orçamento Padrão Eletrobrás.
- Financiamento: A empresa estima que 70% do montante necessário para o investimento total será financiado pelo BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. A taxa estimada para o financiamento é de 9,90% a.a. com um prazo de amortização de 14 anos conforme indicado por informações presentes no *website* do BNDES e experiências anteriores da empresa. A taxa de juros foi baseada na Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) mais 0,9% de spread básico de risco do BNDES mais 3,0% de spread de risco do projeto. O máximo spread de risco cobrado pelo BNDES a esse tipo de projeto é 3,57%.
- Considerou-se que o Banco que irá fornecer o empréstimo vai exigir que os proprietários de projeto tenham em uma conta reserva, um valor equivalente à soma do serviço da dívida (incluindo capital, juros e outras obrigações do contrato) a ser pago durante os próximos três meses. Esta é uma prática comum em financiamentos de projetos de energia elétrica no Brasil.



Considerou-se também que os bancos exigirão durante o período em que os proprietários do projeto estão pagando a dívida, que os proprietários do projeto não pagarão mais de 25% do lucro líquido como dividendos (que é o dividendo mínimo obrigatório pela regulamentação brasileira). Esta é também uma prática comum no financiamento de projetos de infra-estrutura de projetos. Proprietários do projeto podem demonstrar isto, com contratos de empréstimo com BNDES para outros projetos desenvolvidos por eles no passado e também com minutas de Reuniões da Diretoria para outros projetos de energia renovável.

- O Seguro operacional foi orçado em R\$ 100 mil por ano, baseado em experiências anteriores;
- O custo anual de O&M (Operação e Manutenção) e Administração foi estimado em 2,0% do investimento inicial do projeto, segundo Diretrizes para Projetos de PCH elaborado pela Eletrobrás. Esse manual elaborado pela Eletrobrás recomenda que essas despesas anuais sejam orçadas em 5,0% do montante do investimento. Conservadoramente, esse custo foi orçado como 2,0% do investimento total por ano.
- TUSD (tarifa de uso do sistema de distribuição): R\$ 336 mil por ano, evidenciado pela Resolução ANEEL 826 de 2009, que recomenda o pagamento à distribuidora responsável (COPEL) de 50% da TUSD com um valor estimado em R \$ 2,24 /kW . O Conselho Executivo do MDL, estabeleceu na reunião EB 22 (anexo 03) regras específicas para classificar e tratar as políticas nacionais e / ou setoriais ou regulamentos que dão vantagens comparativas a tecnologias menos intensivas em emissões em relação às tecnologias mais intensivas em emissões (por exemplo, subsídios públicos para promover a difusão da energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética). Tais políticas foram classificadas como Políticas E-. O Conselho Executivo do MDL define que as políticas nacionais e / ou setoriais, ou regulamentos nos termos do parágrafo 6 (b) que foram implementadas desde a adoção pela COP do MDL M & P (decisão 17/CP.7, 11 de novembro de 2001) não precisam ser levadas em consideração no desenvolvimento de um cenário de linha de base (ou seja, o cenário de linha de base pode se referir a uma situação hipotética sem políticas nacionais e / ou setoriais ou regulamentos do local). Através da Resolução 77, de 18 de agosto de 2004<sup>10</sup>, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) decidiu que a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) deve ser reduzida em 50% para os seguintes tipos de projetos de energia renovável: (i) usinas hidrelétricas com capacidade instalada menor que 1 MW e (i) usinas de energia eólica, solar, biomassa cogeração e pequenas centrais hidrelétricas com capacidade instalada menor ou igual a 30 MW. Esta política setorial foi criada em 18 agosto de 2004, portanto, foi implementada após 11 de novembro de 2001. Este incentivo financeiro para pequenas centrais hidrelétricas devem ser excluídos da análise financeira, adotando-se a situação hipotética sem as políticas setoriais colocadas em vigor.
- Taxa de Fiscalização ANEEL: R\$ 42 mil por ano (R\$ 335,42/kW instalado, conforme Despacho ANEEL 4.778 de dezembro de 2008)
- Taxa ONS: depende das necessidades do ONS, que mudam anualmente e são rateadas pelos agentes. Foi estimada, baseada em experiências anteriores, como 25% da Taxa de Fiscalização ANEEL, resultando em R\$ 10 mil por ano;
- Impostos (PIS/COFINS/CSLL/IR): seguem o regime de tributação brasileira de lucro presumido, com as seguintes alíquotas:
  - Sistema de Tributação: Lucro Presumido
  - PIS: 3% da Receita Operacional Bruta
  - COFINS: 0,65% da Receita Operacional Bruta
  - Imposto de Renda: 25% sobre 8% da Receita Operacional Bruta
  - Contribuição Social: 9% sobre 12% da Receita Operacional Bruta
- O Cálculo da TIR ao acionista segue o indicado pelo Guia para Avaliação da Análise de Investimento presente na Ferramenta para Demonstração e Avaliação da Adicionalidade.

A taxa interna de retorno ao acionista resultante do fluxo de caixa elaborado com base nas premissas acima é de 8,82% ao ano.

<sup>10</sup> ANEEL (2004). Resolução Normativa n° 77, de 18 de Agosto de 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>. Acesso 27 de Julho 2011.

**Custo de Capital Próprio:**

A equação 03 da opção 4B da “*Draft tool to determine the weighted average cost of capital (WACC)*” foi seguida

$$K_e = GB + PE_g$$

**Equação 02**

Onde:

- $K_e$  = Custo de Capital Próprio;
- GB = Taxa Livre de Risco ( $R_f$ ) + Prêmio de Risco País (ERP)
- $PE_g$  = *Global Equity Risk Premium*

Para calcular o custo de capital próprio utilizando equação 1, os parâmetros adotados foram os seguintes:

- $GB = 3,36\% + 7,50\% = 10,86\%$ .
  - $R_f = 3,36\%$  => Média da Taxa de Retorno do Título do Tesouro Americano (T-Bond) de 30 anos<sup>11</sup> nos últimos 03 anos (2007, 2008 e 2009) anteriores à elaboração do PDD;
  - ERP = 7,50% => Prêmio de Risco do Brasil, baseado em dados da Moodys, calculado pelo professor Aswath Damodaran<sup>12</sup>.
- $PE_g = 4,1\%$  => Global Equity Risk Premium fornecido pelo artigo “The worldwide equity premium: A smaller puzzle” de Elroy Dimson, Paul Marsh e Mike Stautun da London Business School<sup>13</sup>.

O custo de capital próprio nominal da PCH Victor Baptista Adami é de 14,96%. Descontado índice de inflação de 2,70%<sup>14</sup>, chega-se ao custo de capital próprio de 11,93%.

Em 03 de junho de 2011, após o início de validação, a UNFCCC publicou nova versão do guia de análise de investimento onde o retorno esperado sobre o capital próprio aproximado de diferentes tipos de projetos e países anfitrião são publicados. Estes valores também podem ser usados como valores padrão. O retorno esperado sobre o capital para projetos de energia elétrica no Brasil, em termos reais, é de 11,75% de acordo com o guia. Como esta é uma indicação fornecida pelo UNFCCC, também foi adicionado ao PDD, apesar de ser publicada após a publicação PDD.

A tabela abaixo mostra um resumo de comparação entre os indicadores financeiros do projeto e os índices referenciais:

**Tabela 8: Taxa Interna de Retorno ao Acionista x Custo de Capital Próprio**

TIR ao Acionista	Custo de Capital Próprio	Retorno esperado de capital - UNFCCC
8,82%	11,93%	11,75%

<sup>11</sup> Baseado em dados do Standard&Poors. Disponível em <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Para acessá-lo, deve-se entrar no link *Updated Data* e, posteriormente, no link “Updaed Data and the option “Historical Returns on Stocks, Bonds and Bills – United States”. Acessado em 19/07/2010.

<sup>12</sup> Disponível em: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem.xls> . Acessado em 19/07/2010

<sup>13</sup> Esse artigo está indicado na *Draft tool to determine the weighted average cost of capital (WACC)*.

<sup>14</sup> Medida pelo Consumer Price Index (CPI) disponível em: <ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpi.txt> . Acessado em 19/07/2010.



A análise de indicador referencial foi utilizada (Opção III) e evidenciou que os indicadores do projeto são menos favoráveis que os indicadores de referência, então, pode-se afirmar que, a atividade de projeto MDL não pode ser considerada financeiramente atrativa.

### **Subpasso 2d. Análise de sensibilidade**

As principais variáveis que podem afetar as finanças do projeto são (i) o preço de energia, (ii) o montante total do investimento; (iii) o custo de O&M e Administração; (iv) a energia assegurada (plant load factor) e (v) o custo do financiamento. A variação na energia assegurada reflete a variação no fator de capacidade da usina.

