



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (CDM-PDD)
Versão 3 - em vigor desde: 28 de julho de 2006**

SUMÁRIO

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

Anexos

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

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto

A.1. Título da atividade do projeto:

Título do Projeto: Pequena Central Hidrelétrica Ernestina CEEE

Versão DCP: 4

Data: 27/06/2013

A.2. Descrição da atividade do projeto:

A Pequena Central Hidrelétrica Ernestina (daqui em diante referida como “PCH Ernestina”) é uma usina existente na região Sul do Brasil e que atualmente tem uma capacidade instalada de 4,80 MW e a atividade de projeto consiste na adição de capacidade de 9,60 MW, com a instalação de três novas turbinas tipo-Francis e três novos geradores síncronos na usina.

O projeto será realizado por sua concessionária, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT é uma empresa de economia mista pertencente ao Grupo CEEE, concessionária de serviços públicos de energia elétrica na região sul-sudeste do Estado do Rio Grande do Sul. As usinas hidrelétricas da CEEE-GT, localizadas em dois principais sistemas, Jacuí e Salto, totalizam uma potência própria instalada de 909,9 MW.

A CEEE-GT é a responsável pela maioria das instalações que compõem a Rede Básica de Transmissão do Estado, viabilizando o transporte e suprimento de energia às Concessionárias de Distribuição que atuam no RS. As instalações de propriedade da CEEE e aquelas sob a sua responsabilidade, disponibilizadas para o Estado, são compostas por 64 Subestações, totalizando uma potência de 7.800 MVA.

Cenário anterior à implantação da atividade de projeto

A PCH Ernestina iniciou sua operação em 1957 explorando o potencial hidrológico do Rio Jacuí. Com uma capacidade instalada de 4,80 MW, a PCH localiza-se no município de Tio Hugo, Estado do Rio Grande do Sul na região Sul do Brasil. As Figuras 1 a 3 mostram a construção da PCH Ernestina.

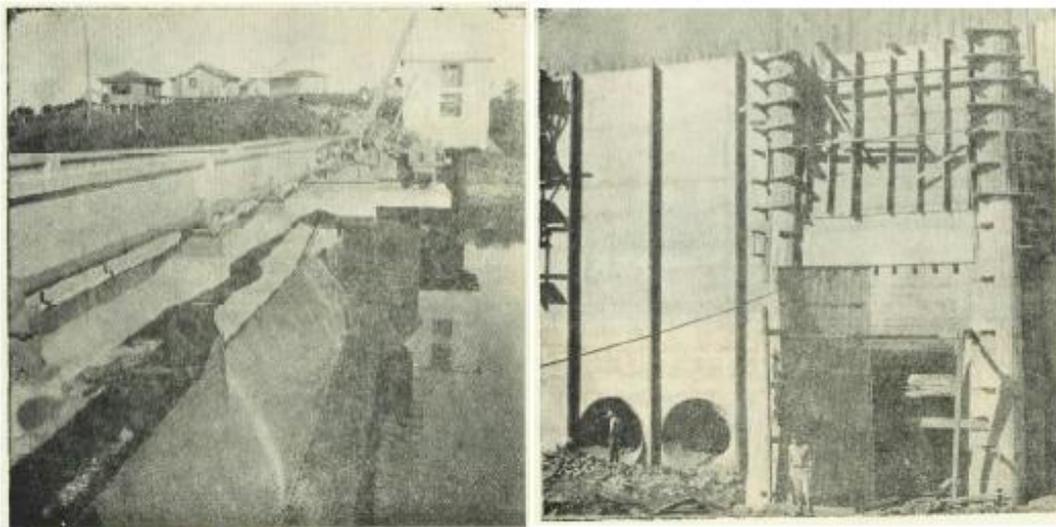


Figura 1 – Vertedouro (vista à jusante) e tomada d'água (vista à montante)

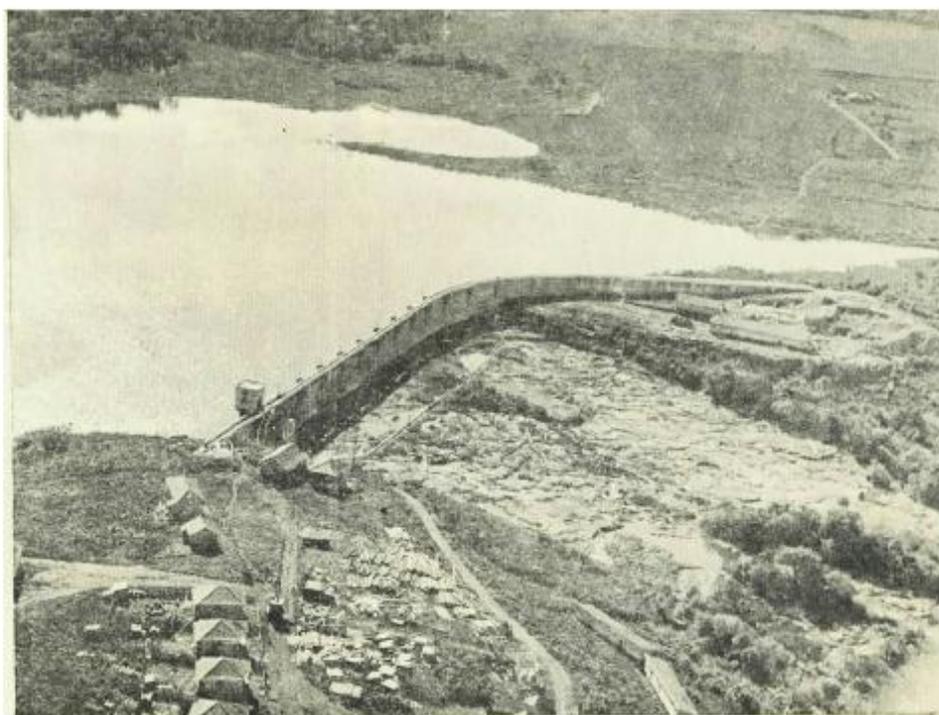


Figura 2 - Barragem



Figura 3 – Vertedouro em operação

Conforme definido na Seção B.4 deste DCP, na ausência da atividade de projeto da PCH Ernestina, a usina existente continuaria a fornecer eletricidade à rede em níveis históricos.

Estima-se que a atividade de projeto irá entregar uma média anual de 8.992 tCO₂ e um total de 62.944 tCO₂ ao longo de seu período de obtenção de créditos renovável de sete anos.

Contribuição do projeto ao desenvolvimento sustentável

O projeto proposto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEE) que teriam ocorrido de outra maneira na ausência da atividade de projeto, evitando a geração de energia por fontes de combustível fóssil nas margens operacional e de construção do sistema. É importante destacar que as estimativas de cenários futuros revelam um aumento no consumo de combustíveis fósseis, de acordo com a intenção do governo brasileiro em diversificar as fontes de geração de energia, segundo seus últimos estudos divulgados.

Ademais, a atividade de projeto proposta tem o objetivo de auxiliar o Brasil atender sua crescente demanda por eletricidade devido ao desenvolvimento econômico do país, e a aumentar a participação de fontes renováveis de energia na rede nacional. Esta fonte limpa e renovável de energia também terá uma importante contribuição ao desenvolvimento sustentável pela redução da emissão de gases de efeito estufa (GEE), por evitar a geração de eletricidade por usinas de combustível fóssil conectadas à rede.



A PCH Ernestina irá melhorar o fornecimento de eletricidade a partir do potencial renovável hidrológico enquanto contribuirá também ao desenvolvimento econômico regional/local. Este desenvolvimento será alcançado pela redução da dependência nacional de combustíveis fósseis, reduzindo, portanto a poluição gerada e seus custos associados. O projeto também irá contribuir para o aumento de oportunidades de emprego na área em que está localizado, pela construção da usina e por sua operação e manutenção.

A.3. Participantes do projeto:

Tabela 1 – Partes e entidades privadas e públicas 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)	Entidade Privada: CEEE-GT	Não
	Entidade Privada: Lumina Engenharia e Consultoria Ltda.	Não

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos do MDL, no período de disponibilizar o DCP-MDL ao público no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento de solicitar o registro, é necessária a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

A.4.1. Local da atividade do projeto:

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil

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

Rio Grande do Sul

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

Tio Hugo



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

A PCH Ernestina localiza-se no município de Tio Hugo, no Estado do Rio Grande do Sul, como representado nas figuras abaixo. As coordenadas geográficas da barragem e da casa de força da usina são, respectivamente, latitude 28°33'21'' S e longitude 52°32'44'' O; e latitude 28°33'33'' S e longitude 52°32'57'' O, de acordo com a planilha técnica apresentada no projeto básico, e são apresentadas na Figura 5.



Figura 4 – Localização de Tio Hugo
Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/Tio_Hugo

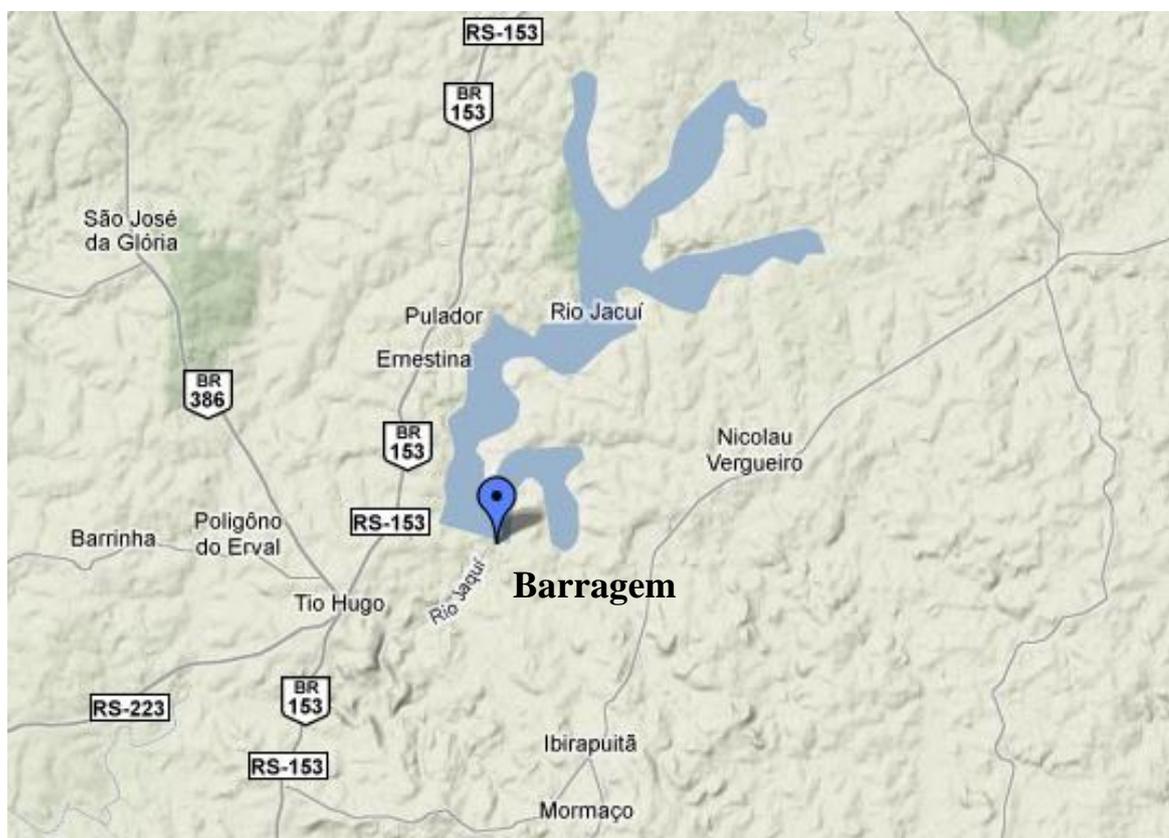


Figura 5 – Localização Geográfica da PCH Ernestina

Fonte: Google Earth

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

Escopo Setorial 1 - Indústrias de Energia (Fontes Renováveis / Não Renováveis)

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

O MDL considera como usinas de pequena escala – para projetos Tipo I – aquelas com capacidade até 15 MW. Considerando que a atividade de projeto terá uma capacidade instalada total de 14,4 MW, o projeto de adição de capacidade é considerado de pequena escala.

Os equipamentos e tecnologia da PCH Ernestina foram aplicados com sucesso em projetos similares no Brasil e no mundo, não havendo nenhuma transferência de tecnologia ou de conhecimento para o País Anfitrião para o desenvolvimento deste projeto. O arranjo geral da PCH Ernestina é mostrado na Figura 6.

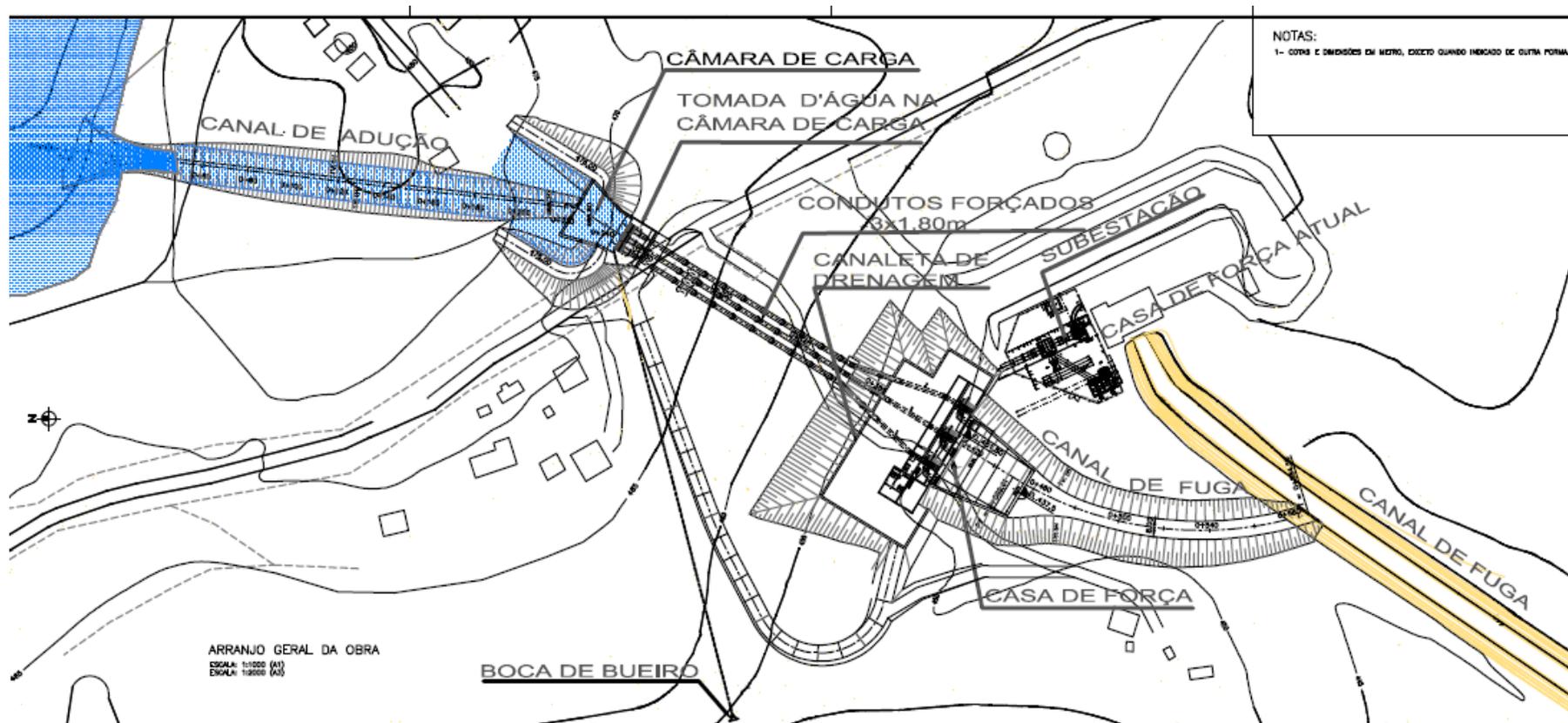


Figura 6 – Arranjo geral da PCH Ernestina



Descrição do cenário do projeto antes da implantação da atividade de projeto

A PCH Ernestina iniciou sua operação em 1957 explorando o potencial hidrológico do Rio Jacuí. A capacidade instalada da usina original é de 4,80 MW, com um reservatório de 38,02 km².