Estes parâmetros foram escolhidos para serem utilizados na análise de sensibilidade, porque eles são as variáveis mais importantes que afetam as receitas (preço da eletricidade e do fator de carga da usina) e as saídas (valor total de investimento; O&M, custos administrativos e custos financeiros). No caso da receita, estes são os únicos parâmetros que podem afetá-la. No caso das saídas, os parâmetros utilizados representam as despesas mais altas. Portanto eles podem fornecer maior impacto no fluxo de caixa.

A análise de sensibilidade considera apenas os cenários que contribuem para aumentar a atratividade econômico-financeira do projeto com o objetivo de confirmar quão sólida é a análise dos sub-passos 2b e 2c.

O preço da eletricidade e da energia assegurada (ou fator de capacidade) são os únicos parâmetros que podem influenciar as receitas do projeto. A energia assegurada foi determinada conforme Projeto Básico de Engenharia e o preço da eletricidade foi definido conforme contrato de venda de energia (PPAs). Na análise de sensibilidade do preço de eletricidade foi considerado o acréscimo para as três faixas de preço. Os preços já estão definidos, mas foram incluídos na análise de sensibilidade para evitar qualquer dúvida.

As despesas operacionais do projeto são, em geral, taxas e gastos definidos por reguladores. O custo de O&M (Operação e Manutenção) pode sofrer mudanças, mas sua variação não influi significativamente na TIR. Embora seja a maior despesa operacional, a análise de sensibilidade mostra que este item não pode afetar significativamente a TIR.

O valor total de investimentos representa a saída de caixa mais importante do projeto. Geralmente, as obras de PCHs acabam custando acima do inicialmente orçado, tendo em vista o acontecimento de eventos imprevisíveis.

O custo do financiamento está orçado conforme indicado pelo BNDES em seu website. O BNDES é a fonte mais barata e mais utilizada em financiamentos de projetos de infra-estrutura no Brasil. Um cenário com custos de empréstimos menores seria muito improvável. Todas as evidências relativas a esses valores foram fornecidas à EOD durante a validação do processo. Assim, é pouco provável que esses itens possam sofrer alterações que contribuam com um aumento na atratividade financeira e econômica que não esteja coberto pela faixa de variação entre 0 e 10%. Portanto a faixa de variação entre 0 e 10% cobre mais que os cenários prováveis.

A tabela abaixo apresenta os resultados para as variações dos principais parâmetros que podem afetar o fluxo de caixa ao acionista.

**Tabela 09: Análise de Sensibilidade do Projeto Passos Maia**

<b>VARIAÇÕES NO PERCENTUAL DOS PREÇOS CONTRATADOS DE ENERGIA</b>		
<b>Situação Projetada</b>	<b>Percentual do Preço Contratado</b>	<b>TIR ao Acionista</b>
<b>0%</b>	<b>100%</b>	<b>8,82%</b>
+10%	110%	<b>10,51%</b>

<b>VARIAÇÕES NO INVESTIMENTO</b>		
<b>Situação Projetada</b>	<b>Investimento (R\$ Mil)</b>	<b>TIR ao Acionista</b>
<b>0%</b>	<b>R\$ 127.500</b>	<b>8,82%</b>
-10%	R\$ 114.750	<b>10,60%</b>

<b>VARIAÇÕES NO CUSTO DE O&amp;M E DE ADMINISTRAÇÃO</b>		
<b>Situação Projetada</b>	<b>Custo de O&amp;M e de Administração</b>	<b>TIR ao Acionista</b>
<b>0%</b>	<b>100%</b>	<b>8,82%</b>
-10%	90%	<b>9,13%</b>

<b>VARIAÇÕES NA ENERGIA ASSEGURADA (FATOR DE CAPACIDADE)</b>		
<b>Situação Projetada</b>	<b>Energia Assegurada (MW)</b>	<b>TIR ao Acionista</b>
<b>0%</b>	<b>14,30</b>	<b>8,82%</b>
+10%	15,73	<b>10,51%</b>

<b>VARIAÇÕES NO CUSTO DO FINANCIAMENTO</b>		
<b>Situação Projetada</b>	<b>Custo do Financiamento</b>	<b>TIR do Acionista</b>
<b>0%</b>	<b>9,90%</b>	<b>8,82%</b>
-10%	8,91%	<b>9,09%</b>

A análise de sensibilidade demonstra que o Projeto Passos Maia não é atrativo financeiramente já que a taxa interna de retorno do acionista é menor que os indicadores de referência em todos os cenários analisados.

A ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade indica que:

“Se após a análise de sensibilidade é concluído que a atividade proposta do projeto MDL é improvável ser a mais atrativa financeiramente (item 2.c – 8.a) ou se é improvável ser atrativo financeiramente (item 2c - 8b), então prossiga para o Passo 4 (Análise das práticas comuns).”

Dessa forma como a análise de sensibilidade evidenciou que a atividade proposta não é atrativa do ponto de vista financeiro, deve-se prosseguir para o passo 4 (Análise das práticas comuns).

### **Passo 3. Análise de barreiras**

Este item não será considerado. **Ir para o Passo 4**

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

**Sub-passo 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade de projeto proposta**

Observa-se que existem no Brasil, país onde está localizado a PCH Victor Baptista Adami, empreendimentos com atividades semelhantes à atividade do projeto proposto.

Segue um resumo do número de empreendimentos de geração de energia em operação no Brasil, segundo informações presentes no website da ANEEL:

**Tabela 10 – Número de empreendimentos de geração de energia em operação no Brasil.(Fonte: ANEEL<sup>15</sup> – Janeiro/2011)**

<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>
<i>Central Geradora Hidroelétrica (Capacidade instalada menor que 1 MW)</i>	328
<i>Usina eólica</i>	50
<i>Pequena Central Hidrelétrica (Capacidade instalada maior que 1 MW e menor que 30 MW)</i>	388
<i>Usina hidroelétrica (Capacidade instalada maior que 30 MW)</i>	173
<i>Usina Termelétrica</i>	1,399
<b>Total</b>	<b>2,338</b>

A tabela mostra que ocorrem atividades semelhantes no Brasil, no entanto, esse tipo de projeto não é predominante na matriz energética do país, apenas 3,03% da potencia instalada da matriz elétrica atual (empresas em operação) no Brasil são de pequenas centrais hidrelétricas bem como o empreendimento deste projeto.

Diferenças de capacidade instalada requerem montantes diferentes de investimentos e exige perfis de riscos distintos. Portanto, a amplitude considerada de capacidade instalada considerado para esta análise é de 12,5 MW (menos 50% da capacidade instalada do projeto) e 30 MW (o limite para pequenas usinas hidrelétricas de tecnologia do Brasil).

Entre essas 388 PCH existentes no Brasil, há 104 com capacidade instalada entre 12,5 MW e 30 MW. Empreendimentos com a operação iniciada antes de junho de 2004 foram excluídas da análise porque eles se tornaram operacionais em um ambiente institucional diferente.

A lei 10.438 de 26 de abril de 2002<sup>16</sup> criou o PROINFA. O PROINFA é um programa governamental que visa motivar, através do ponto de vista financeiro, o desenvolvimento de empreendimentos que fazem uso de tecnologia renovável, devido às dificuldades de financiamento, no oferecimento de garantias aos financiadores e na necessidade de investimentos considerado razoável para pequenas organizações. Desta forma, o governo federal tenta motivar os projetos por meio de linhas diferenciadas de financiamento, além da garantia de receitas mínimas através do compromisso de estabelecer contratos de compra de energia (PPAs), a ser firmado com uma sociedade de economia mista, a Eletrobrás, que irá garantir ao empreendedor uma receita mínima de 70% de energia comprada durante o período de financiamento e proteção completa para os riscos de mercado futuro. Os contratos têm duração de 20 anos e envolvem

<sup>15</sup> <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acesso em: 31 Janeiro 2011.

<sup>16</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/2002/L10438.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10438.htm)



projetos selecionados que iniciaram operação até dezembro de 2006. Projetos de pequenas centrais hidrelétricas são um dos tipos elegíveis para participar do PROINFA.

O PROINFA prevê que todas as usinas que participam do programa devem celebrar os seus contratos com a Eletrobrás até junho de 2004. Depois disso, Pequenas Centrais Hidrelétricas, usinas eólicas e usinas de biomassa perderam os benefícios oferecidos por este programa. O fim deste programa mudou o quadro institucional para a energia renovável no Brasil. O MDL, criado em 1997 entrou em operação em 2005 e trouxe as receitas financeiras que podem substituir parte dos benefícios criados pelo PROINFA, que deixou de existir.

Portanto, os projetos considerados na análise de prática comum são apenas as pequenas centrais hidrelétricas em operação depois de junho de 2004, isso porque essas empresas foram desenvolvidas sob a mesma estrutura institucional das pequena central hidrelétrica deste projeto.

Entre essas 104 PCHs com capacidade instalada entre 12,5 MW e 30 MW, existem apenas 99 PCHs no país que tinham data de início após junho de 2004.

Conforme recomendado pelo passo 4 da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, outras atividades de projeto MDL (atividades de projetos registradas e atividades do projeto que foram publicadas no site da UFCCC para comentários das partes interessadas, como parte do processo de validação) não devem ser incluídos nesta análise.

Entre 99 PCHs, 56 PCHs serão excluídos da análise porque são atividades de projeto MDL (ou eles são registrados ou que tenham sido objetos de consulta as partes interessadas.)

Das 43 PCHs restantes, 38 receberam incentivos financeiros do PROINFA, portanto, essas PCHs tiveram acesso a um financiamento diferenciado e operam com menos risco, devido à garantia do Governo Federal. O projeto Passos Maia não participou do PROINFA e desta forma, as receitas da comercialização de reduções certificadas de emissões são um fator importante para a realização do investimento.

Duas outras PCHs são auto-produtores e não enviam energia a rede, apenas fornece eletricidade aos seus investidores ou consumo próprio. Possuem características diferentes e, portanto, não podem ser consideradas similares a atividade do projeto Passos Maia.

Portanto existem apenas três pequenas centrais hidrelétricas semelhantes à das atividades do projeto.

#### **Sub-passo 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:**

Apesar de existirem projetos semelhantes ao empreendimento do Projeto Passos Maia em operação no Brasil, faz-se necessário estabelecer as características peculiares desse empreendimento que não permitem configurá-lo como cenário comum de negócio no país.

Existem três pequenas centrais hidrelétricas com características similares ao projeto: PCH Sacre2, PCH Ernesto Jorge Dreher e PCH Salto Três de Maio. O pequeno número de projetos similares a pequenas centrais hidrelétricas mostra que, sem incentivos financeiros estes tipos de empreendimento não são uma prática comum no país.

#### **PCH Engenheiro Ernesto**

A PCH Engenheiro Ernesto Jorge Dreher tem capacidade de 17.47 MW e a proprietária é a BME – Rincão do Ivaí Energia S/A. Esta companhia foi fundada em 2006 e é constituída por 8 investidores individuais e três companhias, Construtora Metropolitana S/A no Rio de Janeiro, Cooperativa de Eletrificações Rural, COPREL no Rio Grande Sul e Rischbieter Eng. Ind. Com. Ltda. no Estado de Santa Catarina. Ter bastantes acionistas diluiu o risco financeiro do projeto, facilitando o acesso ao crédito e



compartilhando a necessidade de investimento entre vários investidores. Está é uma situação diferente de Passos Maia, que tem duas empresas de médio porte com acionistas.

#### PCH Sacre II

APCH Sacre II é de propriedade do grande grupo privado chamado "Grupo Bertin". Grupo Bertin possui 28 unidades produtivas em vários setores econômicos. O grupo está ativo na área de alimentos, agricultura, biodiesel, cosméticos, couro, brinquedo de cachorros, equipamentos de proteção individual, higiene industrial, limpeza energética, de transportes, saneamento e construção. Com a participação em diferentes setores econômicos, o grupo pode reduzir os riscos de investimentos e também pode ter acesso a maiores e melhores fontes de financiamento e condições, comparando com os proprietários deste projeto de MDL.

PCH Sacre II foi submetida ao MDL (<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1188909182.16/view>). O projeto foi validado e aprovado pela AND Brasileira. No entanto, foi rejeitado pela UNFCCC em 28 de junho de 2008. Apesar de o projeto ser rejeitado, o fato de ter sido apresentado para o Ciclo MDL, mostra que os proprietários do projeto consideraram o MDL.

#### PCH Salto Três de Maio

Os participantes de projetos procuraram informações sobre esta PCH e a única informação que foi encontrada sobre a pequena central hidrelétrica é que ela está localizada na região Norte do Brasil (Altamira/Pará) e sua capacidade instalada é de 20MW. O proprietário da usina é a empresa Paraense Eletricidade Ltda. O investidor e o empreendimento não possuem website e a ANEEL não fornece maiores informações sobre o projeto, portanto foi impossível encontrar mais informações sobre eles. Conforme está expresso na ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade se dados/informações necessárias de projetos similares não estiverem acessíveis para os PPs realizarem a análise, tal projeto pode ser excluído. Portanto, este projeto será excluído da análise de prática comum.

Conforme exposto, existem apenas três PCHs semelhantes a atividade do projeto que não são (I) Projeto MDL; (II) Não participam do programa PROINFA e (III) não produzem eletricidade para consumo próprio. Uma das PCHs foi excluída da análise porque os PPs não tiveram acesso às informações. Para as outras duas PCHs, os PPs descreveram as distinções essenciais entre elas e a pequena central hidrelétrica do projeto.

A análise mostrou que atividades semelhantes não são observadas e comumente realizadas sem incentivos como MDL ou PROINFA.

De acordo com a “ferramenta de demonstração e avaliação da adicionalidade” se os sub-passos 4a e 4b são satisfatórios ex.: (I) atividades similares não podem ser observadas ou (II) atividades semelhantes são observadas, mas há distinções essenciais entre as atividades do projeto e a atividade pode ser razoavelmente explicada, então a atividade de projeto proposta é adicional.

**Satisfatório/ Aprovado - Projeto é ADICONAL**

#### **B.6. Reduções de Emissão:**

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

Conforme a metodologia ACM0002 (versão 12) as reduções de emissões (ER<sub>y</sub>) são calculadas como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

**Equação 3**



Onde:

$ER_y$  = Redução de Emissão em um ano  $y$  ( $tCO_2e/ano$ );

$BE_y$  = Emissões de Linha de Base em um ano  $y$  ( $tCO_2e/ano$ );

$PE_y$  = Emissões do Projeto em um ano  $y$  ( $tCO_2e/ano$ ).

*Cálculo do  $BE_y$  (Emissões de Linha de Base em um ano  $y$  ( $tCO_2e/ano$ ))*

A metodologia de linha de base ACM0002, version 12.1.0 estabelece que as emissões de linha de base incluam somente as emissões de  $CO_2$  provenientes da geração de eletricidade através de usinas que geram eletricidade a partir da queima de combustíveis fósseis que são deslocadas a partir da atividade do projeto. A metodologia assume que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis de linha de base teriam sido geradas por usinas de energia existentes interligadas ao sistema e adições de novas plantas conectadas à rede. As emissões de linha de base são calculadas como segue:

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

**Equação 4**

Onde:

$BE_y$  = Emissões de Linha de Base em um ano  $y$  ( $tCO_2e/ano$ )

$EG_{PJ,y}$  = Quantidade de energia líquida que é produzida e alimentada à 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  $CO_2$ , utilizando a mais atual “ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.

Se a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina/unidade de energia renovável conectada à rede em um local onde nenhuma usina renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (usinas de energia renovável “greenfield”), então:

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

**Equação 5**

Onde:

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

$EG_{facility,y}$  = Quantidade de energia líquida fornecida pela usina/unidade do projeto à rede no ano  $y$  (MWh/ano)

Para estimativa ex-ante, foi considerada para a variável  $EG_{facility,y}$  a energia assegurada da PCH Victor Baptista Adami.

Para o cálculo  $EF_{grid,CM,y}$  serão utilizados os dados fornecidos pela AND brasileira que disponibiliza os dados dos fatores de emissão de margem de operação por análise de despacho e os fatores de emissão margem de construção através do uso da ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade .

*Passo 1: Identificar os sistemas de eletricidade relevantes*

O sistema interligado nacional é definido como o sistema elétrico relevante do projeto, conforme recomendado pelo AND brasileira<sup>17</sup>, através da resolução número 08, de 05/2008.

<sup>17</sup> [http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0024/24719.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf)



*Passo 2: Escolher se deseja incluir usinas fora da rede de energia nos sistemas elétrico do projeto.*

Os participantes do projeto poderão escolher entre duas opções para calcular o fator de emissão da margem de operação e da margem de construção.

Opção 1: Apenas usinas da rede são incluídas no cálculo

Opção 2: Tanto as usinas da rede elétrica como as usinas fora da rede estão incluídas no cálculo.

A opção 1 foi escolhida, uma vez que o fator de emissão da OM e BM são calculados pela AND brasileira com base nos dados das usinas conectadas a rede.

**Passo 3: Selecionar um método para determinar a margem de operação (MO)**

A margem de operação (MO) tem como objetivo avaliar a contribuição das usinas que seriam descartadas na ausência de geração da atividade do projeto. O cálculo de emissão da margem operacional é baseado nos seguintes métodos.