Conforme justificado na Seção B.4 deste DCP, o cenário de linha de base do projeto é a continuação da situação existente, ou seja, na ausência da atividade de projeto a eletricidade continuaria sendo gerada pela usina existente e entregue à rede. Logo, o cenário de linha de base e o cenário do projeto antes da implantação da atividade de projeto são o mesmo.

Descrição da atividade de projeto

O projeto proposto de adição de capacidade irá adicionar 9,60 MW à PCH Ernestina com três turbinas tipo-Francis e três geradores síncronos com um fator de capacidade de 54,16% e com uma energia assegurada de 5,20 MW médios, a qual foi calculada por uma empresa independente contratada pelos participantes do projeto. A empresa Magna Engenharia foi responsável pela elaboração do Projeto Básico que já foi disponibilizado à EOD.

A subestação existente da PCH Ernestina terá seu transformador atual (4,1/44 kV – 6 MVA) modificado por um novo de 4,1/44 – 69 kV – 15 MVA considerando que a atividade de projeto terá três novos conjuntos turbogeradores que irão adicionar 10,65 MVA (3 x 3,55 MVA) à energia atual, resultando em um total de 14,35 MVA.

Equipamentos a serem instalados no local:

- Turbinas: 3 (três) tipo Francis, eixo horizontal
- Geradores: 3 (três) síncrono, eixo horizontal

Considerando que não ocorrerá nenhum aumento na área do reservatório atual, não há emissões de CH₄ a serem consideradas do reservatório. As únicas emissões de GEE consideradas são as emissões de linha de base de CO₂ da geração de energia em usinas de combustível fóssil na rede, que são compensadas pela atividade de projeto.

As tabelas a seguir apresentam as principais características técnicas e equipamentos da atividade de projeto:



Tabela 2 – Principais características da PCH Ernestina

PARAMETRO	VALOR	FONTE
Capacidade Instalada Atual (MW)	4,80	Placa do equipamento
Capacidade Instalada Adicional (MW)	9,60	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Capacidade Instalada Total (MW)	14,40	Calculada como a soma da capacidade instalada atual e a capacidade instalada adicional da atividade de projeto
Energia Assegurada Atual (MW médio)	3,60	Resolução ANEEL nº 169 de 03/05/2011
Energia Assegurada Adicional (MW médio)	5,20	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Geração de Energia Anual Adicional (MWh/ano)	45.552	Calculada pela energia total do projeto.
Área Atual do Reservatório	38,02	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Aumento do Reservatório (km ²)	-	Não haverá nenhum aumento na área do reservatório.
Queda d'água (m)	30	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Vazão Média por Turbina (m ³ /s)	13,33	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Comprimento do canal de adução (m)	230	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico



Tabela 3 – Principais equipamentos e informações técnicas do projeto

TURBINAS	
Tipo	Francis, eixo horizontal
Unidades	3
Potência Unitária Nominal	3,3 MW
Rotação Síncrona	400 rpm
Queda de Referência	30 m
Vazão Unitária Nominal	13,33 m ³ /s
Eficiência Média	91,10%
GERADORES	
Unidades	3
Potência Unitária Nominal	3,55 MVA
Tensão Nominal	4,10 kV
Fator de Potência	0,90
Eficiência Média	96,9%



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

O projeto deverá gerar uma redução estimada de 62.944 tCO₂e durante o período de crédito renovável de 7 anos selecionado. Observe que as reduções de emissão reais serão baseadas nos dados de monitoramento, podendo diferir da estimativa apresentada abaixo.

Tabela 4 – Estimativa de redução de emissões do projeto da PCH Ernestina

Ano	Estimativa anual de redução de emissões em tCO ₂ e
01/06/2015	5.245
2016	8.992
2017	8.992
2018	8.992
2019	8.992
2020	8.992
2021	8.992
31/05/2022	3.747
Total estimado de reduções (tCO ₂ e)	62.944
Número total de anos de crédito	7
Média anual de reduções estimadas durante o período de crédito (tCO ₂ e)	8.992

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Não há financiamento público das Partes do Anexo I neste projeto.



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

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

- EB67/Anexo 13 – Metodologia Consolidada e Aprovada ACM0002 – “Metodologia Consolidada de linha de base para geração de energia elétrica por fontes renováveis conectadas à rede” (versão 13.0.0);
- EB70/Anexo 08 - "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 07.0.0);
- EB70/Anexo 22 - "Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico" (versão 03.0.0).

Para mais informações acerca das metodologias citadas acima, visite o link:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved>

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

A metodologia ACM0002 versão 13.0.0 é aplicável a projetos de geração de energia elétrica por fontes renováveis conectados à rede que (a) instalam uma nova usina em um local onde não há nenhuma usina de geração de energia elétrica por fontes renováveis que tenha sido operada anteriormente à implantação da atividade de projeto (*greenfield*); (b) envolvem a adição de capacidade; (c) envolvem um *retrofit* de uma usina já existente; ou (d) envolvem a substituição de uma usina existente.

Além disso, a metodologia só é aplicável se as seguintes condições forem atendidas:

- A atividade de projeto é a instalação, adição de capacidade, *retrofit* ou substituição de uma usina/unidade de um dos seguintes tipos: hidrelétrica (a fio d'água ou com reservatório de água), eólica, geotérmica, solar ou oceânica;
- No caso de adições de capacidade, *retrofits* ou substituição (exceto para projetos de adição de capacidade nos quais a geração de eletricidade na usina existente não é afetada): a usina existente iniciou sua operação comercial antes do início de um período histórico de referência de 5 anos, utilizado para o cálculo das emissões de linha de base e definido na seção de emissões de linha de base, e nenhuma ação de expansão da capacidade ou *retrofit* da usina ocorreu entre o início deste período histórico e a implantação da atividade de projeto.

A atividade de projeto proposta consiste na adição de capacidade (b) de uma usina hidrelétrica que iniciou sua operação comercial antes do início do período histórico de referência de cinco anos. Ademais, a usina existente do projeto continuará operando após a implantação da atividade de projeto e nenhuma adição de capacidade ou repotenciação foi realizada entre o período histórico mínimo de referência e a implantação da atividade de projeto.



A metodologia também indica que no caso de usinas hidrelétricas, uma das seguintes condições deve ser aplicável:

- A atividade de projeto é implantada em um reservatório único ou múltiplo existente, sem que haja modificação em seu volume;
- A atividade de projeto é implantada em um reservatório único ou múltiplo existente, no qual o volume do reservatório aumenta e a densidade de potência (*Power Density* - PD), segundo as definições descritas na seção de Emissões do Projeto, é superior a 4 W/m²;
- A atividade de projeto resulta em um novo reservatório único ou múltiplo no qual a densidade de potência, de acordo com as definições da seção de Emissões do Projeto, é superior a 4 W/m².

Ademais, no caso de usinas hidrelétricas que utilizem reservatórios múltiplos em que a densidade de potência de qualquer reservatório é menor do que 4 W/m², todas as seguintes condições devem ser aplicáveis:

- A densidade de potência calculada para toda a atividade de projeto utilizando a equação 5 é maior do que 4 W/m²;
- Reservatórios múltiplos e usinas hidrelétricas localizadas no mesmo rio e que são designadas para funcionarem juntas como um projeto integrado que constitui coletivamente a geração de capacidade da usina combinada;
- A vazão de água entre reservatórios múltiplos não é utilizada por nenhuma outra usina hidrelétrica que não faz parte da atividade de projeto;
- A capacidade instalada total da usina, que utiliza água dos reservatórios com densidade de potência menor do que 4 W/m², é menor do que 15 MW;
- A capacidade instalada total da usina, que utiliza água dos reservatórios com densidade de potência menor do que 4 W/m², é 10% menor do que a capacidade instalada total da atividade de projeto para múltiplos reservatórios.

A atividade de projeto será implantada em um reservatório único já existente sem modificação em seu volume, já que o canal de adução tem uma limitação de vazão que deve ser respeitada por razões de segurança.

No caso de projetos de *retrofits*, substituições ou adição de capacidade, a metodologia ACM0002 só é aplicável se o cenário de linha de base identificado for a “continuação da situação atual, i.e. utilizar o equipamento de geração de energia elétrica existente e utilizado antes da implantação da atividade de projeto e seguindo a prática-comum de manutenção”.

Conforme requerido pela metodologia ACM0002 e justificado na seção B.4, o cenário de linha de base do projeto é a “continuação da situação atual, i.e. utilizar o equipamento de geração de energia elétrica existente e utilizado antes da implantação da atividade de projeto e seguindo a prática-comum de manutenção”.

Portanto, a AMC0002 “Metodologia Consolidada de linha de base para geração de energia elétrica por fontes renováveis conectadas à rede”, versão 13.0.0, é aplicável à atividade de projeto.



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

Tabela 5 – Fontes de emissão incluídas ou excluídas da fronteira do projeto

Fonte		Gás	Incluído?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ advindas da geração de energia em usinas de queima de combustíveis fósseis que foram substituídas pela atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Maior fonte de emissão
		CH ₄	Não	Menor fonte de emissão
		N ₂ O	Não	Menor fonte de emissão
Atividade de projeto	Para usinas geotérmicas, as emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ advindas dos gases não condensáveis contidas no vapor geotermal.	CO ₂	Não	Menor fonte de emissão
		CH ₄	Não	Menor fonte de emissão
		N ₂ O	Não	Menor fonte de emissão
	Para usinas geotérmicas, as emissões de CO ₂ advindas da combustão de combustíveis fósseis necessária para a operação da usina geotermal.	CO ₂	Não	Menor fonte de emissão
		CH ₄	Não	Menor fonte de emissão
		N ₂ O	Não	Menor fonte de emissão
Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄ advindas do reservatório.	CO ₂	Não	Menor fonte de emissão	
	CH ₄	Não	O projeto não irá alterar a área atual do reservatório da usina; logo, as emissões do projeto são iguais a zero.	
	N ₂ O	Não	Menor fonte de emissão	

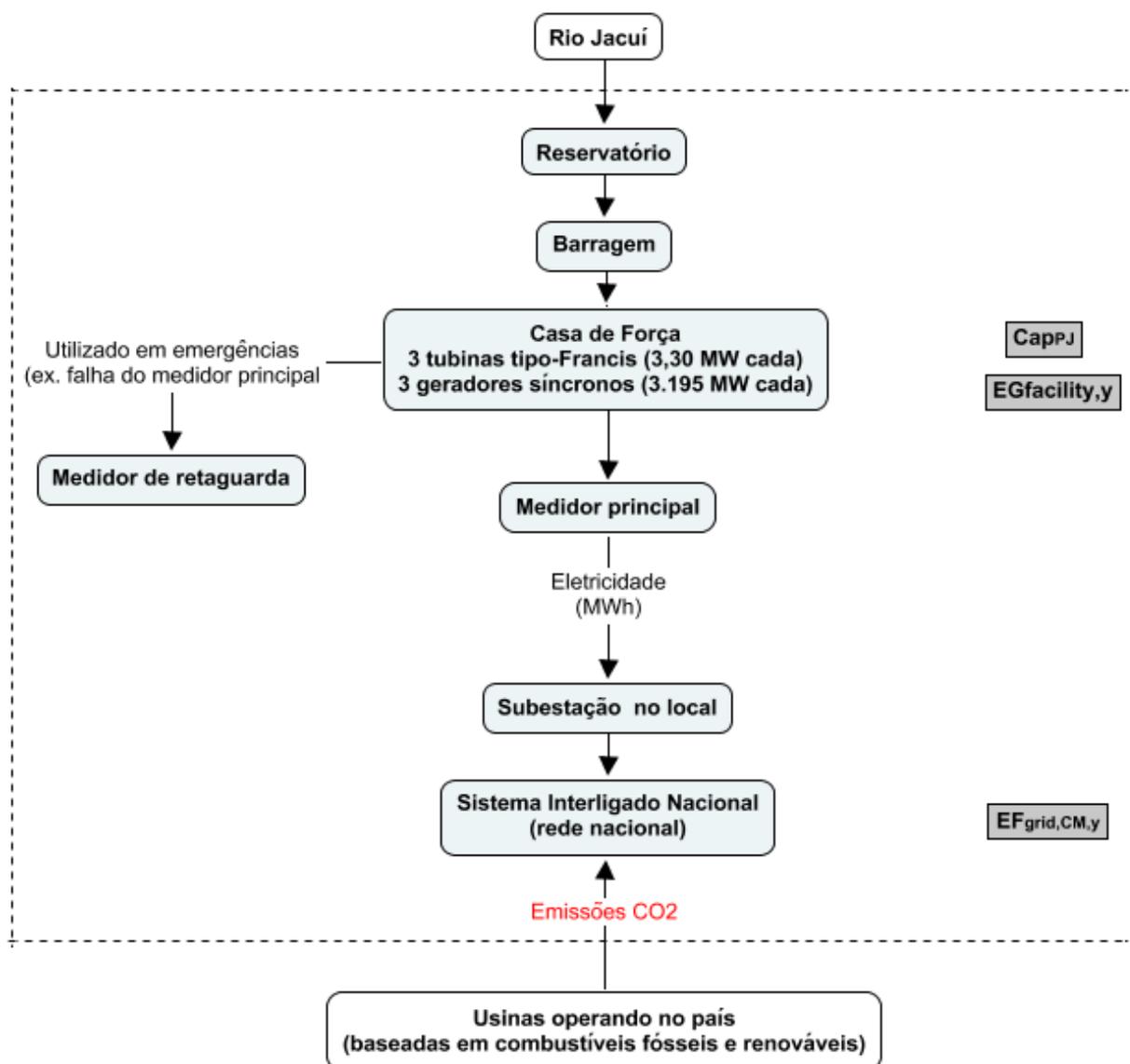


Figura 7 – Fronteira da atividade de projeto



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

De acordo com a última versão da metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), se a atividade de projeto é a adição de capacidade para uma usina existente de geração de energia elétrica por fonte renovável e conectada à rede, o cenário de linha de base é o seguinte:

Na ausência da atividade de projeto de MDL, a usina existente continuaria fornecendo eletricidade à rede a níveis históricos, até o momento em que a usina deveria ser substituída ou sofresse *retrofit* ($DATE_{BaselineRetrofit}$). A partir de então, assume-se que o cenário de linha de base seria a atividade de projeto, e nenhuma redução de emissões seria prevista a ocorrer.