- (a) MO Simples, ou
- (b) MO Simples Ajustado, ou
- (c) MO por análise de despacho, ou
- (d) MO médio

O método escolhido para cálculo do fator de emissão do Projeto Passos Maia foi o método de Margem de Operação por Análise dos Dados de Despacho ( $EF_{grid,OM-DD,y}$ ). Esse método foi escolhido seguindo as recomendações da AND Brasileira, as recomendações da resolução número 8<sup>18</sup> da AND brasileira, recomendado se os dados estiverem disponíveis. Assim, a safra de dados que foi escolhida para calcular a margem operacional (MO) para o projeto Passos Maia é ex-post (obrigatório para a análise de despacho).

*Passo 4: Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado*

O cálculo do fator de emissão da Margem de Operação segue o método do MO por Análise dos Dados de Despacho ( $EF_{grid,OM-DD,y}$ ) e é calculado e definido pela Autoridade Nacional Designada Brasileira de acordo com os dados de despacho do ONS - Operador Nacional do Sistema.

Os Fatores de Emissão de CO<sub>2</sub> resultantes da geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS. A sistemática de cálculo foi elaborada através de um trabalho conjunto do ONS, do Ministério das Minas e Energia (MME) e do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT). Para calcular os fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção apenas usinas da rede estão incluídas no cálculo.

Até o momento de elaboração deste DCP, estão disponíveis os dados de Margem de Operação por Análise de Despacho referentes ao ano de 2009 e alguns meses de 2010.

Os dados de Margem de Operação por Análise de Despacho para o ano de 2009 serão utilizados para uma estimativa ex-ante da geração de RCEs, porque são os dados mais recentes disponíveis. Todos os dados utilizados para o cálculo do fator de emissão da margem de operação da estimativa ex-ante estão apresentados no anexo 3 deste DCP.

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

O grupo de unidades de energia incluídas na margem de construção baseia-se no histórico de geração das últimas usinas construídas, despachadas centralizadamente pelo ONS.

---

<sup>18</sup> Fonte: Designated National Authority. [http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0024/24719.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf). Acesso em Janeiro 2011



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

*Opção 1:* Para o primeiro período de creditação, calcular o fator de emissão da margem de construção *ex ante* com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas, para o grupo de amostragem *m*, na época da submissão do documento de concepção do projeto de MDL à EOD para validação. Para o segundo período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base na mais recente informação disponível sobre as usinas já construídas na época da submissão da requisição de renovação do período de creditação pela EOD. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção calculado 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 de construção deve ser atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo aquelas usinas construídas no ano do registro da atividade do projeto ou, se a informação do ano do registro ainda não estiver disponível, incluindo aquelas usinas construídas no ano mais recente do 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 acima. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de creditação deve ser utilizado.

**A opção escolhida pelo participante do projeto foi a opção 2.** Portanto, o fator de emissão da margem de construção será atualizado anualmente *ex-post*.

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

O fator de emissão da margem de construção é calculado pela AND brasileira. O procedimento para o cálculo foi elaborado em cooperação entre ONS, MME e MCT de acordo com a “ Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico.”<sup>19</sup>

Os dados de margem de construção por análise de despacho para o ano de 2009 foram utilizados para uma estimativa *ex-ante* da geração de RCEs, porque são os dados mais recentes disponíveis. Os dados utilizados para o cálculo do fator de emissão da margem de construção estão disponíveis no anexo 3 deste DCP.

#### Passo 7: Calcular o fator de emissão da margem combinada

O fator de emissão da margem combinada é calculado como segue:

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

**Equação 6**

Onde:

$EF_{\text{grid, BM,y}}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da Margem de Construção de no ano *y* (tCO<sub>2</sub>e/ MWh)

$EF_{\text{grid, OM,y}}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da Margem de Operação de no ano *y* (tCO<sub>2</sub>e/ MWh)

$W_{\text{OM}}$  = Peso do fator de emissão da Margem de Operação (%)

$W_{\text{BM}}$  = Peso do fator de emissão da Margem de Construção (%)

A ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico recomenda que os seguintes valores sejam usados para  $W_{\text{OM}}$  e  $W_{\text{BM}}$  :

<sup>19</sup> <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v2.pdf>. Acesso em Janeiro 2011.



- Atividades de projeto de geração de energia eólica e solar:  $W_{OM} = 0.75$  e  $W_{BM} = 0.25$  para o primeiro período de creditação e para os períodos subsequentes.
- Para todos projetos:  $W_{OM} = 0.50$  e  $W_{BM} = 0.50$  para o primeiro período de creditação e,  $W_{OM} = 0.25$  e  $W_{BM} = 0.75$  para o segundo e terceiro período de creditação, ao menos que de outra maneira especificado na metodologia aprovada a qual se refere essa ferramenta.

Dessa forma, para o projeto Passos Maia foram adotados os seguintes pesos:  $W_{OM} = 0.50$  e  $W_{BM} = 0.50$ .

#### Cálculo do PE<sub>y</sub> (Emissões do Projeto em um ano y (tCO<sub>2</sub>e/ano))

De acordo com a metodologia adotada, para a maioria das atividades de projeto de geração de energia renovável,  $PE_y = 0$ . Contudo algumas atividades de projeto podem envolver emissões de projeto que podem ser significantes. Estas emissões devem ser contabilizadas como emissões do projeto utilizando a seguinte equação:

$$PE_y = P_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

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

$P_{FF,y}$  = Emissões do Projeto pelo consumo de combustível fóssil no ano y (tCO<sub>2</sub>/ano)

$PE_{GP,y}$  = Emissões do Projeto pela operação de usina geotérmica em função da liberação de gases não-condensáveis no ano y (tCO<sub>2</sub>/ano)

$PE_{HP,y}$  = Emissões do Projeto pelo reservatório de água das usinas hidrelétricas no ano y (tCO<sub>2</sub>/ano).

Para o projeto Passos Maia,  $P_{FF,y}$ ,  $PE_{GP,y}$  e  $PE_{HP,y}$  são zero.

#### Emissões pelo reservatório de água

Para atividades de projetos hidrelétricos que resultem em novos reservatórios e usinas hidrelétricas que resultem em um acréscimo de reservatórios existentes, proponentes do projeto devem contabilizar emissões de CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub> dos reservatórios, estimados como segue:

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

$$P_{HP,y} = \frac{EF_{Res} * TEG_y}{1000} \quad \text{Equação 8}$$

Onde:

$PE_{HP,y}$  = Emissão do Projeto pelo reservatório de água (tCO<sub>2</sub>e/ano);

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

$TEG_y$  = Total de Energia produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida ao consumo interno, no ano y (MWh).

(b) Se a densidade de energia do projeto é maior que 10 W/m<sup>2</sup>,  $PE_{HP,y} = 0$ .

Conforme o exposto na tabela 6 do item B.2, a densidade de energia é calculada conforme equação abaixo:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:



PD = Densidade de energia da atividade de projeto (W/m<sup>2</sup>)

CapPJ = Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto (W);

CapBL = Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade de projeto (W).

Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero;

APJ = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m<sup>2</sup>);

ABL = 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.

Como exposto na tabela 05 do item, B.2, a densidade de energia da PCH Victor Baptista Adami é superior a 10 W / m<sup>2</sup> e PHP,  $y = 0$ . Portanto, para o projeto Passos Maia,  $PE_y = 0$

### Fugas

Nenhuma fuga é considerada. As principais emissões com possibilidade de provocar fugas no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades como a construção de usinas, tratamento de combustível (extração, processamento e transporte). Estas fontes de emissões são negligenciadas.

### **Reduções de Emissões do Projeto**

Resumindo, as reduções de emissões do projeto serão calculadas com base na equação 3 desse DCP, onde  $PE_y$  é igual zero. Dessa forma, as reduções de emissões do projeto, podem ser calculadas com a aplicação direta da equação 4 deste DCP, onde  $ER_y = BE_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y}$ .

Como a PCH Victor Baptista Adami é uma nova usina de energia, as reduções de emissões do projeto passam a ser calculadas como a simples multiplicação da eletricidade líquida fornecida pelo projeto à rede e o fator de emissão da margem combinada, onde o fator de emissão da margem de operação será calculado de acordo com o Método de Margem de Operação por Análise de Despacho e o fator de emissão da Margem de Construção através da opção 2 que considera que este fator deve ser atualizado ex-post. Além disso, serão considerados os pesos de 50% para cada fator que compõe o Fator de Emissão da Margem Combinada.

#### **B.6.2. Dados e parâmetros que são disponibilizados na validação:**

<b>Dado / Parâmetro:</b>	Cap <sub>BL</sub>
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto. Para novas usinas hidrelétricas, este valor é zero.
Fonte do dado usado:	Localização do projeto
Valor Aplicado	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Como a PCH Victor Baptista Adami é uma nova usina de energia, este valor é 0 (zero).
Comentários:	



<b>Dado / Parâmetro:</b>	$A_{BL}$
Unidade do dado:	$m^2$
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio ( $m^2$ ). Para novos reservatórios, este valor é zero.
Fonte do dado usado:	Localização do projeto
Valor Aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Como a PCH Victor Baptista Adami é uma nova usina de energia, este valor é 0 (zero).
Comentários:	

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

Conforme o exposto no item B.6.1, as reduções de emissões do projeto serão calculadas com base na equação 3, devendo-se considerar PE<sub>y</sub> igual a 0 (zero) e a Fuga é igual a 0 (zero). Portanto, as reduções de emissões do projeto, passam a ser calculadas com a aplicação direta da equação 4, como segue:

$$BE_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y} .$$

**Equação 4**

Onde:

BE<sub>y</sub> = Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO<sub>2</sub>e/ano)

EG<sub>PJ,y</sub> = Quantidade de energia líquida que é produzida e alimentada à rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh/ano)

EF<sub>grid,CM,y</sub> = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada para geração de energia conectada a rede no ano y calculada usando a última versão da “ Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade” (CO<sub>2</sub>/MWh).

Segue abaixo a descrição do cálculo das reduções de emissões do Projeto Passos Maia.

#### Cálculo do EG<sub>PJ</sub>

**Tabela 11 – Cálculo do EG<sub>PJ</sub>**

Período	Passos Maia
	EG <sub>PJ,y</sub>
2012	125.268
2013	125.268
2014	125.268
2015	125.268
2016	125.268
2017	125.268
2018	125.268
<b>Total</b>	<b>878.876</b>

Premissas:

- Projeção do EG<sub>PJ,y</sub> foi realizada pressupondo a operação das usinas durante 8.760 horas por ano.
- A geração de energia está projetada de acordo com a energia comercializável da PCH Passos Maia de 14,30 MW



- A projeção assumiu como data de início do primeiro período de crédito a data de registro no CE MDL, projetado para acontecer em 01/01/2012

### **Cálculo do Fator de Emissão**

A tabela abaixo apresenta um resumo dos principais parâmetros envolvidos no cálculo do fator de emissão:

**Tabela 12 – Cálculo do EF<sub>grid,CM,2009</sub>**

Valores	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
EF <sub>grid,OM</sub>	0,2813	0,2531	0,2639	0,2451	0,4051	0,3664	0,2407	0,1988	0,1622	0,1792	0,1810	0,1940
EF <sub>grid,BM</sub>	0,0794											
W <sub>OM</sub>	0,50											
W <sub>BM</sub>	0,50											
EF <sub>grid,CM</sub>	0,1635											

O fator de emissão que será utilizado para estimativa ex-ante das reduções de emissões do Projeto Passos Maia é 0,1635, o qual foi obtido a partir de dados do Sistema Interconectado Nacional fornecidos pela AND Brasileira.

Observações:

- As mais recentes informações disponíveis pela Autoridade Nacional Designada Brasileira para anos completos referem-se ao ano de 2009;
- O dado diário para o Fator de Emissão da Margem de Operação está disponível no Anexo 3;
- Os dados horários para o Fator de Emissão de Margem de Operação estão disponíveis nos links: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora>

Com isso, a estimativa ex-ante das reduções certificadas de emissões pode ser visualizada através da tabela abaixo:

**Tabela 13 – Estimativa ex-ante das Reduções de Emissões do Projeto Passos Maia (tCO<sub>2</sub>e)**

Ano	Total (t CO <sub>2</sub> e)
<b>2012</b>	20.479
<b>2013</b>	20.479
<b>2014</b>	20.479
<b>2015</b>	20.479
<b>2016</b>	20.479
<b>2017</b>	20.479
<b>2018</b>	20.479
<b>Total</b>	<b>143.353</b>

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

**Tabela 14 – Resumo da estimativa ex-ante das Reduções de Emissões**

Ano	Estimativa das emissões da atividade do projeto (tCO <sub>2</sub> e)	Estimativa das emissões de linha de base (tCO <sub>2</sub> e)	Estimativa das Fugas (tCO <sub>2</sub> e)	Estimativa do Total de Reduções de Emissões (tCO <sub>2</sub> e)
2012	0	20.479	0	20.479
2013	0	20.479	0	20.479
2014	0	20.479	0	20.479
2015	0	20.479	0	20.479
2016	0	20.479	0	20.479
2017	0	20.479	0	20.479
2018	0	20.479	0	20.479
<b>Total (Toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	0	143.353	0	143.353

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

A metodologia de linha de base consolidada para a geração de eletricidade interligada à rede, a partir de fontes renováveis ACM0002, versão 12, deve ser aplicada em conjunto com a Metodologia de Monitoramento presente na mesma.

Com base na metodologia aplicada e no descrito no item B.6.1, não há fugas, nem emissões do projeto a serem monitoradas. Dessa forma, os únicos parâmetros a serem monitorados são apenas os parâmetros apresentados nessa seção.

A medição de energia é essencial para verificar e monitorar as reduções na emissão de GEEs. Faz-se necessário, então, o uso de equipamento de medição para registrar e verificar a energia gerada pela unidade. O plano de monitoramento (item B.7.2) permite o cálculo das reduções de emissões de GEEs geradas pela atividade de projeto de maneira direta, aplicando o fator de emissão da linha de base.

Todos o dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por, no mínimo, 2 (dois) anos após o fim do último período de creditação. Todas as medições serão conduzidas com equipamentos de medição calibrados de acordo com os padrões industriais brasileiros. 100% dos dados serão monitorados. Os seguintes dados e parâmetros serão monitorados:



<b>Dado/Parâmetro:</b>	$EG_{facility,y}$
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade de geração de energia líquida fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano y
Fonte do dado utilizado:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5:	O valor utilizado foi da energia assegurada multiplicado pelo número total de horas por ano 125,268 MWh/ano (14,3MW * 8.760)
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Planilhas serão utilizadas, obtidas diretamente dos medidores de eletricidade com informações geradas a cada hora. Mensalmente, as informações de geração podem ser verificadas pelo recibo das vendas, se for necessário fazê-lo. Medição contínua e pelo menos a gravação mensal será a frequência do monitoramento. Padrão nacional estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) para a medição e calibração será usado. Procedimentos ONS 12.2 e 12.3 serão seguidos. As medições serão realizadas pela área de medição ou por agente terceirizado. O método de medição é estabelecido pelo ONS e, portanto, a precisão está sob os padrões brasileiros. Medidores estão diretamente ligados às unidades geradoras e, portanto, espera-se uma elevada precisão do método de medição. Informações de eletricidade da rede vão ser cruzadas com os relatórios fornecidos pela CCEE, entidade responsável pela liquidação de contratos de compra de energia no Brasil. Se necessário, as informações de geração de eletricidade também pode ser verificado com as notas fiscais de vendas.
Procedimentos GQ/CQ a ser aplicados:	O nível de incerteza desses dados é baixo. Eles serão utilizados para calcular as reduções de emissões e serão monitoradas continuamente.
Comentários:	

<b>Dado/ Parâmetro:</b>	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do dado:	tCO <sub>2</sub> /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem combinada para a geração de energia conectada à rede no ano y utilizando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Fonte do dado utilizado:	Fator de emissão <i>ex-post</i> será calculado pela Enerbio Consultoria através de dados da ONS fornecidos pela AND brasileira. As variáveis $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$ , necessárias para o cálculo de $EF_{grid,CM,y}$ , serão também monitoradas e calculadas através dos Dados de Despachos do Sistema Nacional Interconectado.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5.:	Os valores do Fator de Emissão de CO <sub>2</sub> da Margem Combinada ( $EF_{grid,CM,y}$ ) que foram utilizados para a estimativa <i>ex-ante</i> das reduções de emissões do Projeto Passos Maia é 0,1635 qual foi obtido a partir de dados do Sistema de Interligado Nacional fornecidas pela AND Brasileira como descrito na tabela 12 do item B.6.3 e como descrito no Anexo 3.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.
Procedimentos GQ/CQ a ser aplicados:	De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”. O nível de incertezas para estes dados é baixo.
Comentários:	



<b>Dado/ Parâmetro:</b>	<b>Cap<sub>PJ</sub></b>
Unidade do dado:	W
Descrição:	Potência Instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto.
Fonte do dado utilizado:	Licença de Instalação emitida pela agência ambiental.
Valor do dado aplicado para fins de calculo das reduções de emissões esperadas na seção B:5::	Este dado não foi utilizado para calcular as reduções esperadas de emissão. Mas, pode ser considerado o valor de 25,000 W, conforme a Licença de Instalação (LAI nº 11/2010/GELRH) emitida pela FATMA - Fundação do Meio Ambiente.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A potência instalada será monitorada periodicamente pela ANEEL, pelos reguladores ambientais ou por empresas sub-contratadas por ela, de acordo com padrões reconhecidos. Será monitorada anualmente.
Procedimentos GQ/CQ a ser aplicados:	O nível de incerteza desses dados é baixo. A potência instalada do projeto é determinada no início do projeto e será monitorada pelo Agente Regulador.
Comentários:	