De acordo com a ACM0002, as emissões de linha de base consideram emissões de CO₂ provenientes da geração de energia elétrica em usinas que utilizam combustíveis fósseis que são evitadas pela atividade de projeto. A metodologia assume que toda a energia gerada pelo projeto acima dos níveis de linha de base seriam gerados por usinas existentes e conectadas à rede e por novas usinas também conectadas à rede. As emissões de linha de base são calculadas segundo a equação abaixo:

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

Em que:

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂/ano);

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

$EF_{grid,CM,y}$ = Margem combinada do fator de emissão de CO₂ para usinas conectadas à rede no ano y, calculada utilizando a última versão da “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico” (tCO₂/MWh).

O fator de emissão é calculado de modo transparente e conservador como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação das margens de operação (OM) e de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico”.

A margem combinada do fator de emissão da rede elétrica brasileira é calculada segundo a “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico” pelo Ministério de Ciência e Tecnologia¹. Os fatores de emissão de CO₂ para geração de energia elétrica na rede, necessária para o cálculo da margem combinada, são calculados com base em dados das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema - ONS². Assim, a margem combinada do fator de emissão da rede será utilizada para o cálculo das reduções de emissão do projeto.

¹ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>

² http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx



B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):

Consideração prévia do MDL

O “Guia para Demonstração e Avaliação da Consideração Prévia do MDL”, versão 4 do EB62, indica que “para as atividades de projeto iniciadas após 02/08/2008, os participantes do projeto devem informar à AND do País Anfitrião e ao secretariado da UNFCCC em forma escrita sobre o início da atividade de projeto e sua intenção em buscar o status MDL”. Esta carta foi enviada à AND brasileira (CIMGC) em 10/11/2011 e à UNFCCC em 06/02/2012, tendo sido recebida em 07/02/2012.

É importante ressaltar que no site da CQNUMC o projeto está listado como “*SHPP Ernestina CEEE*”, uma abreviação do título atual da atividade de projeto “Pequena Central Hidrelétrica Ernestina CEEE”.

A tabela abaixo sumariza as datas mais importantes e relevantes da atividade de projeto:

Tabela 6- Datas relevantes da atividade de projeto

EVENTO	DATA	DETALHES
Publicação do Pregão Eletrônico da CEEE para empresas interessadas em desenvolver projetos MDL para a PCH Ernestina	03/11/2010	Consideração prévia do MDL
Proposta da Lumina para desenvolvimento de projetos MDL para a PCH Ernestina	10/01/2011	Consideração prévia do MDL
Contrato entre Lumina e CEEE para o desenvolvimento de projetos MDL para a PCH Ernestina	01/03/2011	Decisão dos donos do projeto de prosseguir com seu desenvolvimento. Data de decisão do investimento.
Comunicação à AND Brasileira	10/11/2011	Consideração prévia do MDL
Comunicação ao EB/MDL	06/02/2012	Consideração prévia do MDL
Recibo do EB/MDL da comunicação dos PPs	07/02/2012	-
Publicação da Licitação para contrato EPC	01/12/2013	Data em que a CEEE irá anunciar a Licitação para implantação da atividade de projeto.
Data de assinatura do EPC	01/03/2014	Data de início do projeto.

De acordo com o Glossário de Termos do MDL, a data de início do projeto é a “data mais recente em que a implantação, construção ou ação real da atividade de projeto tem início”, e que comumente é definida como a data em que os PPs se comprometem com gastos significantes referentes à implantação ou construção efetiva da atividade de projeto.



Considerando que a PCH Ernestina ainda não adquiriu nenhum equipamento já que primeiramente a CEEE irá realizar uma Licitação para contratar uma empresa para assinatura do EPC. Logo, a assinatura deste contrato será a data de início do projeto, pois será a data sem retorno para desenvolver o projeto. A publicação da Licitação está prevista para 01/12/2013 e a assinatura do contrato EPC para 01/03/2014.

Adicionalidade

De acordo com a versão 13.0.0 da metodologia ACM0002, a adicionalidade do projeto deve ser demonstrada seguindo a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, versão 07.0.0, que fornece uma abordagem passo-a-passo para demonstrar e avaliar a adicionalidade, incluindo o seguinte:

- Etapa 0 Demonstrar se a atividade de projeto é a primeira de seu gênero ou não;
- Etapa 1 Identificação de alternativas à atividade de projeto;
- Etapa 2 Análise financeira
- Etapa 3 Análise de barreiras; e
- Etapa 4 Análise de prática comum.

Etapa 0: Demonstrar se a atividade de projeto é a primeira de seu gênero ou não

De acordo com a “Ferramenta”, esta etapa é opcional e, se não aplicável, deve-se considerar que a atividade de projeto proposta não é a primeira de seu gênero.

Logo, a atividade de projeto da PCH Ernestina não é a primeira de seu gênero.

Etapa 1. Identificação de alternativas à atividade de projeto

Sub-etapa 1a. Definir alternativas para a atividade de projeto:

A atividade de projeto consiste na adição de capacidade a uma usina de geração de energia elétrica já existente, que fornece esta energia à rede. A identificação de alternativas ao cenário de linha de base somente considerou duas alternativas, já que o proprietário do projeto desenvolve apenas projetos de hidrelétricas similares à PCH Ernestina. Como dito anteriormente, a CEEE-GT investe em geração de energia renovável, com baixos impactos ambientais associados e emissões de GEE.

Dois cenários foram identificados como alternativas potenciais à atividade de projeto proposta:



- **Alternativa 1: A atividade de projeto implantada sem considerar o MDL**

Esta opção cumpre a legislação Brasileira e não é prevenida por nenhuma barreira técnica. No entanto, de acordo com a Análise de Investimento realizada na Seção B.5, esta alternativa não é atrativa financeiramente e não pode ser considerada como um cenário válido.

- **Alternativa 2: Continuação da situação atual (sem a implantação da atividade de projeto ou outras alternativas colocadas em prática)**

A energia elétrica continuaria a ser gerada pelos geradores atuais, conectados à rede. Não há nenhuma barreira técnica ou econômica para este cenário, que é permitido pela legislação Brasileira. Portanto, a alternativa de linha de base é a continuação da situação atual.

Sub-etapa 1b. Cumprimento das leis e regulamentações:

Todos os cenários identificados na Sub-etapa 1a cumprem os requisitos legais vigentes.

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, os participantes do projeto podem escolher prosseguir com a Etapa 2: Análise financeira ou com a Etapa 3: Análise de barreiras.

RESULTADO DA ETAPA 1: Dois cenários diferentes foram identificados como alternativas plausíveis de linha de base para a atividade de projeto e ambos cumprem a legislação atual vigente.

Etapa 2. Análise Financeira

Determine se a atividade de projeto não é:

- (a) A escolha econômica e financeiramente mais atrativa; ou
- (b) Economicamente ou financeiramente viável, sem considerar a receita proveniente da venda de Reduções Certificadas de Emissão (RCEs).

Sub-etapa 2a. Determine o método de análise apropriado

- 1) Determine dentre a análise simples de custos, análise comparativa de investimentos ou análise *benchmark* (Sub-etapa 2b). Se a atividade de projeto MDL e a alternativa identificada na Etapa 1 não geram nenhum tipo de benefício econômico ou financeiro além da receita obtida a partir do MDL, então deve-se aplicar a análise simples de custos (Opção I). Caso contrário, utilize a análise comparativa de investimentos (Opção II) ou a análise *benchmark* (Opção III).

As alternativas identificadas na seção B.4 geram benefícios econômico-financeiros além da receita obtida a partir do MDL, já que a maior fonte de receita do projeto é proveniente da venda de energia elétrica. A Opção III (análise *benchmark*) foi selecionada para realizar a análise financeira para avaliar e demonstrar a adicionalidade do projeto.



Sub-etapa 2b. Opção III. Análise referencial aplicada

A fim de se analisar as barreiras de investimento do projeto, o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) foi calculado como benchmark para ser comparado com a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto, seu indicador de retorno financeiro.

As “Diretrizes para Avaliação da Análise Financeira” (versão 05, EB62, Anexo 5) e a “Ferramenta para Demonstração e Avaliação da Adicionalidade” oferecem as diretrizes para utilizar benchmarks válidos:

Em casos em que a abordagem de benchmark é utilizada, o benchmark aplicado deve ser apropriado ao tipo de TIR calculada. Taxas comerciais de empréstimo ou custos médios ponderados do capital (CMPC) são considerados benchmarks apropriados para a TIR do projeto.

Ademais:

Benchmarks/retornos esperados internos de empresas (incluindo aqueles utilizados como retorno esperado de equity no cálculo do CMPC), somente devem ser aplicados em casos em que só há um desenvolvedor possível para o projeto e deve ser demonstrado que esta taxa foi utilizada em projetos semelhantes, com riscos semelhantes e desenvolvidos pela mesma empresa ou, se a empresa é nova no mercado, que teria sido utilizada para projetos semelhantes no mesmo setor no país/região.

Sub-etapa 2c: Cálculo e comparação de indicadores financeiros

Na 61ª reunião do EB/MDL foi definido que em casos em que uma abordagem benchmark é utilizada, o benchmark aplicado deverá ser adequado ao tipo de TIR calculada. Taxas comerciais locais de financiamento ou custos médios ponderados de capital (CMPC) são benchmarks adequados para TIR projeto.

Os PPs escolheram calcular uma TIR projeto e, portanto, calcularam o CMPC como benchmark para comparação com o retorno esperado da atividade de projeto.

Geralmente, o CMPC é definido como:

$$\text{CMPC} = k_e * r_e + k_d * r_d * (1 - T)$$

Em que:

<i>CMPC</i>	Custo Médio Ponderado do Capital
<i>k_e</i>	Peso do equity
<i>r_e</i>	Custo do capital próprio (equity)
<i>k_d</i>	Peso da dívida
<i>r_d</i>	Custo da dívida (taxa de juros cobrada pelos credores)
<i>T</i>	Impostos incidentes (impostos relacionados à receita)



O modelo geralmente aceito por acadêmicos e empresas para definir o risco associado a um investimento e, conseqüentemente, para definir os ganhos de capital próprio adequados é o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), que avalia o retorno mínimo que um ativo deve oferecer a um investidor, com base nos riscos não diversificados (ou sistemáticos) associados.

O CMPC foi calculado após impostos e em termos reais. Por favor, veja o cálculo específico abaixo:

Custo do capital próprio (Re)

O custo do capital próprio (Re) utilizando o CAPM é definido como segue:

$$Re = Rf + \beta \times (Rm - Rf)$$

Em que:

Rf: Taxa livre de risco

β : Risco de investimento comparado ao Mercado

(Rm – Rf): Risco prêmio de mercado

A taxa livre de risco (Rf) é a taxa teórica de retorno atribuída a um investimento com nenhum risco, representando os juros sobre o recurso financeiro de um investidor que poderia ser esperado de um investimento absolutamente sem riscos associados ao longo de um determinado período (ex. títulos de governo). Para calcular a taxa livre de risco, foram utilizadas as Notas do Tesouro Nacional – Série C (NTN-C) com maturidade em 2031. O benchmark foi calculado considerando a média do NTN-C entre Janeiro, 2006 a Dezembro, 2010.

Os valores históricos das notas NTN-C podem ser verificadas no link <http://www.tesouro.fazenda.gov.br> e os valores entre 2006 e 2010 são os que seguem:

Tabela 7 – Valor das notas NTN-C

Ano	NTN-C
2006	21,43%
2007	22,67%
2008	10,45%
2009	15,99%
2010	24,58%
Média de 5 anos	19,02%

A fim de calcular a taxa livre de risco em termos reais, a taxa de inflação do país foi subtraída das notas NTN-C. A série histórica das taxas anuais de inflação pode ser verificada no link <http://www.portalbrasil.net/igpm> e a média dos valores calculados entre 2006 e 2010 são os que seguem:



Tabela 8 – Taxas anuais de inflação

Ano	Taxa de Inflação
2006	3,84%
2007	7,74%
2008	9,80%
2009	(1,71%)
2010	11,31%
Média de 5 anos	6,20%

O risco de investimento comparado com o mercado (β) é uma medida da volatilidade do preço de ações referentes à um mercado geral. No caso da atividade de projeto, β foi calculado como uma média de cinco anos dos valores calculados pelo professor de finanças corporativas Sr. Aswat Damodaran³. Os valores selecionados para o cálculo desta média correspondem aos betas de companhias de geração de energia no Brasil e estão disponíveis no link <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> (por favor, clique no menu à esquerda sob o título “*Updated Data*” e desça a página até a segunda tabela que aparece na página, selecionando a opção de download dos arquivos sob o título “*Emerging Markets*”).

A média do beta de tais companhias no país entre 2006 e 2010 são as que seguem:

Tabela 9 – Taxas médias anuais de beta

Ano	BETA
2006	0,89
2007	1,04
2008	-
2009	0,73
2010	0,68
Média de 5 anos	0,83

O risco prêmio de mercado ($R_m - R_f$) representa o retorno que um investidor espera sobre a taxa livre de risco (R_f). Esta taxa também foi calculada como uma média de cinco anos e os valores calculados pelo professor Sr. Aswat Damodaran foram utilizados. Os valores selecionados para o cálculo correspondem ao risco prêmio do mercado brasileiro, que podem ser verificados no link <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> (por favor, clique no menu à esquerda sob o título “*Updated Data*” e desça a página até a quarta tabela sob o título “*Data Sets*” e selecione os arquivos sob o tópico “*Discount Rate Estimation*” – “*Risk Premiums for Other Markets*”).

³ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>



A média do risco prêmio do mercado brasileiro entre 2006 e 2010 é a que segue:

Tabela 10 – Taxa anual média do risco prêmio de mercado

Ano	Rm – Rf
2006	8,66%
2007	7,79%
2008	9,50%
2009	7,50%
2010	8,00%
Média de 5 anos	8,29%

Logo, o custo do capital próprio (Re) é:

$$Re = Rf + \beta \times (Rm - Rf)$$

$$Re = 12,82\% + 0,83\% + 8,29\%$$

$$Re = 19,70\%$$

Custo da dívida (Rd)

O custo da dívida (Rd) é calculado como segue:

$$Rd = a + b + c$$

Em que:

Rd: Custo da dívida

a: Custos financeiros

b: Taxa BNDES

c: *Spread* (taxa de risco de crédito)

O BNDES, um banco estatal, é, na prática, a única fonte de financiamento para projetos de infraestrutura no Brasil. Este banco oferece financiamento de longo prazo a custos subsidiados. De acordo com o banco:



O suporte para soluções para os problemas de infraestrutura é de grande importância, como este é fundamental para melhorar o bem-estar da população brasileira. Consequentemente, é possível que todos os cidadãos ganhem acesso a serviços básicos, como eletricidade, comunicações, transportes públicos urbanos e saneamento. Ao mesmo tempo, a expansão da infraestrutura promove uma queda nos custos, aumento da produtividade, melhoria da qualidade de bens e serviços dentro da estrutura produtiva e consolidação da integração regional.

Há uma linha especial para projetos de geração de energia⁴ em que a taxa de juros é a soma de:

- a) Custo Financeiro: TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) é a taxa oficial do banco e estabelecido trimestralmente de acordo com a expectativa de inflação para um determinado período⁵. A média entre 2006 e 2010 foi de 6,60%.
- b) Remuneração do Banco: 0,9% para usinas de geração de energia, à exceção de usinas de combustível fóssil⁶; e
- c) Taxa de risco de crédito: o BNDES define que a taxa de risco de crédito varia entre 0 e 3,57%⁷. Os PPs adotaram o valor médio de 1,785% de modo conservador.

Além disso, financia-se até 70% do investimento total geralmente com um prazo de amortização de 16 anos⁸.

Portanto, o custo da dívida pode ser tomado como:

$$r_d = 6,60\% + 0,9\% + 1,785\%$$

$$r_d = 9,29\%$$

e k_e e k_d são respectivamente 30% e 70% conforme definido pelo BNDES⁹.

A legislação fiscal brasileira permite duas modalidades chamadas lucro presumido ou real. Empresas como a CEEE-GT, com receita bruta anual acima de certo limite, devem usar as regras do lucro real em que há uma taxa de 25% para o imposto de renda, mais 9% para contribuição social.

O CMPC é, portanto 10,20%.

⁴ www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html

⁵ www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

⁶ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html

⁷ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html

⁸ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2010/energia/20100809_energia_s_alternativas.html

⁹ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html



Para demonstrar a adicionalidade do projeto de um modo transparente e conservativo, a análise de fluxo de caixa foi realizada para a atividade de projeto da PCH Ernestina. Os arquivos originais da análise financeira serão fornecidos à EOD, AND e ao Conselho Executivo do MDL.

Os pressupostos de base nos cálculos da TIR são mostrados na tabela abaixo:

Tabela 11 – Parâmetros utilizados no cálculo da TIR do projeto

Parâmetro	Valor	Fonte
Capacidade Instalada Adicional (MW)	9,60	Ficha Técnica ANEEL, Projeto Básico
Geração adicional anual conectada a rede (MWh)	45.552	Calculado com base na energia assegurada do projeto
Vida útil do projeto (anos)	23 anos (até 2035)	Contrato de Concessão ANEEL nº 25/2000
PPA (R\$/MWh)	67,31	Leilão de Energia de 17/12/2010
Investimento Total (R\$)	38.803.000,00	OPE Eletrobrás
TIR (%)	2,70	Planilha de fluxo de caixa
Custos O&M (R\$/MWh)	24,84	Média histórica do custo de O&M da CEEE
Seguro	0,30%	Ministério de Minas e Energia, Audiência Pública sobre o Proinfra, Julho 2003, pág. 8 ¹⁰

Nenhum valor residual foi aplicado no fluxo de caixa, pois a legislação Brasileira prevista no Código das Águas, artigo 165 dispõe que¹¹:

“Findo o prazo das concessões reverterem para a União, para os Estados ou para os Municípios, conforme o domínio a que estiver sujeito o curso d’água, todas as obras de captação, de regularização e de derivação, principais e acessórias, os canais adutores d’água, os condutos forçados e canais de descarga e de fuga, bem como, a maquinaria para a produção e transformação da energia e linhas de transmissão e distribuição.

Parágrafo único. Quando o aproveitamento da energia hidráulica se destinar a serviços públicos federais, estaduais ou municipais, as obras e instalações de que trata o presente artigo reverterão:

a) para a União, tratando-se de serviços públicos federais, qualquer que seja o proprietário da fonte de energia utilizada;

¹⁰ <http://www.inee.org.br/download/forum/Parecer%20INEE%20Proinfra.pdf>

¹¹ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643.htm



b) para o Estado, tratando-se de serviços estaduais em rios que não sejam do domínio federal, caso em que reverterão à União;

c) para o Município, tratando-se de serviços municipais ou particulares em rios que não sejam do domínio da União ou dos Estados.

Assim, considerando que a PCH Ernestina é de uso do Estado do Rio Grande do Sul, ao fim do seu período de concessão definido pelo Contrato de Concessão da ANEEL (já disponibilizado à EOD), a usina será revertida ao Estado sem nenhuma compensação. Logo, o valor residual não foi aplicado no caso do projeto e não foi considerado no fluxo de caixa.

A TIR (Taxa Interna de Retorno) do projeto sem os benefícios do MDL é menor do que o CMPC do período. Portanto, a PCH Ernestina não é a alternativa financeira mais atrativa, já que sua TIR é 2,70%, menor do que o benchmark CMPC de 10,20%.

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, se a Opção III (análise benchmark) é utilizada e se a atividade de projeto de MDL apresenta um indicador menos favorável (ex. TIR menor) do que o benchmark, então a atividade de projeto de MDL não pode ser considerada como sendo financeiramente atrativa.

Logo, a PCH Ernestina não é atrativa financeiramente.

A Sub-etapa 2c foi satisfeita.

Sub-etapa 2d: Análise de sensibilidade (aplicável apenas para as Opções II e III)

A fim de mostrar que a conclusão referente à atratividade financeira do projeto é robusta a variações razoáveis, os quatro parâmetros listados a seguir foram selecionados para a aplicação da análise de sensibilidade:

- Investimento total;
- Custo de O&M;
- Preço da energia (PPA);
- Geração de energia elétrica.

O impacto gerado na TIR do projeto é apresentado nas tabelas a seguir, nas quais os parâmetros selecionados sofrem uma variação de -20% até +20%, de acordo com o Anexo “Orientações para a Avaliação da Análise Financeira” da “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, versão 2.



Análise de Sensibilidade da TIR do projeto, sem benefícios do MDL

Tabela 12 – Análise do Investimento

Variação	TIR	R\$ mil
-59,90%	10,20%	(2.285.496,70)
-20%	4,57%	31.042,40
-10%	3,60%	34.922,70
-5%	3,14%	36.862,85
0%	2,70%	38.803,00
5%	2,30%	40.743,15
10%	1,92%	42.683,30
20%	1,23%	46.563,60

Tabela 13 – Análise dos Custos de O&M

Variação	TIR	R\$/MWh
-100%	6,66%	0,00
-20%	3,77%	19,87
-10%	8,43%	22,36
-5%	2,98%	23,60
0%	2,70%	24,84
5%	2,42%	26,08
10%	2,14%	27,32
20%	1,54%	29,81



Tabela 14 – Análise do Preço de Energia

Variação	TIR	R\$/MWh
-20%	-0,60%	53,85
-10%	1,17%	60,58
-5%	1,96%	63,94
0%	2,70%	67,31
5%	3,41%	70,68
10%	4,08%	74,04
20%	5,13%	80,77
87,40%	10,20%	126,14

Tabela 15 – Análise da Geração de Energia

Variação	TIR	MWh/ano
-20%	0,78%	36.862,08
-10%	1,78%	41.469,84
-5%	2,25%	43.773,72
0%	2,70%	46.077,60
5%	3,14%	48.381,48
10%	3,57%	50.685,36
20%	4,36%	55.293,12
141,50%	10,20%	111.277,40

O investimento do projeto sofreu variação de -10% e -20% e a geração de energia elétrica e seu preço foram variados em 10% e 20%.

Redução do investimento: Quando examinando o investimento, uma redução de 20% leva a uma TIR que ainda é menor do que o CMPC. Apenas com uma redução de 59,95% é que a TIR do projeto iguala-se ao CMPC de 10,20%, o que é improvável de ocorrer. O investimento do projeto é referenciado pelo Orçamento Padrão da Eletrobrás.

Custos de O&M: Quando examinando os custos de O&M do projeto, uma redução de 20% leva a uma TIR que ainda é menor do que o CMPC. Mesmo com uma redução de 100% neste parâmetro, a TIR do projeto permanece menor do que o CMPC. O impacto deste parâmetro pode, portanto, ser considerado insignificante.



Venda de energia:

O último leilão brasileiro de energia contratou hidroeletricidade de PCHs por um preço de R\$67,310/MWh¹² (datado em 17/12/2010). Adicionando 20% neste preço, ele chega a R\$80,77/MWh e a TIR resultante é de 5,07%, abaixo do CMPC. Apenas com um aumento de 87,40% no preço que a TIR do projeto iguala-se ao CMPC com um preço de R\$126,14/MWh. Tal aumento é improvável de ocorrer. Os leilões de energia no Brasil realizados pelo regulador do mercado elétrico, a CCEE, nos quais utilidades comprar suas demandas futuras evidencia o argumento de que um aumento no preço da energia é improvável. A tabela abaixo mostra o preço médio resultante dos últimos leilões e pode-se verificar que os preços têm decrescido consistentemente.

Tabela 16 – Preços dos leilões de energia

Fonte: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx?CategoriaID=6801>

Ação	Energia nova		Ajuste de leilão		Energia renovável	
	Data	R\$/MWh	Data	R\$/MWh	Data	R\$/MWh
1	16/12/2005	139,00	-	-	-	-
2	29/06/2006	134,42	01/06/2006	Adiado	-	-
3	10/10/2006	138,00	29/09/2006	Não negociado	-	-
4	26/11/2007	136,00	29/03/2007	Não negociado	-	-
5	16/10/2007	131,49	28/06/2007	Não negociado	01/06/2007	137,32
6	17/09/2008	131,44	27/09/2007	138,25	-	-
7	30/09/2008	146,00	19/06/2008	141,78	-	-
8	27/08/2009	-	23/09/2008	145,67	-	-
9	21/12/2009	Cancelado	20/02/2009	-	-	-
10	30/07/2010	99,48	-	-	-	-
11	-	-	-	-	26/08/2010	133,56
12	17/12/2010	67,31	-	-	-	-
13	-	-	-	-	18/08/2011	99,61
14	17/08/2011	102,07	-	-	-	-
15	-	-	-	-	20/12/2011	102,18

¹² http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20101217_1.pdf



Eletricidade Gerada: Com um aumento de 20% na geração de energia do projeto, a TIR ainda é menor do que o CMPC. Apenas com um aumento de 141,50% nesta geração é que a TIR do projeto iguala-se ao benchmark. Este aumento é tecnicamente improvável já que a energia assegurada adicional do projeto é definida como 5,20 MW. Um aumento nesta energia é improvável, pois seu fator de carga foi determinado de acordo com séries históricas de vazão incluindo períodos críticos em termos hidrológicos.

Portanto, é seguro concluir que o projeto é estável contra os parâmetros críticos.

A Sub-etapa 2d foi satisfeita.

RESULTADO DA ETAPA 2: Como demonstrado ao longo da etapa 2, a TIR do projeto sem o benefício do MDL é menor do que o benchmark selecionado. A análise de sensibilidade também mostrou que é improvável que o projeto torne-se financeiramente viável sem o benefício do MDL. Portanto, a atividade de projeto da PCH Ernestina não é financeiramente atrativa e enfrenta barreiras significativas sem o suporte do MDL.

Etapa 4: Análise de prática comum

Esta etapa requer uma análise de outras atividades similares que estejam operacionais e que sejam similares à atividade de projeto proposta. De acordo com as “Diretrizes para Prática Comum” (versão 02, EB69, Anexo 8), projetos são considerados como similares se estiverem localizados no mesmo país/região e/ou dependam de uma tecnologia similar, forem de escalas similares, ocorram em locais comparáveis do ponto de vista da regulamentação aplicável, clima de investimento, acesso à tecnologia, acesso à fontes de financiamento, etc.

As seguintes etapas foram utilizadas pelas “Diretrizes” para definir as usinas semelhantes à atividade de projeto proposta:

- **ETAPA 1:** Calcular a capacidade aplicável com uma variação de +/- 50% da capacidade total projetada para a atividade de projeto proposta.

A PCH Ernestina terá uma capacidade instalada total de 14,4 MW e, portanto, as usinas consideradas semelhantes apresentam uma capacidade variando entre -50% e +50% da capacidade instalada adicional do projeto (entre 7,20 MW e 21,60 MW).

À época em que esta análise foi realizada, havia 2.746 usinas operando no Brasil, como segue:



Tabela 17 – Usinas operando no Brasil
Fonte: Banco de Dados de Geração da ANEEL¹³

Tipo	Quantidade	Capacidade total (MW)	%
CGH	400	239,25	0,2
EOL	85	1.888,28	1,56
PCH	436	4.305,30	3,52
UFV	11	11,58	0,01
UHE	204	82.486,84	65,99
UTE	1.608	34.680,32	27,07
UTN	2	1.990,00	1,66
Total	2.746	125.601,66	100

LEGENDA	
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Elioelétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

Destas usinas, somente 214 estão dentro da variação aplicável de +/- 50% da capacidade instalada do projeto, como segue:

Tabela 18 – Usinas operando dentro da variação aplicável do projeto

Tipo	Quantidade	Capacidade total (MW)	%
CGH	-	-	-
EOL	12	169,80	5,73
PCH	96	1.380,93	46,61
UFV	-	-	-
UHE	-	-	-
UTE	106	1.411,80	47,65
UTN	-	-	-
Total	214	2.962,53	100

¹³ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 11/01/2013.



RESULTADO DA ETAPA 1: Das 2.746 usinas atualmente operando no Brasil, apenas 214 estão dentro da faixa de variação de capacidade da atividade de projeto e serão efetivamente analisadas na análise de prática comum.

- **ETAPA 2:** Identifique os projetos semelhantes (tanto MDL como não-MDL) que cumprem as seguintes condições:

a) Os projetos localizam-se na área geográfica aplicável;

Conforme definido nas “Diretrizes”, a área geográfica aplicável deve ser considerada como todo o país anfitrião.

Todas as PCHs operando no Brasil que foram consideradas na análise de prática comum podem ser verificadas no Banco de Informações de Geração da ANEEL, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=5&fase=3>.

Portanto, todas as 214 usinas identificadas na Tabela 18 estão dentro da mesma área geográfica da atividade de projeto.

b) Os projetos aplicam as mesmas medidas que a atividade de projeto;

De acordo com as “Diretrizes”, as “medidas” são definidas como uma classe mais abrangente de atividades de redução da emissão de gases de efeito estufa com características comuns. Quatro tipos de medidas são considerados atualmente neste quadro:

- i. Troca de combustíveis e matéria-prima (ex. troca de nafta por gás natural para geração de energia, ou troca de calcário para gipsita na produção de cimento clínquer);

Não aplicável à atividade de projeto.

- ii. Troca de tecnologia com ou sem a modificação da fonte de energia incluindo a melhoria da eficiência energética, bem como o uso de energias renováveis (ex. melhorias em eficiência energética, geração de energia com base em energia renovável);

Não aplicável à atividade de projeto.

- iii. Destruição de metano (ex. queima de gás em aterros)

Não aplicável à atividade de projeto.

- iv. Prevenção da formação de metano (ex. uso de biomassa que seria decomposta em um local de disposição de resíduos sólidos resultando na formação e emissão de metano, para geração de energia).

Não aplicável à atividade de projeto.



- c) Os projetos devem utilizar a mesma fonte de energia/combustível e matéria-prima que a atividade de projeto, se uma medida de troca de tecnologia é implantada pela atividade de projeto proposta;

Conforme apresentado na Tabela 18, apenas 97 das 214 usinas são hidrelétricas como a PCH Ernestina, 12 são eólicas e 106 termelétricas.

Logo, apenas as 97 hidrelétricas permanecem consideradas semelhantes à atividade de projeto.

- d) As usinas em que os projetos são implantados produzem bens e serviços com qualidade e propriedades comparáveis, bem como em áreas comparáveis (ex. clínquer) que a atividade de projeto;

Todas as usinas identificadas na Tabela 18 produzem serviços com qualidade, propriedades e em áreas comparáveis às da atividade de projeto.

- e) A capacidade dos projetos deve estar dentro da faixa variável de capacidade aplicável conforme calculado na Etapa 1;

Todas as usinas identificadas na Tabela 18 estão dentro da faixa variável aplicável de capacidade calculada na Etapa 1.

- f) A data de início da operação comercial dos projetos deve ser anterior à data em que o documento de concepção de projeto (MDL-DCP) foi publicado para consulta global às partes interessadas ou antes da data de início da atividade de projeto proposta, o que ocorrer antes para a atividade de projeto proposta.