<b>Dado/ Parâmetro:</b>	<b>A<sub>PJ</sub></b>
Unidade do dado:	m <sup>2</sup>
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio.
Fonte do dado utilizado:	Local do Projeto
Valor do dado aplicado para fins de calculo das reduções de emissões esperadas na seção B:5 :	A área dos reservatórios da PCH Victor Baptista Adami não foi usada para calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5 porque a densidade de energia é maior que 10W/M <sup>2</sup> . Como expressado na seção A.4.3, o valor da área do reservatório é de 1.75.000,00 m <sup>2</sup> . Foi utilizado valor de 1.750.000 m <sup>2</sup>
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A área alagada do reservatório é monitorada pelo próprio órgão ambiental local no processo de licenciamento. As licenças de operação necessárias para o funcionamento do projeto podem ser usadas anualmente para comprovar o valor adotado no projeto. O Reservatório é medido pelo levantamento topográfico. A área do reservatório é definido durante os estudos de engenharia e esta área é adequada às características técnicas da usina. Modificações do reservatório podem trazer danos para a usina. A área inundada do reservatório é monitorada por entidades locais ambientais durante o processo de licenciamento. Licença Ambiental de Instalação da Empresa - LAI 011/2010/GELRH pode provar o valor da área do reservatório do projeto.  O aumento da área do reservatório é impossível. A percentagem do nível máximo do reservatório é fixada em estudos de inventário como uma dimensão importante, que traz benefícios econômicos para o projeto, observando também a questões técnicas e ambientais. Assim, não há razões econômicas, técnicas e ambientais para aumentar (ou diminuir) o nível máximo da barragem.
Procedimentos GQ/CQ a ser aplicados:	O nível de incertezas para estes dados é baixo. A área do reservatório é monitorada pelos reguladores ambientais. Qualquer modificação nesta área deve ser aprovada pelos reguladores. Será monitorada anualmente.
Comentários:	Estes dados serão monitorados de acordo com a licença emitidos por entidades ambientais e podem ser comprovado por licenças ambientais para as questões de monitoramento.

### **B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:**

O Plano de Monitoramento está elaborado de acordo com a Metodologia de Monitoramento presente na metodologia de linha de base consolidada para a geração de eletricidade interligada à rede, a partir de fontes renováveis ACM0002, versão 12.1.0.

### **Responsabilidades**

- Diretoria de Operação e Manutenção: responsável pelas atividades referentes à operação e manutenção das usinas.



- Equipe de Medições, vinculada à Diretoria de Operação e Manutenção: responsável por coletar as informações diretamente nos medidores da PCH Víctor Baptista Adami. A Área de Medições também é responsável pela consolidação e análise das planilhas mensais de geração.
- Agente de Medição Terceirizado: Parte da atribuição da Área de Medições poderá ser terceirizada com a contratação de um Agente de Medição. Nesse caso, a Área de Medições é responsável pelo acompanhamento do trabalho realizado pelo Agente de Medição terceirizado.

### **Descrição do Processo**

#### **I – Procedimento de Coleta de Dados de Geração**

Na usina, existe um medidor de diversas grandezas físicas inclusive medição de energia. Para medição da energia líquida existem dois medidores, um principal e um retaguarda (utilizado caso o medidor principal falhe), situados na Subestação Palma, de propriedade da Companhia Paranaense de Energia – COPEL, localizada no município de Palmas no Estado do Paraná. Mensalmente, as informações de geração de energia líquida também são analisadas e arquivadas pela equipe de medição.

O procedimento supracitado poderá ser terceirizado por meio da contratação de um Agente de Medição. Nesse caso, a equipe de medições é responsável pelo acompanhamento do trabalho realizado pelo Agente de Medição terceirizado.

#### **II – Armazenamento das Informações:**

As informações de geração, tanto as geradas internamente são armazenadas pela Diretoria de Operação e Manutenção em meio eletrônico.

Periodicamente, a Área de Tecnologia da Informação realiza um *backup* de segurança de todos os dados da empresa por meio de um servidor de *backup*.

#### **III – Calibração dos Medidores:**

A calibração dos medidores seguirá o exposto no documento elaborado pela ONS, Sub-módulo 12.3 Manutenção do sistema de medição para faturamento, que estabelece que:

(a) A periodicidade para a manutenção preventiva do agente responsável pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF) é de no máximo 2 (dois) anos. Essa periodicidade pode ser alterada em função do histórico de ocorrência observado em todas as instalações.

(b) A manutenção preventiva pode ser adiada pelo período de até 2 (dois) anos, no caso de ocorrer inspeção no ponto de medição. A postergação dessa manutenção começa a vigorar a partir da data da inspeção.

#### **IV - Procedimento para cruzamento de dados de geração de eletricidade**

Planilhas serão utilizadas, obtidas diretamente dos medidores de eletricidade com informações geradas a cada hora. Mensalmente a informação de eletricidade da rede será cruzada com os relatórios fornecidos pela CCEE, entidade responsável pela liquidação de contratos de compra de energia no Brasil. As informações de geração também podem ser verificadas pela nota fiscal de venda, caso seja necessário.

Medição contínua e pelo menos arquivamento, no mínimo, mensal será a frequência do monitoramento. Padrões nacionais estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) será usado para medição e calibração. As medições serão realizadas pela área de medição ou agente terceirizado. O método de



medição é estabelecido pelo ONS, e, portanto, a precisão está de acordo com os padrões brasileiros. Medidores estão diretamente ligados às unidades geradoras, portanto, espera-se uma elevada precisão do método de medição.

**B.8 Data da finalização do estudo de linha de base e da metodologia de monitoramento e o nome das pessoas/entidades responsáveis**

O estudo de linha de base e a metodologia de monitoramento para a atividade do projeto foram elaborados pela Enerbio Consultoria e foram concluídos em 27/09/2010. A Enerbio Consultoria também é participante do projeto.

Responsável pelo projeto e participante listado no Anexo I com as informações de contato:

Eduardo Baltar de Souza Leão  
Enerbio Consultoria Ltda - ME  
Porto Alegre, Brasil  
Tel: 55 51 3392-1505  
Email: [eduardo@enerbio-rs.com.br](mailto:eduardo@enerbio-rs.com.br)  
[www.enerbio-rs.com.br](http://www.enerbio-rs.com.br)

**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:**

21/12/2009. Esta data corresponde à data de contratação da empresa que vai construir a PCH Victor Baptista Adami.

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

22 anos e 2 meses.

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

A atividade de projeto utilizará períodos de creditação renováveis.

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

7 anos e pode ser renovada no máximo duas vezes.

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

01/01/2012 (Previsão de início de operação e registro do projeto)

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

7 anos.

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

>>  
Não se aplica.

**C.2.2.2. Duração:**

>>  
Não se aplica.

**SEÇÃO D. Impactos ambientais****D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo os impactos trans-fronteiriços:**

A crescente preocupação global com o uso sustentável dos recursos naturais está levando a uma necessidade de práticas mais rigorosas de gerenciamento ambiental dos empreendimentos. Cada vez mais, isso está se refletindo na legislação e nas políticas dos países. No Brasil a situação não é diferente. As



políticas de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

Uma vez que atividades de extração de recursos naturais podem representar algum risco para o equilíbrio dos diversos sistemas ecológicos, a legislação brasileira exige das empresas o licenciamento ambiental, de forma que a atividade não deixe de ser feita, mas que também respeite os ecossistemas. No estado de Santa Catarina a Fundação do Meio Ambiente (FATMA) é a responsável legal pelos licenciamentos.

A FATMA exige três licenças diferentes. A Licença Ambiental Prévia (LAP) é a via formal para o empreendedor avaliar junto à FATMA se é possível construir certo tipo de obra num determinado local. Quando esta for aprovada, o empreendedor precisa apresentar o projeto físico e operacional da obra, demonstrando como vai atender às condições impostas pela LAP. Quando a LAP é analisada, a FATMA pode requerer um Estudo de Impacto Ambiental que detalha as condições ambientais da área de influência do projeto e as conseqüências de sua implementação. Também é apresentada uma versão resumida e em linguagem acessível a toda a comunidade (Relatório de Impacto Ambiental - RIMA).

Com isso, obtém-se a Licença Ambiental de Instalação (LAI), que lhe permite então começar as obras. Quando a obra está pronta a FATMA realiza uma vistoria, e se tudo estiver de acordo com as licenças anteriores, o empreendedor recebe a Licença Ambiental de Operação e pode começar a operar.