A PCH Ernestina ainda não adquiriu seus equipamentos, já que a CEEE irá primeiramente publicar uma Licitação para contratação de empresa para assinatura do contrato EPC. Assim, a assinatura deste contrato será a data de início do projeto já que será a data sem retorno para desenvolver o projeto. O anúncio da Licitação está previsto para 01/12/2013 e a assinatura do contrato EPC está prevista para 01/03/2014, data do início do projeto. No entanto, a data de publicação do DCP é 23/06/2012 e, portanto, todas as usinas analisadas nesta etapa foram consideradas semelhantes à atividade de projeto já que iniciaram sua operação comercial até Maio, 2012.

A data de início da operação comercial de todas as usinas analisadas nesta etapa foi verificada no site da ANEEL, disponível no seguinte link: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37> (por favor, abrir os arquivos sob o título “ACOMPANHAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”).

Logo, das 97 usinas hidrelétricas identificadas na Tabela 18, apenas duas iniciaram sua operação após a data de publicação do DCP, deixando 95 usinas para comparação.

RESULTADO DA ETAPA 2: Das 97 usinas dentre a faixa variável de capacidade da atividade de projeto conforme apresentado na ETAPA 1, apenas 95 cumprem os critérios descritos na ETAPA 2.



- **ETAPA 3:** Dentre os projetos identificados na Etapa 2, identifique aqueles que não são projetos registrados no MDL, nem submetidos à registro ou em processo de validação. Note seu número como N_{all} .

Das 95 usinas hidrelétricas identificadas na **ETAPA 2**, 49 são atividades de projeto registradas no MDL, submetidas para registro ou em processo de validação. Logo, $N_{all} = 46$.

RESULTADO DA ETAPA 3: Das 95 usinas consideradas semelhantes à atividade de projeto conforme apresentado na ETAPA 2, 49 são projetos registrados no MDL ou em processo de registro e validação. Logo, $N_{all} = 46$.

- **ETAPA 4:** Dentre os projetos semelhantes identificados na Etapa 3, identifique aqueles que aplicam tecnologias diferentes daquela aplicada na atividade de projeto. Note seu número N_{diff} .

De acordo com as “Diretrizes”, tecnologias diferentes são aquelas que entregam a mesma capacidade e diferem em pelo menos um dos seguintes itens:

- a) Fonte de energia/combustível (ex. geração de energia por diferentes fontes de energia como eólica e hidrelétrica e diferentes tipos de combustíveis como biomassa e gás natural);

Todas as 46 usinas hidrelétricas usam a mesma fonte de energia/combustível que a atividade de projeto.

- b) Matéria-prima (exemplo: produção de combustível etanol por diferentes matérias-primas como cana de açúcar e amido, produção de cimento com porcentagem variável de combustíveis alternativos ou combustíveis menos intensivos em carbono);

Não aplicável à atividade de projeto.

- c) Escala da instalação (capacidade de energia)/economias de energia;
 - i. Micro (conforme definido no parágrafo 24 da decisão 2/CMP.5 e parágrafo 39 da decisão 3/CMP.6)

Não aplicável à atividade de projeto.

- ii. Pequena (conforme definido no parágrafo 28 da decisão 1/CMP.2)

O MDL considera pequenas usinas – para projetos Tipo I – aquelas com uma capacidade de até 15 MW. Considerando que a atividade de projeto terá uma capacidade instalada de 14,4 MW, o projeto de adição de capacidade é considerado de pequena escala.

Assim, das 46 usinas semelhantes à atividade de projeto, apenas 26 têm uma capacidade de até 15 MW.



iii. Grande

Não aplicável à atividade de projeto.

d) Clima de investimento na data da decisão de investimento, considerando:

i. Acesso à tecnologia

As 26 PCHs que permanecem semelhantes à atividade de projeto têm acesso às mesmas condições de tecnologia e, portanto, este critério não é aplicável ao caso da atividade de projeto.

ii. Subsídios e demais fluxos financeiros

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é o maior provedor de empréstimos a longo prazo no Brasil; ele é responsável por fornecer financiamento a projetos de todas as escalas. Diferentemente de outros países, empréstimos de longo prazo não são tão facilmente oferecidos por bancos comerciais, e em geral estas entidades não têm taxas competitivas quando comparadas às do BNDES. As condições de empréstimo são similares a todas as PCHs com pequenas variações no *spread*.

Em 2002, o governo brasileiro lançou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Como definido no Decreto nº 5.025/2004, o Programa foi estabelecido para aumentar a participação da eletricidade gerada no país por empresas baseadas em fontes renováveis como eólica, biomassa e PCHs conectados à rede nacional (SIN¹⁴). O Programa garante um mercado seguro estabelecido com contratos de longo prazo garantidos pela Eletrobrás com preços atrativos e linhas de crédito especiais garantidas pelo BNDES. Em sua primeira fase, 63 PCHs aderiram ao Programa com uma capacidade instalada total de 1.191 MW. Esta primeira fase foi encerrada em 2004 e ainda não há nenhum indício de se e quando uma segunda fase será aberta. As regras do Programa também incluíam um artigo que previa que todas as receitas advindas de qualquer esquema de comércio de redução de emissões, incluindo o MDL, seriam revertidas ao governo. Ainda há licitações pendentes de alguns projetos que receberam ambos os incentivos.

Das 26 usinas que permanecem semelhantes à atividade de projeto, 11 receberam o benefício do PROINFA, deixando, portanto apenas 15 usinas consideradas semelhantes à atividade de projeto.

iii. Políticas promocionais

Nenhuma política promocional foi considerada como critério no caso da atividade de projeto.

¹⁴ <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>



iv. Quadro regulatório

A análise de prática comum somente considerou as PCHs que operam como Serviço Público (SP), como é o caso da PCH Ernestina. No Brasil, há três outros modos de fornecer eletricidade:

- Produtor Independente de Energia (PIE);
- Auto Produção de Energia (APE); e
- Registro (REG).

O quadro regulatório brasileiro do setor de energia foi desenvolvido entre 1994 e 2004, basicamente em duas etapas. A primeira concentrou-se na privatização e reorganização da estrutura existente e na criação de agências reguladoras (operacionais, institucionais e de mercado). A segunda etapa, por sua vez, ocorreu em 2004 e centralizou o planejamento para garantir o fornecimento de energia no país, já que o Brasil havia sofrido uma crise em 2002 quando um racionamento foi forçado devido à extrema seca que esgotou os principais reservatórios do país. Esta etapa também serviu para acelerar a integração da população na rede nacional elétrica.

Conforme descrito no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)¹⁵, a reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou em 1993 com a Lei nº 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e foi marcada pela promulgação da Lei nº 9.074 de 1995, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre.

Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado. Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro.

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro.

Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética - EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE) e uma instituição para dar

¹⁵ <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>



continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres.

Na última década, o Setor Elétrico Brasileiro sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. A tabela abaixo apresenta um resumo das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual, que acabaram por resultar em transformações nas atividades de alguns agentes do setor.



Tabela 19 – Diferenças entre as fases do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: CCEE¹⁶

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) para as Distribuidoras.

¹⁶ <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>



Considerando-se que este novo quadro regulatório só entrou em vigor em Março de 2004, é razoável que as usinas consideradas na análise de prática-comum tenham tido sua decisão de construção após esta data. Como os PPs não encontraram esta informação para todas as usinas analisadas nesta sub-etapa, as usinas só foram consideradas similares se sua operação comercial teve início após março de 2004, de modo que todas as usinas sejam comparadas sob o mesmo quadro regulatório.

Logo, das 15 usinas que permaneceram semelhantes à atividade de projeto, apenas uma usina se enquadrou nos critérios acima.

- v. Demais características, como:
 - i. Natureza do investimento (ex. custo unitário da capacidade é considerada diferente se o custo diferir em pelo menos 20%).

Este critério não foi aplicado na análise da atividade de projeto.

RESULTADO DA ETAPA 4: Após analisar as usinas ao longo da Etapa 4, verificou-se que não há nenhuma pequena central hidrelétrica que permaneceu semelhante à atividade de projeto e, portanto, $N_{diff} = 45$.

- **ETAPA 5:** Calcule o fator $F = 1 - N_{diff} / N_{all}$ representando a parcela de projetos semelhantes (taxa de penetração da medida/tecnologia) utilizando uma medida/tecnologia semelhante à medida/tecnologia utilizada na atividade de projeto proposta que entrega a mesma capacidade que a atividade de projeto.

a) $F = 1 - N_{diff} / N_{all}$

$$F = 1 - 45 / 46$$

$$F = 1 - 0,9782$$

$$F = 0,0218$$

De acordo com a “Ferramenta”, a atividade de projeto só é considerada uma prática comum dentre um setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior do que 0,2 e $N_{all} - N_{diff}$ for maior do que 3.

Conforme apresentado acima, o fator F não é maior do que 0,2 e, portanto, a atividade de projeto não é uma prática comum no país.

RESULTADO DA ETAPA 5: Como demonstrado na análise de prática comum, projetos similares a PCH Ernestina não são amplamente observados no Brasil e, portanto, o projeto não é considerado como uma prática comum.

RESULTADO DA ADICIONALIDADE: De todas as etapas incluídas na seção B.5., a conclusão é de que a atividade de projeto é adicional, e não é (parte do) o cenário de linha de base. Sem os benefícios do MDL, o projeto não seria implantado.



B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Emissões do Projeto

De acordo com a ACM0002, para a maioria das atividades de projeto de geração de energia elétrica por fontes renováveis, $PE_y = 0$. Contudo, alguns projetos podem envolver emissões significativas que devem ser consideradas como:

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

Em que:

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2e)

$PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto derivadas do consumo de combustíveis fósseis no ano y (tCO_2e)

$PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto pela operação de usinas geotermiais pelo lançamento de gases não-condensáveis no ano y (tCO_2e)

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

As emissões de GEE derivadas da PCH Ernestina são iguais a zero, uma vez que a atividade de projeto não possui consumo de combustíveis fósseis ($PE_{FF,y} = 0$) e não considera a operação de usinas geotermiais ($PE_{GP,y} = 0$). As emissões do projeto derivadas de seu reservatório também não são consideradas, uma vez que a área do reservatório existente não será ampliada, como justificado na Seção B.2.

Emissões de Linha de Base

As emissões de linha de base devem incluir emissões de CO_2 de geração de energia elétrica por usinas de fontes fósseis que são deslocados devido à atividade de projeto. A metodologia assume que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis do cenário de linha de base seria gerada por usinas existentes e conectadas à rede e pela adição de novas usinas de geração elétrica conectadas à rede. As emissões de linha de base são calculadas a seguir:

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

Em que:

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

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade gerada que é produzida e enviada à rede como resultado da implantação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh)

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão margem combinada de CO_2 para geração de eletricidade na rede no ano y e calculado utilizando a última versão da “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico (tCO_2/MWh)”



Cálculo de $EG_{PJ,y}$

O cálculo de $EG_{PJ,y}$ é diferente para (a) usinas novas (*greenfield*), (b) para *retrofits* e substituições, e (c) para adições de capacidade.

A atividade de projeto consiste na adição de capacidade a uma usina hidrelétrica existente (b) e, portanto, o cálculo do parâmetro $EG_{PJ,y}$ é o que segue:

c) Adição de capacidade a uma usina existente de geração de energia elétrica

A metodologia ACM0002 prevê que na adição de uma nova usina pode em alguns casos afetar a geração de energia elétrica da usina existente. Tal caso se aplica, por exemplo, nas seguintes situações:

- Nova turbina instalada em uma hidroelétrica existente pode afetar a geração de energia elétrica das turbinas existentes;
- Nova unidade geotérmica instalada próxima à uma usina geotérmica existente pode afetar a geração de energia elétrica da usina existente.

Em outras situações, a(s) usina(s) existente(s) pode(m) ou não ser afetada(s). Isto se aplica, por exemplo, nas seguintes situações:

- Nova usina solar instalada próxima à uma já existente pode ou não afetar a radiação recebida pela usina existente e poderia, portanto, não afetar a geração de eletricidade da usina existente.

No caso em que a adição de capacidade pode afetar a geração de energia elétrica de usinas já existentes, os PPs deverão utilizar o método aplicado à substituições e *retrofits* conforme o disposto na seção (b) da metodologia. $EG_{facility,y}$ corresponde ao total de energia elétrica gerada pela usina/unidade e pela nova usina/unidade. Um medidor separado para a energia que é entregue à rede pela usina/unidade adicional não é necessária sob esta opção.

A geração de energia em projetos de fontes renováveis pode variar significativamente de ano a ano, devido a variações naturais quanto à disponibilidade do recurso renovável (e.g. regime de chuvas, velocidade do vento ou nível de radiação solar).

O uso de alguns anos históricos para estabelecer a geração de energia no cenário de linha de base pode, portanto, envolver uma incerteza significativa. A metodologia considera esta incerteza ajustando a geração histórica de energia com seu desvio padrão médio, de modo a garantir que a geração de energia no cenário de linha de base seja estabelecida de modo conservativo e que o cálculo de redução de emissão seja atribuível à atividade de projeto.



$EG_{PJ,y}$ é calculado como segue:

$$EG_{PJ,y} = EG_{\text{facility},y} - (EG_{\text{historical}} + \sigma_{\text{historical}}); \text{ até } DATE_{\text{BaselineRetrofit}}$$

e

$$EG_{PJ,y} = 0; \text{ on/after } DATE_{\text{BaselineRetrofit}}$$

Em que:

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade de eletricidade gerada e enviada à rede como resultado da implantação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh)

$EG_{\text{facility},y}$ = Quantidade de eletricidade gerada e enviada à rede pela atividade de projeto no ano y (MWh)

$EG_{\text{historical}}$ = Média anual histórica da energia gerada e enviada à rede pela usina existente que era operada antes da implantação da atividade de projeto (MWh)

$\sigma_{\text{historical}}$ = Desvio padrão médio da média anual histórica da energia gerada e enviada à rede pela usina existente que era operada antes da implantação da atividade de projeto (MWh)

$DATE_{\text{BaselineRetrofit}}$ = Momento no tempo em que o equipamento existente seria substituído na ausência da atividade de projeto (data)

$EG_{\text{historical}}$ é a média anual histórica da geração de energia enviada à rede pela usina existente que era operada antes da implantação da atividade de projeto. Para determinar este parâmetro, os participantes do projeto podem escolher entre dois períodos históricos, permitindo certa flexibilidade: o uso de um período de tempo mais longo pode resultar em um desvio padrão menor e o uso de um período de tempo mais curto pode permitir uma melhor reflexão das circunstâncias (técnicas) observadas durante os anos mais recentes.

Os participantes do projeto podem escolher dentre as duas opções abaixo determinar o parâmetro $EG_{\text{historical}}$:

- a) Os últimos cinco anos anteriores à implantação da atividade de projeto; ou
- b) O período de tempo do ano após $DATE_{\text{hist}}$ até o último ano antes da implantação da atividade de projeto, contanto que o período inclua ao menos cinco anos, em que $DATE_{\text{hist}}$ é o momento no tempo mais tardio entre:
 - i. Início da operação comercial da usina/unidade;
 - ii. Se aplicável: a última adição de capacidade da usina/unidade; ou
 - iii. Se aplicável: o último *retrofit* da usina/unidade.

Os PPs selecionaram o método a) últimos cinco anos anteriores à implantação da atividade de projeto para o cálculo de $EG_{\text{historical}}$.