Abaixo, são apresentadas as datas de emissão e validade da licença de instalação:

- Licença Ambiental de Instalação (LAI) - nº 011/2010/GELRH
  - Emitida em: 24/08/2010
  - Validade: 16 meses

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

O impacto ambiental da atividade de projeto é considerado pequeno. O projeto Passos Maia apresenta pouca necessidade de área alagada dos reservatórios e atende às diversas exigências da legislação ambiental estadual e do setor elétrico brasileiro, possuindo as licenças necessárias para a sua implantação.

O Estudo de Impacto Ambiental (EIA) será disponibilizado à EOD que validará o projeto. A seguir, é apresentada uma breve descrição de programas que serão desenvolvidos durante a implantação da PCH.

### **Programa de Gestão Ambiental**

O Programa de Gestão Ambiental da PCH Victor Baptista Adami visa criar uma estrutura organizacional que possibilite, tanto ao empreendedor como ao órgão de fiscalização ambiental, verificar a qualquer momento a implantação e a eficácia das ações propostas para mitigar os impactos ambientais, verificar o prognóstico ambiental elaborado no Relatório Ambiental Simplificado, diagnosticar desvios e propor medidas corretivas necessárias durante o andamento das obras. Tem a função de servir como canal de comunicação entre a sociedade e o empreendedor, atuando no recebimento de manifestações da sociedade e coordenando as atividades do Programa de Comunicação Social. Tem também papel fundamental na articulação com as diversas instituições parceiras, com os órgãos de fiscalização e com a população interessada no processo, no que tange aos aspectos de integração ambiental do empreendimento.



### **Projeto de Monitoramento da Qualidade da Água e Condições Limnológicas**

A adoção do Programa de Monitoramento da Qualidade da Água e Limnologia assume um caráter preventivo, na medida em que serão diagnosticadas as modificações físicas, químicas, bacteriológicas e ecológicas na qualidade da água durante o período de implantação do empreendimento e na dinâmica limnológica advindas da transformação dos ambientes lóticos em lênticos. Tal diagnóstico permitirá a oportuna adoção/adequação de medidas de controle para eventuais problemas.

### **Programa Ambiental de Resgate da Ictiofauna**

O Programa Ambiental de Resgate da Ictiofauna compreende um conjunto de ações durante a execução do desvio do rio e do fechamento das comportas nas campanhas que ocorrerão durante a execução das obras que buscam evitar ou minimizar os diversos impactos ambientais destes eventos de engenharia e também atender a legislação ambiental em vigor. O objetivo principal será efetuar o resgate dos peixes nos trechos de vazão reduzida e ou interrompida.

### **Projeto de resgate da fauna**

O uso de dados ecológicos de aves e mamíferos é bastante comum em estudos. Por serem organismos complexos de topo de cadeia permitem inferir acerca da qualidade do habitat e, conseqüentemente, pode-se propor mudanças necessárias. O projeto de resgate da fauna visa (i) monitorar a fauna silvestre (aves e mamíferos); (ii) minimizar e/ou compensar os impactos sobre a fauna, (ii) proporcionar o resgate da fauna silvestre, (iii) subsidiar os Programas de Educação Ambiental, dentre outros benefícios.

### **Projeto de manejo e conservação da flora**

Este projeto visa consolidar o conjunto de informações, procedimentos e dispositivos a serem obtidos desde antes do início das obras de forma a possibilitar a formação de um banco de dados sobre a flora local, permitindo o acompanhamento de sua evolução antes e depois da implantação e operação do empreendimento, de forma a definir medidas corretivas ou compensatórias no âmbito do reservatório. A importância da análise da diversidade botânica é de registrar a ocorrência das variedades de plantas da região de estudo, identificando sua composição, distribuição e participação de cada uma no ecossistema.

### **Programa de recuperação das áreas degradadas**

O Programa de Recuperação de Áreas Degradadas visa minimizar os efeitos negativos da implantação do empreendimento, inserindo-o no contexto do ambiente adjacente. As técnicas de recuperação indicadas deverão proporcionar a manutenção e a melhoria das funções ecológicas do ambiente. São indispensáveis a implementação de ações de recuperação ambiental integradas às obras de implantação. Todas devem ser coordenadas por um núcleo de gestão ambiental que centralizará as informações obtidas durante a elaboração dos projetos. As ações previstas para a recuperação dos sítios a serem impactados pelo empreendimento obedecem aos usos atuais e futuros previstos para a área do empreendimento.

### **Programa de orientação dos trabalhadores**

No processo de implantação do Projeto Básico Ambiental da Pequena Central Hidrelétrica Victor Baptista Adami, será desenvolvido o Programa de Conduta de Trabalhadores, visando a conservação do meio ambiente do entorno e à divulgação e orientação de hábitos e práticas voltadas para a saúde dos trabalhadores diretamente ligados às obras, de forma a garantir condições sanitárias e de higiene adequadas, bem como de cuidados relativos à manutenção do ambiente.



### **Programa de comunicação social**

O Programa de Comunicação Social servirá como canal de comunicação e interação entre o empreendedor e a sociedade, caracterizando-se como o programa de maior abrangência em relação ao público a ser atingido e aos impactos que a ele estão associados. O Programa de Comunicação Social deverá articular o conjunto de ações de comunicação social de forma a evitar conflitos de informações entre os trabalhadores do projeto e a população local. Os públicos-alvos do programa são a população diretamente afetada, as autoridades municipais, lideranças políticas e comunitárias, sindicatos, força de trabalho empregada nos serviços de execução da obra, organizações não governamentais e demais organizações que manifestem interesse.

### **Programa de educação ambiental**

O Programa de Educação Ambiental visa à melhoria do processo de gestão ambiental do empreendimento, disseminando conhecimento ambiental à sociedade. A implantação do Programa de Educação Ambiental é importante para envolver os diferentes atores sociais no processo de gestão ambiental e no entendimento de seus papéis como agentes multiplicadores e cidadãos responsáveis pela melhoria da qualidade de vida individual e coletiva. Os setores sociais a serem priorizados no Programa de Educação Ambiental são os diretamente afetados pelo empreendimento, a população escolar e a mão-de-obra contratada para a construção do empreendimento. O Programa de Educação Ambiental será executado de forma articulada com o Programa de Comunicação Social.

## **SEÇÃO E. Comentários das Partes Interessadas**

### **E.1. Breve descrição de como os comentários das partes interessadas locais foram solicitados e compilados:**

De acordo com a resolução nº7, de 05 de março de 2008<sup>20</sup>, publicado pela Autoridade Nacional Designada Brasileira e consolidado no manual para apresentação de Atividades de Projeto no âmbito MDL, desenvolvido pela Autoridade Nacional brasileira, onde as partes interessadas locais devem ser convidadas a realizar comentários sobre as atividades do projeto MDL.

Dessa forma, os proponentes do projeto enviaram cartas às seguintes partes interessadas:

1. Prefeitura de Passos Maia
2. Câmara de Vereadores de Passos Maia
3. Associação Comercial e Industrial de Passos Maia
4. FATMA – Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina
5. Secretaria Municipal de Agricultura
6. Ministério Público do Estado de Santa Catarina
7. Ministério Público Federal
8. Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – FBOMS

Além das cartas enviadas aos atores locais, o DCP foi disponibilizado a comentários públicos para os agentes locais no site [www.enerbio-rs.com.br](http://www.enerbio-rs.com.br).

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

Não se aplica, pois nenhum comentário foi recebido até o momento.

<sup>20</sup> Fonte: [http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0023/23744.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0023/23744.pdf). Acesso em Janeiro 2011.



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

Não se aplica, pois nenhum comentário foi recebido até o momento.

**Anexo 1****DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	PASSOS MAIA ENERGÉTICA S.A.
Rua/Cx.postal:	Avenida Rio Branco, 691 – 10º Andar
Edifício	Centro Executivo Atlantis
Cidade:	Florianópolis
Estado/Região:	Santa Catarina
CEP:	88015-203
País:	Brasil
Telefone:	55 48 2107-0580
FAX:	55 48 3024-3372
E-Mail:	marcelo.loureiro@desenvix.com.br
URL:	
Representada por:	Marcelo Loureiro
Título	Sr.
Forma de tratamento:	Loureiro
Sobrenome:	Marcelo
Nome:	Marcelo Loureiro dos Santos
Departamento:	Estudos Econômicos e Energéticos
Celular:	
FAX Direto:	55 48 3024-3372
Telefone Direto:	55 48 2107-0571
E-Mail	marcelo.loureiro@desenvix.com.br

Organização:	ENERBIO CONSULTORIA LTDA - ME
Rua/Cx.postal:	Rua Antônio Carlos Berta, 475/1904
Edifício	FK Convenience
Cidade:	Porto Alegre
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	91340-020
País:	Brasil
Telefone:	55 51 3392-1500
FAX:	55 513392-1504
E-Mail:	eduardo@enerbio-rs.com.br
URL:	<a href="http://www.enerbio-rs.com.br">www.enerbio-rs.com.br</a>
Representada por:	
Título	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Baltar
Nome:	Eduardo
Departamento:	Diretoria
Celular:	
FAX Direto:	55 51 3392-1504
Telefone Direto:	55 51 3392-1505
E-Mail	eduardo@enerbio-rs.com.br



**Anexo 2**

**INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Nenhum financiamento público proveniente de países do Anexo I foi utilizado neste projeto.