Cálculo de $DATE_{BaselineRetrofit}$

Para estimar o momento em que o equipamento existente necessitaria ser substituído na ausência da atividade de projeto ($DATE_{BaselineRetrofit}$), os participantes do projeto podem seguir uma das seguintes abordagens, como definido pela metodologia aprovada e consolidada ACM0002, versão 13.0.0:

- a) A vida útil média dos equipamentos pode ser determinada e documentada, considerando práticas comuns no setor e país, por exemplo, com base em pesquisas da indústria, estatísticas, publicações técnicas, etc.;
- b) As práticas comuns da empresa responsável referentes à cronogramas de substituição podem ser avaliadas e documentadas, com base em registros históricos de substituição de equipamentos similares, por exemplo.

A metodologia também prevê que o momento em que o equipamento existente necessitaria ser substituído na ausência da atividade de projeto deve ser selecionado de modo conservador; no caso de se identificar um período, a primeira data deverá ser selecionada.

De acordo com a metodologia aprovada e consolidada de linha de base ACM0002, a fim de se estimar o ponto no tempo em que um equipamento existente necessitaria ser substituído/repotenciado na ausência da atividade de projeto ($DATE_{BaselineRetrofit}$), os participantes do projeto podem utilizar a vida técnica média típica do tipo de equipamento que pode ser determinado e documentado considerando práticas comuns no setor e no país, com base em pesquisas da indústria, estatísticas, literatura técnica, etc.

A literatura técnica de diferentes fontes internacionais confirma que usinas hidrelétricas podem ter uma vida técnica média típica até 100 anos.

A Agência Internacional de Energia (IEA – *International Energy Agency*) é uma organização autônoma que trabalha visando garantir energia limpa, acessível e confiável aos seus 28 países membros. Fundada em resposta à crise de petróleo de 1973 e 1974, o papel inicial da IEA era auxiliar os países a coordenar uma resposta coletiva às principais interrupções no fornecimento de petróleo liberando os estoques de emergência ao mercado. Enquanto isto permanece sendo um aspecto chave de seu trabalho, a IEA evoluiu e se expandiu e hoje está no coração do diálogo global sobre energia, fornecendo pesquisas, estatísticas, análises e recomendações na área. Hoje, a IEA tem quatro áreas principais cujos focos são a segurança energética, desenvolvimento econômico, consciência ambiental e engajamento global.

De acordo com a IEA, usinas hidrelétricas têm uma vida técnica útil de até 100 anos devido ao fato de que a hidroeletricidade é a fonte de energia comprovadamente mais confiável, flexível e eficiente com base em mais de 100 anos de experiência. Atualizações e remodelações podem estender de imediato a vida útil de plantas que contribuem ao baixo custo da eletricidade gerada por hidrelétricas¹⁷.

¹⁷ Available at http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Hydropower_Essentials.pdf



O Programa de Análise de Sistemas de Tecnologia de Energia (ETSAP – *Energy Technology Systems Analysis Programme*) é um acordo de implantação da IEA e também cita que pequenas usinas hidrelétricas com capacidade instalada até 10 MW e usinas hidrelétricas com mais de 10 MW têm uma vida técnica útil até 100 anos¹⁸. O ETSAP foi estabelecido originalmente em 1976 e funciona como um consórcio de equipes formadas por países membros e equipes convidadas que cooperam ativamente para estabelecer, manter e expandir uma capacidade analítica consistente e global de energia/economia/meio ambiente/engenharia (4E). Sua estrutura consiste em equipes nacionais individuais em cerca de 70 países, e uma metodologia comum, comparável e combinável, baseada principalmente em modelos da família MARKAL/TIMES que permitem a compilação de cenários energéticos de longo prazo e análises nacionais e globais de energia e meio ambiente.

A Rede Internacional Europeia para Energia Sustentável (INFORSE – Europa – *European International Network for Sustainable Energy*) trabalha visando soluções energéticas sustentáveis para proteger o meio ambiente e reduzir a pobreza. A INFORSE – Europa é uma das sete regiões da Rede Internacional Europeia para Energia Sustentável (INFORSE – *International Network for Sustainable Energy*), uma Organização Não-Governamental global formada no Fórum Global no Rio em 1992. A INFORSE tem mais de 145 organizações membros no mundo e trabalha para a implantação de soluções energéticas sustentáveis pela troca de informações, criando consciência, formulando e implantando estratégias e realizando lobby de fóruns internacionais. A INFORSE – Europa hoje tem 80 membros em 35 países.

A INFORSE – Europa também indica que pequenas centrais hidrelétricas apresentam uma vida técnica média de mais de 70 anos, e que especialistas indicam que este período pode chegar aos 100 anos¹⁹.

De modo a fornecer mais evidências de como hidrelétricas podem operar por até 100 anos, a seguinte tabela mostra as diferentes usinas hidrelétricas brasileiras que iniciaram sua operação no início do século XX e que ainda não foram repotenciada ou que sofreram repotenciação após um longo período de operação.

¹⁸ <http://www.iea-etsap.org/web/e-techds/pdf/e07-hydropower-gs-gct.pdf>

¹⁹ http://www.inforse.org/europe/success/SU_H_intro.htm



Tabela 20 – Usinas hidrelétricas brasileiras que iniciaram sua operação no início do século XX

Usina	Início da operação	Repotenciação?	Vida útil técnica
Jucu	1909	Repotenciada em 2000	91 anos
São Joaquim	1911	Repotenciada em 2001	90 anos
Capão Preto	1911	Repotenciada em 2008	97 anos
Esmeril	1912	Repotenciada em 1997	85 anos
Fruteiras	1912	Repotenciada em 2000	88 anos
Chibarro	1912	Repotenciada em 2008	96 anos
Gavião Peixoto	1913	Repotenciada em 2007	94 anos
Coronel Domiciano	1918	Adição de capacidade em 1995	95 anos
Alegre	1920	Repotenciada em 2000	80 anos
Ijuí	1923	-	90 anos
Dourados	1926	Repotenciada em 2002	76 anos
Marzagão	1927	Adição de capacidade em 2001	86 anos
Capigui	1933	Adição de capacidade em 1953 e 1955	80 anos
Herval	1941	-	72 anos
Passo do Inferno	1948	-	65 anos
Forquilha	1950	-	63 anos
Ijuizinho		-	
VIDA ÚTIL MÉDIA			83 YEARS
ERNESTINA	1957	Adição de capacidade programada	56 YEARS



As usinas apresentadas acima que foram repotenciada tiveram seus equipamentos substituídos por novos, e aquelas que sofreram uma adição de capacidade receberam novos equipamentos para operar conjuntamente com os antigos e complementar sua geração de energia.

Como pode ser verificado na tabela acima, as usinas hidrelétricas analisadas têm uma vida operacional média de 83 anos. Os PPs decidiram utilizar esta média de modo conservador para calcular o tempo operacional restante da PCH Ernestina.

Considerando que a atividade de projeto iniciou sua operação em 1952, a vida útil remanescente é a que segue:

Vida técnica operacional média: 83 anos

Vida operacional atual: 57 anos

Vida útil remanescente: $83 - 57 = 27$ anos

Logo, $DATE_{BaselineRetrofit}$ é 2040. Considerando que o projeto tem concessão da ANEEL de acordo com seu Contrato de Concessão²⁰ até 2035, os PPs decidiram utilizar $DATE_{BaselineRetrofit} = 2035$ de modo conservador.

Todas as informações apresentadas na Tabela 15 têm fonte nos seguintes links:

- **Data de início da operação**

Jucu

http://www.edpbr.com.br/energia/geracao_renovaveis/geracao/espírito_santo/pch_jucu/pch_jucu.asp

São Joaquim

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Capão Preto

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Esmeril

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Fruteiras

http://www.edpbr.com.br/energia/geracao_renovaveis/geracao/espírito_santo/pch_fruteiras/pch_fruteiras.asp

Chibarro

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

²⁰ http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documentos_Aplicacao/CG0025CEEE.pdf



Gavião Peixoto

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Coronel Domiciano

<http://www.grupoenergisa.com.br/Geracao/energisa/historia.aspx>

Alegre

http://www.edpbr.com.br/energia/geracao_renovaveis/geracao/espírito_santo/pch_alegre/pch_alegre.asp

Ijuí

http://www.carlosadib.com.br/elet_fatos.html

Dourados

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Marzagão

http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2002/Teses/Tese_Jose_Roberto.pdf

Capigui

http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/archives/Relat%C3%B3rio_de_An%C3%A1lise_Ambiental_CEEE-GT.pdf

Herval

http://www.carlosadib.com.br/elet_fatos.html

Passo do Inferno

http://www.carlosadib.com.br/elet_fatos.html

Forquilha

http://www.carlosadib.com.br/elet_fatos.html

- **Dados sobre repotenciação**

Jucu

<http://www.escelsa.com.br/aescelsa/usinas.asp>

São Joaquim

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Capão Preto

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Esmeril

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>



Fruteiras

<http://www.escelsa.com.br/aescelsa/usinas.asp>

Chibarro

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Gavião Peixoto

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Coronel Domiciano

http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2002/Teses/Tese_Jose_Roberto.pdf

Alegre

<http://www.escelsa.com.br/aescelsa/usinas.asp>

Dourados

<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1151788974.93/view>

Marzagão

http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2002/Teses/Tese_Jose_Roberto.pdf

Capigui

http://www.ceeel.com.br/pportal/ceeel/archives/Relat%C3%B3rio_de_An%C3%A1lise_Ambiental_CEEE-GT.pdf

A tabela abaixo apresenta informações referentes à geração de energia no cenário de linha de base do projeto, calculada a partir da média histórica de 5 anos, conforme determinado pela metodologia. A tabela também apresenta a data em que se espera que a PCH Ernestina entre em operação após a obra de substituição ser concluída. A última coluna apresenta a data em que a concessão federal da usina termina, a qual é adotada como o momento em que o equipamento existente necessitaria ser substituído na ausência da atividade de projeto ($DATE_{BaselineRetrofit}$).

Tabela 21 – Informações de linha de base

Capacidade Instalada após Adição de Capacidade (MW)	EG Baseline (MWh)	Desvio Padrão ($\sigma_{historical}$)	Entrada em operação esperada do projeto após adição de capacidade	Término da Concessão
14,40	24.018	297	2015	2035 ²¹

²¹ http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documents_Aplicacao/CG0025CEEE.pdf



Cálculo do Fator de emissão

As emissões de linha de base devem considerar apenas as emissões de CO₂ derivadas da geração de eletricidade em usinas movidas a combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade de projeto.

De acordo com a “Ferramenta para calcular um fator de emissão de um sistema elétrico”, o fator de emissão CO₂ para o deslocamento da eletricidade gerada pelas usinas de um sistema elétrico é determinado pelo cálculo da margem combinada do fator de emissão (CM) do sistema elétrico. O CM é resultado de uma média ponderada de dois fatores de emissão referentes ao sistema elétrico: a margem de operação (OM) e a margem de construção (BM). A margem de operação é o fator de emissão que se refere ao grupo de usinas existentes cuja geração de eletricidade atual seria afetada pela atividade de projeto MDL proposta. A margem de construção do fator de emissão refere-se ao grupo de usinas potenciais cuja construção e operação futura seria afetada pela atividade de projeto MDL proposta. A metodologia assume que toda a geração de eletricidade acima dos níveis de linha de base seria gerada por usinas existentes conectadas à rede e pela adição de novas usinas também conectadas à rede.

Conforme descrito na seção B.4, o fator de emissão é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”. A margem combinada (CM) do fator de emissão é a combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”. A ferramenta indica que o fator de emissão para a rede é determinada pelas seguintes etapas:

1. ETAPA 1: Identifique os sistemas elétricos relevantes;
2. ETAPA 2: Selecione se serão incluídas usinas isoladas no sistema elétrico do projeto (opcional);
3. ETAPA 3: Selecione o método para determinar a margem de operação (OM);
4. ETAPA 4: Calcule a margem de operação do fator de emissão de acordo com o método selecionado;
5. ETAPA 5: Calcule a margem de construção do fator de emissão (BM);
6. ETAPA 6: Calcule a margem combinada (CM) do fator de emissão.

ETAPA 1: Identifique os sistemas elétricos relevantes

O sistema elétrico no Brasil tem seu subsistema principal, o Sistema Interligado Nacional (SIN) – a rede elétrica nacional –, e diversos sistemas isolados localizados em sua maioria na região Amazônica. Considerando que a atividade de projeto gera e entrega eletricidade ao SIN, este é o sistema elétrico relevante considerado.

Todos os dados requeridos pela Ferramenta são referenciados do Operador Nacional do Sistema (NOS), entidade responsável pela coordenação e controle da operação de todas as instalações de geração e transmissão no SIN. A AND Brasileira define este sistema na Resolução nº 8 de 26/05/2008, disponível em http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf.



ETAPA 2: Selecione se serão incluídas usinas isoladas no sistema elétrico do projeto (opcional)

Os PPs selecionaram a opção I da “Ferramenta” e nenhuma usina isolada foi incluída no sistema elétrico do projeto:

- Opção I: Apenas usinas conectadas à rede foram incluídas no cálculo.

ETAPA 3: Selecione o método para determinar a margem de operação (OM)

O cálculo da margem de operação do fator de emissão ($EF_{grid,OM,y}$) pode se basear nos seguintes métodos:

- (a) OM Simples;
- (b) OM Simples ajustado;
- (c) OM Análise de dados despachados; ou
- (d) OM Médio.

A AND Brasileira calcula anualmente o fator de emissão do país com base na análise de dados despachados OM (c) e, portanto, os PPs utilizam dados oficiais no cálculo do fator de emissão.

ETAPA 4: Calcule a margem de operação do fator de emissão de acordo com o método selecionado

(a) OM Análise de dados despachados

A análise de dados despachados OM do fator de emissão ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas usinas conectadas à rede que efetivamente despacham na margem durante cada hora h em que o projeto está deslocando eletricidade da rede. Esta abordagem não é aplicável para dados históricos e, portanto, requer monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$. O fator de emissão é calculado como segue:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum EG_{PJ,h} * EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Em que:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Análise de dados despachados da margem de operação do fator de emissão CO₂ no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade despachada pelo projeto na hora h do ano y (MWh)

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão CO₂ das usinas no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,y}$ = Eletricidade total deslocada pelo projeto no ano y (MWh)

h = Horas no ano y em que o projeto desloca eletricidade

y = Ano em que o projeto desloca eletricidade da rede

O fator de emissão horário é calculado com base na eficiência energética da usina conectada à rede e pelo tipo de combustível utilizado, como segue:



$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum EG_{n,h} * EF_{EL,n,y}}{\sum EG_{n,h}}$$

Em que:

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão CO₂ das usinas conectadas à rede no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{n,h}$ = Eletricidade líquida gerada e entregue à rede por cada usina n na hora h (MWh)

$EF_{EL,p,y}$ = Fator de emissão CO₂ das usinas n no ano y (tCO₂/MWh)

n = Usinas conectadas à rede no topo do despacho

h = Horas no ano y em que o projeto desloca eletricidade da rede

A AND Brasileira é responsável por fornecer $EF_{EL,DD,h}$ de modo que os PPs possam calcular a margem de operação do fator de emissão. Logo, estes dados serão atualizados anualmente com base em informações oficiais publicadas pela AND, disponibilizadas em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>.