### Anexo 3

#### INFORMAÇÃO DA LINHA DE BASE

A partir de 2006, o MCT em conjunto com o MME e o ONS passaram a disponibilizar a metodologia de cálculo dos fatores de emissão de CO<sub>2</sub> para a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil, usando o método de análise do despacho. Os fatores de emissão passaram a ser divulgados para cada Subsistema do Sistema Interligado Brasileiro.

Em maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada do MDL no Brasil, definiu que o Sistema Interligado Nacional deve ser considerado como um único sistema e, dessa forma, essa configuração começou a ser válida para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO<sub>2</sub> usados para estimar as reduções de emissão de gases de efeito estufa em projetos de MDL de geração de energia conectada à rede.

O cálculo dos Fatores de Emissão de CO<sub>2</sub>, publicados pela AND Brasileira segue a ferramenta metodológica “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”, versão 02 aprovada pelo Conselho Executivo do MDL.

As tabelas abaixo apresentam os valores considerados para o cálculo do fator de emissão da margem de operação (EF<sub>grid,OM,y</sub>) e do cálculo do fator de emissão da margem de construção (EF<sub>grid,BM,y</sub>) que foram utilizados para a estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do Projeto Passos Maia. Todos esses dados foram disponibilizados pela AND brasileira.

**Tabela 15: Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Mensal do ano de 2009 – Sistema Interligado Brasileiro**

Fator de Emissão Médio (tCO <sub>2</sub> /MWh) - MENSAL												
2009	Mês											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	0,2813	0,2531	0,2639	0,2451	0,4051	0,3664	0,2407	0,1988	0,1622	0,1792	0,1810	0,1940

**Tabela 16: Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Diário do ano de 2009 – Sistema Interligado Brasileiro**

Fator de Emissão Médio (tCO <sub>2</sub> /MWh) - DIÁRIO												
2009	MÊS											
Dia	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	0,2746	0,3036	0,2409	0,2665	0,2744	0,3277	0,3077	0,2361	0,1627	0,2058	0,2333	0,1720
2	0,2262	0,2531	0,1960	0,2705	0,4220	0,3511	0,2790	0,2619	0,1612	0,2137	0,2118	0,1784
3	0,1969	0,2507	0,1868	0,2726	0,4894	0,3029	0,2729	0,2563	0,1580	0,2157	0,1821	0,1843
4	0,2367	0,2346	0,2073	0,2003	0,4338	0,2941	0,2915	0,2373	0,1549	0,2484	0,1800	0,1815
5	0,2669	0,2401	0,2237	0,2272	0,4887	0,2856	0,3846	0,2042	0,1306	0,2017	0,1856	0,1955
6	0,2006	0,2511	0,2222	0,2023	0,4813	0,2401	0,3354	0,1960	0,1527	0,1728	0,1832	0,2208
7	0,1749	0,2596	0,2348	0,1846	0,4570	0,3098	0,3460	0,1875	0,1540	0,1240	0,2069	0,1924
8	0,1549	0,2158	0,3071	0,1639	0,4898	0,2960	0,3155	0,2124	0,1220	0,0970	0,2370	0,2014
9	0,1606	0,1996	0,2627	0,1548	0,4128	0,2975	0,3087	0,2418	0,1660	0,1123	0,1604	0,2054
10	0,1672	0,2033	0,2584	0,1586	0,4305	0,2562	0,2837	0,1859	0,1727	0,2240	0,1602	0,2023
11	0,2368	0,1980	0,2523	0,1581	0,4487	0,2466	0,2780	0,1958	0,1477	0,2503	0,1896	0,1923
12	0,2476	0,1953	0,2621	0,2023	0,4252	0,2330	0,3245	0,1498	0,1473	0,2410	0,1686	0,1844
13	0,2513	0,2106	0,2772	0,2005	0,4280	0,3392	0,2858	0,1970	0,1424	0,1735	0,1658	0,2219
14	0,2503	0,2102	0,2913	0,2015	0,4306	0,3783	0,2736	0,2195	0,1287	0,1574	0,1668	0,1875
15	0,2656	0,2072	0,3130	0,1696	0,4332	0,3602	0,2858	0,1728	0,1235	0,1673	0,1883	0,1763
16	0,2223	0,1787	0,2952	0,2275	0,3552	0,3851	0,2545	0,2075	0,1334	0,1534	0,1705	0,1760
17	0,3490	0,2139	0,3247	0,2888	0,3945	0,4041	0,2124	0,1885	0,1444	0,1821	0,2010	0,1723
18	0,4460	0,2027	0,2945	0,2905	0,4455	0,4334	0,1672	0,1743	0,1661	0,2021	0,1536	0,2045
19	0,4214	0,2093	0,2823	0,3188	0,4198	0,4287	0,1596	0,1803	0,1949	0,1700	0,1668	0,2061
20	0,4369	0,2509	0,2761	0,2648	0,4093	0,5456	0,1063	0,1631	0,2236	0,1291	0,1676	0,2289
21	0,4243	0,3033	0,3020	0,2823	0,3492	0,5636	0,1264	0,1605	0,1590	0,1796	0,1859	0,1708
22	0,4353	0,4380	0,3371	0,3089	0,3650	0,5236	0,1494	0,1708	0,1607	0,1504	0,1989	0,1644
23	0,3837	0,4572	0,2944	0,2978	0,3284	0,5156	0,1474	0,2085	0,1454	0,1545	0,1709	0,1687
24	0,3246	0,4502	0,2592	0,2873	0,3320	0,4446	0,1645	0,1775	0,1609	0,1812	0,1795	0,2097
25	0,3960	0,3402	0,2467	0,2848	0,3577	0,4312	0,2018	0,1839	0,1602	0,2004	0,1642	0,2536
26	0,3145	0,2683	0,2478	0,3208	0,3576	0,4155	0,1933	0,2100	0,1897	0,1923	0,1612	0,2324
27	0,2582	0,2149	0,2405	0,2846	0,3934	0,3240	0,1581	0,2105	0,2546	0,1975	0,1709	0,2281
28	0,2380	0,2288	0,2644	0,2944	0,3722	0,3945	0,1672	0,2083	0,2003	0,1913	0,1862	0,1847
29	0,2367		0,3023	0,2845	0,3951	0,3469	0,2174	0,1928	0,1896	0,1752	0,2056	0,1699
30	0,2622		0,2453	0,2904	0,3431	0,3294	0,2462	0,2239	0,1776	0,1671	0,1675	0,1928
31	0,2588		0,2820		0,3566		0,2463	0,1771		0,1795		0,2004

Os fatores de emissão médios horários também estão disponíveis no link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora> (acessado em Julho/2010). O Fator de Emissão da Margem de Operação é calculado para o Sistema Interligado Nacional brasileiro a cada hora a partir do valor de energia despachada de cada usina, dos custos de geração de cada usina (prioridade de despacho), dos intercâmbios horários com os subsistemas vizinhos e dos fatores de emissão das usinas termelétricas.

A ordem de despacho para o Sistema Interligado Nacional brasileiro é: usinas hidrelétricas, eólicas, nucleares, importações de outros sistemas em ordem crescente de custo, usinas termelétricas em ordem crescente de custo de geração.

As tabelas abaixo apresentam os dados referentes ao fator de emissão da margem de construção (EF<sub>grid,BM,y</sub>) utilizado para a estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do projeto.

**Tabela 17: Fator de Emissão da Margem de Construção do ano de 2009 – Sistema Interligado Nacional**

Fator de Emissão Médio (tCO <sub>2</sub> /MWh) - ANUAL	
2009	0,0794

Fonte: Autoridade Nacional Designada

(<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora> (acessado em Junho/2010)).

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio do conjunto de usinas mais novas do subsistema. Esse conjunto deverá conter no mínimo 5 usinas e sua capacidade instalada deve ser maior que 20% da capacidade instalada do subsistema.

As demais informações referentes ao cenário de linha de base e às emissões de linha de base estão apresentadas no item B deste DCP.



**Anexo 4**

**PLANO DE MONITORAMENTO**

As informações referentes ao plano de monitoramento estão descritas no item B.7.2 deste DCP.