ETAPA 5: Calcule a margem de construção do fator de emissão (BM)

Os PPs selecionaram a opção 2 definida na “Ferramenta” para calcular a margem de construção do fator de emissão, como segue:

- Opção 2: Para o primeiro período de obtenção de créditos, a margem de construção do fator de emissão deverá ser atualizado anualmente, ex post, incluindo as usinas construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não estiver disponível, incluir aquelas usinas construídas até o último ano com informações disponíveis. Para o segundo período de obtenção de créditos, a margem de construção do fator de emissão deverá ser calculada ex ante conforme descrito na Opção 1 acima. Para o terceiro período de obtenção de créditos, a margem de construção do fator de emissão calculado para o segundo período deverá ser utilizado.

A margem de construção do fator de emissão é a média ponderada de geração do fator de emissão (tCO₂/MWh) de todas as usinas m durante o ano y e mais recente para o qual os dados de geração elétrica estão disponíveis, e é calculado como segue:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum EG_{m,y}}$$

Em que:

$EF_{grid,BM,y}$ = Margem de construção do fator de emissão CO₂ no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{m,y}$ = Eletricidade líquida gerada e entregue à rede pela usina m no ano y (MWh)

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

m = Usinas incluídas na margem de construção

y = Ano histórico mais recente para o qual as informações de geração estão disponíveis



A AND Brasileira é responsável por fornecer a margem de construção do fator de emissão que é utilizado no cálculo do fator de emissão do país. Logo, este dado será atualizado anualmente com base em dados oficiais publicados pela AND e disponibilizados em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>.

ETAPA 6: Calcule a margem combinada (CM) do fator de emissão

O cálculo da margem combinada (CM) do fator de emissão ($EF_{grid,CM,y}$) tem base em um dos seguintes métodos:

- (a) Média ponderada CM; ou
- (b) CM Simplificado.

A opção (a) média ponderada CM foi aplicada como segue:

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

Em que:

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão da margem de operação no ano y (tCO_2/MWh);

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão da margem de construção no ano y (tCO_2/MWh);

W_{OM} = Ponderação da margem de operação do fator de emissão (%);

W_{BM} = Ponderação da margem de construção do fator de emissão (%).

Segundo a ferramenta, os seguintes valores padrão devem ser utilizados para W_{OM} e W_{BM} :

- Atividades de projetos de geração eólica e solar: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ para o primeiro período de obtenção de créditos e para os períodos subsequentes;
- Demais projetos: $W_{OM} = 0,5$ e $W_{BM} = 0,5$ para o primeiro período de obtenção de créditos, e $W_{OM} = 0,25$ e $W_{BM} = 0,75$ para o segundo e terceiro períodos de obtenção de créditos, a não ser que especificado de outra maneira na metodologia aprovada que refere-se à ferramenta.

No caso da PCH Ernestina, o valor padrão de 50% será considerado para ambos os fatores de emissão da margem de operação e construção.

Fugas

De acordo com a versão mais recente da metodologia ACM0002, não há nenhuma fuga a ser considerada. As principais emissões que poderiam implicar em fugas no contexto de projetos no setor elétrico são emissões derivadas de atividades como a construção de usinas e emissões a montante de usos de combustíveis fósseis (e.g. extração, processamento, transporte). Estas emissões são negligenciadas.



Reduções de Emissão

As reduções de emissão são calculadas a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Em que:

ER_y = Reduções de emissão no ano y (tCO_2e)

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

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2e)

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado / Parâmetro:	$EG_{\text{historical}}$
Unidade	MWh
Descrição	Média histórica anual da eletricidade líquida entregue à rede pela usina existente que era operada antes da implantação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Local da atividade de projeto
Valor aplicado	Por favor, veja tabela no Anexo 4
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Toda a eletricidade gerada pela PCH Ernestina desde o início de sua operação em 1957 até hoje foi medida por medidores de energia.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro:	$\sigma_{\text{historical}}$
Unidade	MWh
Descrição	Desvio padrão da média histórica anual da energia líquida gerada e entregue à rede pela usina existente que era operada antes da implantação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Calculado a partir dos dados de $EG_{\text{historical}}$
Valor aplicado	297
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Este parâmetro será calculado como o desvio padrão da geração anual de energia utilizada para calcular $EG_{\text{historical}}$.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-



Dado / Parâmetro:	DATE _{BaselineRetrofit}
Unidade	Data
Descrição	Momento em que o equipamento existente necessitaria ser substituído na ausência da atividade de projeto
Fonte do dado	Local da atividade de projeto
Valor aplicado	2035
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Conforme as definições da metodologia acima
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro:	Cap _{BL}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina anterior à implantação da atividade do projeto. Para novas usinas, este valor é zero.
Fonte do dado	Local da atividade de projeto
Valor aplicado	4.800.000
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	-
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-



Dado / Parâmetro:	A _{BL}
Unidade	m ²
Descrição	Área do reservatório medida pela superfície d'água, antes da implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m ²). Para novos reservatórios, este valor é zero.
Fonte do dado	Local da atividade de projeto.
Valor aplicado	38.020.000
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	-
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro:	W _{OM}
Unidade	%
Descrição	Peso da margem de operação
Fonte do dado	Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico
Valor aplicado	50
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Cálculo do fator de emissão.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro:	W _{BM}
Unidade	%
Descrição	Peso da margem de operação
Fonte do dado	Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico
Valor aplicado	50
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Cálculo do fator de emissão.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-



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

Como demonstrado na Seção B.6.1, não nenhuma fuga ou emissões do projeto a serem consideradas no cálculo de reduções de emissão. Assim, as reduções de emissão são o mesmo que as emissões de linha de base:

$$ER_y = BE_y$$

Em que:

ER_y = Reduções de emissão no ano y (tCO_2);

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

$$ER_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2,grid,y}$$

Em que:

ER_y = Reduções de emissão no ano y (tCO_2);

$EG_{BL,y}$ = Quantidade de energia gerada e enviada à rede como resultado da implantação da atividade de projeto MDL no ano y (MWh);

$EF_{CO_2,grid,y}$ = Fator de emissão da rede no ano y (tCO_2/MWh).

Uma vez que a AND brasileira é responsável pela publicação dos fatores de emissão da rede elétrica nacional, os últimos valores publicados²² para o fator de emissão foram utilizados para estimar as reduções de emissão como segue:

Fator de Emissão - Média Anual da Margem de Construção (tCO_2/MWh)	
2011	
0.1056	

Fator de Emissão – Média Mensal da Margem de Operação (tCO_2/MWh) – 2011											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0.2621	0.2876	0.2076	0.1977	0.2698	0.341	0.3076	0.3009	0.2734	0.3498	0.3565	0.3495

*Média da margem de operação em 2011 = 0,291958

²² <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora>



Como descrito na seção B.6.1, o cálculo do fator de emissão é como segue:

$$EF_{\text{grid, OM,y}} = 0,5 * 0,1056 + 0,5 * 0,291958$$

$$EF_{\text{grid, OM,y}} = 0,0528 + 0,145979$$

$$EF_{\text{grid, OM,y}} = 0,1987 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Espera-se que a PCH Ernestina gere um adicional de aproximadamente 45.552 MWh adicionais; no entanto, considerando-se o ajuste pelo desvio padrão histórico, a atividade de projeto irá gerar aproximadamente 45.255 MWh adicionais, conforme a tabela abaixo:

Tabela 22 – Geração esperada de energia elétrica do projeto

LINHA DE BASE			ADIÇÃO DE CAPACIDADE		
EG_{hist} (1)	σ_{hist} (2)	$EG_{\text{hist}} + \sigma_{\text{hist}}$ (1) + (2) = (3)	Produção Adicional Esperada (4)	$EG_{\text{facility,y}}$ (1) + (4) = (5)	Energia Adicional (5) – (3)
MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
24.018	297	24.315	45.552	69.570	45.255

Portanto, a redução de emissão do projeto é:

$$ER_y = 45.255 * 0,1987$$

$$ER_y = 8.992 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$



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

Ano	Emissões de linha de base (t CO ₂ e)	Emissões do projeto (t CO ₂ e)	Fugas (t CO ₂ e)	Reduções de emissão (t CO ₂ e)
01/06/2015	5.245	0	0	5.245
2016	8.992	0	0	8.992
2017	8.992	0	0	8.992
2018	8.992	0	0	8.992
2019	8.992	0	0	8.992
2020	8.992	0	0	8.992
2021	8.992	0	0	8.992
31/05/2022	3.747	0	0	3.747
Total	62.944	0	0	62.944
Número de anos do período de créditos	7			
Média anual do período de créditos	8.992	0	0	8.992



B.7. Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:

B.7.1. Dados e parâmetros monitorados:

Dado/parâmetro:	$EG_{\text{facility},y}$
Unidade	MWh
Descrição	Quantidade de energia elétrica fornecida pelo projeto à rede no ano y
Fonte do dado	Medidores de energia
Valor aplicado	69.570
Métodos e procedimentos de medição	<p>Há dois medidores no ponto de saída da subestação do projeto: o principal e o de retaguarda. Ambos são do tipo bidirecional. Quando o medidor principal falhar e não operar normalmente, o medidor de retaguarda iniciará as medições de modo que a informação de geração não será perdida. A precisão dos medidores é Classe – 0,2%, de acordo com a Norma Brasileira Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica (estáticos) NBR 14.519.</p> <p>Medidores de alta voltagem irão enviar a informação de geração para quatro pontos:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Painel de Controle Operacional da PCH;2. ONS – via VPN;3. Sala de controle da CEEE-GT em Porto Alegre;4. CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) na qual os totais mensais serão utilizados para fatura de comercialização. <p>Serão utilizadas planilhas obtidas mensalmente dos medidores com dados da geração mensal consolidada que serão comparadas com as planilhas de geração mensal disponíveis no site da CCEE.</p>
Frequência de monitoramento	Mensal
Procedimentos GQ/CQ	O nível de incerteza da informação é Baixo. Esta informação será utilizada para calcular as reduções de emissão. A energia gerada será monitorada pela CEEE-GT e será checada de acordo com as planilhas disponíveis no site da CCEE (comparação entre os dados de operação e relatórios da CCEE pelo Relatório ME001).
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-



Dado/parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO_2/MWh
Descrição	Margem combinada do fator de emissão CO_2 das usinas conectadas à rede no ano y calculada de acordo com a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Fonte do dado	CIMGC/ONS
Valor aplicado	0,1987
Métodos e procedimentos de medição	O fator de emissão ex-post será calculado pela AND Brasileira – CIMGC com dados do ONS. Os itens da fórmula deste parâmetro ($EF_{grid,BM,y}$ e $EF_{grid,OM,y}$) também serão monitorados e calculados pela CIMGC e ONS com os dados despachados do sistema elétrico.
Frequência de monitoramento	Este parâmetro será atualizado anualmente de acordo com os cálculos da CIMGC do SIN.
Procedimentos de GQ/CQ	Este dado é referenciado por uma fonte oficial e está publicamente disponível. A margem de erro deste valor é baixo.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .

Dado/parâmetro:	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade	tCO_2/MWh
Descrição	Margem de construção do fator de emissão CO_2 para o sistema elétrico do projeto no ano y
Fonte do dado	CIMGC/ONS
Valor aplicado	0,2919
Métodos e procedimentos de medição	A margem de operação do fator de emissão será calculada com dados da CIMGC e ONS. Os itens da fórmula do parâmetro $EF_{grid,OM,y}$ também serão monitorados e calculados pela CIMGC e ONS com os dados despachados do SIN.
Frequência de monitoramento	Este parâmetro será atualizado anualmente de acordo com os cálculos da CIMGC para o SIN.
Procedimentos de GQ/CQ	Estes dados serão aplicados no cálculo ex-post do fator de emissão. Os dados serão preenchidos anualmente (arquivo eletrônico). Os dados serão arquivados eletronicamente até dois anos após a conclusão do período de crédito.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .



Dado/parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Margem de construção do fator de emissão de CO ₂ da rede no ano y
Fonte do dado	CIMGC/ONS
Valor aplicado	0,1056
Métodos e procedimentos de medição	A margem de construção do fator de emissão será calculada com dados da CIMGC e ONS. Os itens da fórmula do parâmetro $EF_{grid,OM,y}$ também serão monitorados e calculados pela CIMGC e ONS com os dados despachados do SIN.
Frequência de monitoramento	Este parâmetro será atualizado anualmente de acordo com os cálculos da CIMGC para o SIN.
Procedimentos de GQ/CQ	Estes dados serão aplicados no cálculo ex-post do fator de emissão. Os dados serão preenchidos anualmente (arquivo eletrônico). Os dados serão arquivados eletronicamente até dois anos após a conclusão do período de crédito.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .

Dado/parâmetro:	Cap _{PJ}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina após a implantação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Local do projeto
Valor aplicado	14.400.000
Métodos e procedimentos de medição	A capacidade instalada do projeto é definida pelo conjunto turbo-gerador e não será alterada. Estes equipamentos serão verificados anualmente para garantir que não sejam modificados.
Frequência de monitoramento	Anual.
Procedimentos de GQ/CQ	-
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-



Dado/parâmetro:	A_{PJ}
Unidade	m^2
Descrição	Área do reservatório único ou múltiplos medido na superfície da água, após a implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte do dado	Local do projeto
Valor aplicado	38.020.000
Métodos e procedimentos de medição	Este valor não será alterado e será avaliado pela entidade ambiental que é responsável pela emissão da Licença de Operação. Logo, este parâmetro será verificado anualmente pela Licença de Operação da PCH Ernestina.
Frequência de monitoramento	Annual
Procedimentos de GQ/CQ	-
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:

Os parâmetros que devem ser monitorados durante o tempo de duração do contrato do projeto são a quantidade de energia elétrica gerada e enviada à rede pela usina/unidade do projeto no ano y ($EG_{facility,y}$), a qual o patrocinador do projeto irá medir continuamente, e o fator de emissão da margem combinada de CO_2 para geração de energia interligada à rede no ano y ($EG_{grid,CM,y}$), conforme os procedimentos definidos na metodologia aprovada de monitoramento “ACM0002 – Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”.

Os procedimentos de monitoramento para medição de informações, garantia e controle da qualidade estão descritos abaixo. O fator de emissão, que será aplicado *ex-post*, é publicado anualmente em uma base horária.

Procedimentos de Monitoramento

As medições de energia gerada e entregue à rede serão realizadas por dois medidores redundantes de três fases e quatro fios eletrônicos, que irão enviar os dados para a rede por meio de um gateway. A medição da geração elétrica será feita em dois pontos:

- a. No ponto de saída da casa de força;
- b. No ponto de saída da subestação, ponto no qual a energia é enviada à rede elétrica nacional, integrado ao sistema de controle da subestação, este medidor transmite medições de energia para:
 - a. ONS – via VPN; e
 - c. CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que atua para o registro dos contratos e transações. A CCEE utiliza informação da geração de energia para elaborar as faturas de serviço de transmissão entre o gerador e o consumidor final, entre outros usos.



A figura abaixo mostra um diagrama unifilar simplificado indicando a localização dos instrumentos:

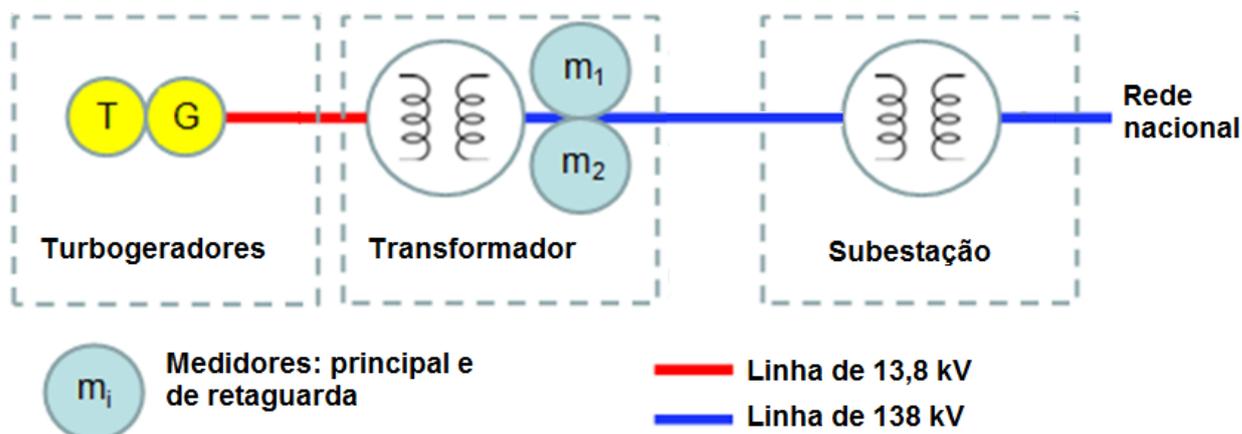


Figura 8 – Diagrama unifilar simplificado

Todos os procedimentos para a medição da eletricidade são definidos pelo ONS de acordo com o "Módulo 12" do documento Procedimentos de Rede, que prevê medições com fins de fatura com o objetivo de estabelecer as responsabilidades, a sistemática e os prazos para o desenvolvimento de projetos no âmbito do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), para a manutenção e inspeção do sistema e para leituras padrão do medidor e certificação do SMF.

O projeto é uma usina a fio d'água que irá receber novos equipamentos, resultando em uma adição de capacidade que irá fornecer uma maior capacidade instalada à usina, mas sem que haja nenhuma modificação em seu reservatório existente. A área do reservatório não sofrerá nenhuma modificação devido à adição de capacidade e não será modificado no futuro. A área do reservatório será avaliada pela entidade ambiental responsável por emitir a Licença de Operação do projeto. Logo, este parâmetro será verificado anualmente pela Licença de Operação da PCH Ernestina.

Estrutura de Gerenciamento e Organizacional

Todas as faturas e outros documentos fiscais serão armazenados no sistema de contabilidade da CEEE-GT.

A pessoa responsável pela reunião e arquivamento dos dados será o gerente do projeto, que é o líder do projeto MDL responsável por acompanhar o registro do projeto da PCH Ernestina.

A CEEE-GT irá proceder com todas as medidas necessárias para a medição da energia e seu monitoramento. Ademais, a partir de informações adquiridas da ANEEL e do ONS, será possível monitorar a geração de energia da PCH Ernestina e o mix de geração elétrica da rede.



Controle e Garantia da Qualidade

Calibração

A calibração dos medidores será feita de acordo com o Sub-Módulo 12.5 “Certificação de padrões de trabalho”, do ONS, o qual atribui responsabilidades relativas à certificação de padrões e estabelece as atividades necessárias à orientação dos agentes responsáveis pela manutenção do Sistema de Medição para Faturamento - SMF no que concerne à garantia da rastreabilidade e à calibração dos seus padrões de trabalho em referência aos padrões do INMETRO ou dos laboratórios da Rede Brasileira de Calibração - RBC.

Quando dúvidas forem detectadas em qualquer um dos medidores, uma ordem é emitida para sua calibração, teste e reparação.

Manutenção e procedimentos de treinamento

A CEEE-GT é responsável pela manutenção dos equipamentos de monitoramento para lidar com possíveis ajustes e incertezas referentes às suas informações.

A CEEE-GT é responsável pelo gerenciamento do projeto, bem como pela organização e treinamento adequado de equipe para técnicas de monitoramento, medição e reportagem.

Arquivo de informações

Todas as informações de medição de energia são armazenadas de acordo com o Sub-Módulo 12.4 “Coleta de dados de medição para faturamento” do ONS, o qual estabelece as responsabilidades e as atividades relativas à coleta direta e/ou passiva de dados de energia elétrica e de qualidade da energia elétrica (QEE) dos medidores dos SMF. A coleta direta dos dados do SMF é realizada por meio do acesso direto do Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE aos medidores.

O SCDE é responsável pela coleta diária e tratamento dos dados de medição, sendo a aquisição destes dados realizada de forma automática, diretamente ao medidor. Este sistema possibilita a realização de inspeções lógicas com acesso direto aos medidores proporcionando maior confiabilidade e acuracidade dos dados obtidos.

A frequência de armazenamento e submissão das informações referentes à PCH Ernestina será anual.

De acordo com um procedimento interno da PCH Ernestina, todas as informações coletadas como parte do plano de monitoramento serão armazenadas eletronicamente e serão mantidas por um período de dois anos após a última emissão de créditos. Os procedimentos de coleta e armazenamento dos dados está descrito no documento “Procedimento para Controle e Armazenamento de Documentos Relacionados à Movimentação dos Créditos de Carbono da PCH Ernestina”.



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

Data em que a versão inicial da seção de linha de base e da metodologia de monitoramento foi finalizada:
27/06/2013.

Nome da pessoa / entidade responsável pela linha de base –

Empresa: Lumina Engenharia e Consultoria Ltda.
Rua: Bela Cintra 746, cj 102
Cidade: São Paulo
CEP: 01415-000
País: Brasil
Pessoa de contato: Sergio Augusto Weigert Ennes
Titulo: Diretor de projetos
Telefone: +55 (11) 3259-4033
Fax: +55 (11) 3259-4033
E-mail: sergio.ennes@luminaenergia.com.br

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

C.1. Duração da atividade do projeto:

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

01/03/2014

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

23a-0m

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

C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável:

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

01/06/2015 (ou data de registro do projeto sob o MDL, o que ocorrer por último)

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

7 anos



C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:

C.2.2.1. Data de início:

Não aplicável

C.2.2.2. Duração:

Não aplicável

SEÇÃO D. Impactos ambientais

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

A CEEE-GT desenvolveu um Relatório Ambiental Simplificado, no qual são analisados os impactos oriundos da adição de capacidade da PCH Ernestina. Esta análise considerou os meios físico, biótico e antrópico sobre as áreas de influência direta e indireta do projeto a fim de se identificarem medidas de mitigação e/ou compensação.

O Relatório Ambiental Simplificado foi elaborado com base no Termo de Referência de Licenciamento de PCHs. Em termos gerais, o Relatório considerou o que segue:

- Informações Gerais
- Caracterização do Empreendimento;
- Localização;
- Manifestação dos Poderes Municipais;
- Diagnóstico Ambiental;
- Avaliação dos Impactos Ambientais;
- Plano de Controle Ambiental;
- Plano de Uso e Conservação do Entorno do Reservatório;
- Plano de Monitoramento.

Cabe destacar que a implantação do empreendimento caracteriza-se pelo impacto ambiental reduzido. A adição de capacidade à PCH Ernestina ocorrerá exclusivamente devido à construção de um novo sistema de adução e uma nova casa de força, com nenhuma interferência ou prejuízo à barragem existente. Os principais impactos identificados no Relatório Ambiental Simplificado do projeto como segue:



1. Impactos Relacionados ao Meio Físico

- Erosão em caminhos, estradas e acessos;
- Erosão no canteiro de obras;
- Modificação do escoamento superficial;
- Degradação por geração de efluentes de origem doméstica;
- Degradação por geração de resíduos sólidos de origem doméstica;
- Degradação física por acumulação de resíduos de obras;
- Poluição do solo por manuseio de materiais potencialmente poluidores;
- Aumento na emissão de ruído e poeiras;
- Proteção e recuperação dos recursos hídricos e edáficos;
- Alteração das características cênicas;
- Supressão de solos com aptidão para pastagem e pequenas lavouras.

2. Impactos Relacionados ao Meio Biótico

- Afugentamento da fauna no local e acessos à obra;
- Mortandade dos animais por estresse;
- Caça e pesca ilegais;
- Atropelamento da fauna nos acessos;
- Maior conscientização ambiental da comunidade;
- Perda de habitats;
- Supressão de espécies vegetais nas áreas de obras;
- Intensificação no controle à caça e pesca ilegais;
- Recuperação de áreas degradadas, mata ciliar e demais áreas de preservação permanente e ampliação das áreas de preservação.

3. Impactos Relacionados ao Meio Antrópico

- Perda de áreas produtivas de moradores do entorno / desapropriação de área para implantação do empreendimento;
- Acidente com a população do entorno;
- Acidentes de trabalho;
- Geração local de emprego e renda;
- Geração de impostos;
- Aumento na demanda de bens e serviços.



Os seguintes programas e planos serão desenvolvidos a fim de mitigar/compensar os impactos mencionados acima:

- Plano Ambiental para a Construção;
- Programa de Controle dos Processos Erosivos;
- Programa de Monitoramento da Estabilidade de Taludes;
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas (PRAD);
- Programa de Supressão e Resgate da Vegetação nas Áreas de Obras;
- Programa de Reposição Florestal;
- Programa de Educação Ambiental;
- Programa de Monitoramento da Qualidade da água;
- Programa de Monitoramento da Flora e Fauna Terrestre;
- Programa de Monitoramento da Ictiofauna;
- Programa de Desapropriação.

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

A legislação nacional requer a emissão das seguintes licenças ambientais:

- Licença Prévia – emitida durante a fase preliminar do planejamento do projeto, atesta viabilidade ambiental e contendo requerimentos básicos a serem apresentados durante a construção e operação.
- Licença de Instalação;
- Licença de Operação – emitida antes do fechamento da barragem.

Em relação às licenças e autorizações, o projeto de substituição da PCH Ernestina já obteve o seguinte:

Tabela 23 – Licenças e Autorizações da PCH Ernestina

DOCUMENTO	DATA	DESCRIÇÃO	ÓRGÃO RESPONSÁVEL
LP 757/2011-DL	12/07/2011	Licença Prévia da PCH Ernestina.	FEPAM-RS



SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

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

Conforme a Resolução n ° 1 de 01 de setembro de 2003 e Resolução n ° 7 de 7 de março de 2008, emitida pela AND brasileira – Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), os projetos MDL devem enviar uma carta descrevendo as atividades e solicitando comentários de partes interessadas locais. Cartas-convite foram enviadas em 16/11/2011 para os agentes listados abaixo (cópias das cartas e confirmação de envio do correio recebimento estão disponíveis mediante solicitação). Os avisos de recebimento das cartas foram recebidos entre 01/12/2011 e 06/11/2011.

- Ministério Público Federal;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – FBOMS;
- Ministério Público Estadual do Rio Grande do Sul;
- Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Rio Grande do Sul;
- Prefeitura Municipal de Tio Hugo – RS;
- Câmara dos Vereadores de Tio Hugo – RS;
- Secretaria de Meio Ambiente de Tio Hugo – RS;
- Associação Comercial Industrial de Tio Hugo – RS.

O DCP da PCH Ernestina está disponível no seguinte link:
http://luminaenergia.com.br/v2/carbono/projetos_cdm

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Os seguintes comentários foram recebidos durante o processo de consulta global às partes interessadas da atividade de projeto:

Comentários recebidos de Lasith (parte 1):

- 1) Alega-se que o projeto é uma usina hidrelétrica a fio d'água. Então o cálculo do reservatório está errado. O critério 3 é aplicável apenas à armazenagem bombeada ou projetos hídricos com acumulação. A que o reservatório se refere de acordo com os PP?
- 2) A justificativa de se optar pela alternativa 3 e pela alternativa 4 não é adequada. Deve ser baseada nos dados e figuras mais recentes. Refira à B.4. Por favor esclarecer.
- 3) Os acordos bilaterais, PPA com a Índia são os documentos, a EOD deve verificar completamente.
- 4) A data da decisão do investimento deve ser à época da elaboração do DPR. Então, a base para os fatores de reajuste do custo em uma data posterior à consideração do MDL não é válida. Favor esclarecer. Refira a B.5. Etapa 3a (barreira de investimento).



- 5) Como o benefício do MDL irá aliviar as barreiras técnicas. De acordo com a ferramenta de adicionalidade, se as barreiras não são aliviadas pelo MDL, então o projeto não é adicional.
- 6) O fator de emissão para o Estado não foi calculado. Deve ser disponibilizado à EOD para claramente validar este valor. O fator de emissão na Índia não é de acordo com a “Ferramenta para o fator de emissão do sistema”.
- 7) A eletricidade gerada pelo projeto, consumo auxiliar, perdas de transmissão e do transformador, eletricidade líquida exportada à Índia, eletricidade líquida exportada à rede. Estes parâmetros devem ser monitorados continuamente e devem ser verificados contra os recibos de venda.
- 8) A metodologia menciona que a opção de análise de investimento é utilizada, aplique o que segue:
 - a. Aplique a análise de comparação do investimento, de acordo com a Etapa 3 da Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar a adicionalidade, se mais de uma alternativa restar após a Etapa 2 e se a alternativa remanescente incluir os cenários P1 e P3;
 - b. Aplique a análise benchmark, de acordo com a Etapa 2b da Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade. Se mais de uma alternativa restar após a Etapa 2 e se as alternativas remanescentes incluírem os cenários P1 e P2. Mas os PP falharam em aplicar isto. Favor esclarecer. PLF deve ser baseado nas diretrizes do EB48 Anexo 11 que estabelece que o fator de carga da planta fornecido para bancos e/ou financiadores do capital próprio enquanto aplicando a atividade de projeto para aprovação da implantação; (b) o fator de carga da planta determinado por uma terceira parte contratada pelos participantes do projeto (ex. companhia de engenharia); Mas o DCP não demonstra como o PLF foi definido.
- 9) Se o PLF inclui o desligamento de máquinas, disponibilidade de máquinas. Se a disponibilidade da rede é considerada no cálculo da geração bruta. Para minha surpresa, parâmetros críticos como PLF estão faltando no DCP. Como a EOD permitiu isto.
- 10) A análise de prática comum deve se basear no EB39 Anexo 10 (ferramenta de adicionalidade). Cada etapa da análise de prática comum deve ser cumprida de acordo com a ferramenta.
- 11) O cálculo das reduções de emissão deverão se basear no EB50 Anexo 14 “Ferramenta para emissão de fator do sistema de eletricidade.
- 12) Se apenas um conjunto do medidor principal, conjunto do medidor de retaguarda é suficiente para três projetos. Os parâmetros de monitoramento devem ser verificados pela EOD.
- 13) Os parâmetros técnicos do medidor principal e de retaguarda como nível de precisão, fabricante, etc., devem ser mencionados no DCP.
- 14) O layout das linhas de transmissão da geração ao consumidor com o sistema de medição não é mostrado. Deve-se incluir a distância das linhas de transmissão. A EOD deve verificar se os



medidores estão instalados para monitorar a eletricidade gerada, a eletricidade líquida utilizada no Butão, eletricidade líquida exportada à Índia. Favor esclarecer.

- 15) O status da construção & comissionamento do projeto não é estabelecido no DCP.
- 16) Qual a base de cálculo das perdas de transmissão, consumo auxiliar e perdas do transformador? Qual o comprimento da linha de transmissão?

Comentários recebidos de Lasith (parte 2):

- 1) A EOD deve garantir que os valores do DCP são consistentes e garantem que o projeto MDL é genuíno.
- 2) A EOD deve checar o Relatório Detalhado do Projeto e o Estudo de Viabilidade que é submetido à outras agências e Bancos pelo dono do projeto e garantir que os valores são os mesmos que os apresentados no DPR/FR submetido à EOD.
- 3) Estudo cuidadoso de que o DPR/FR não tem versões diferentes e submetidas com diferentes fins para diferentes agências, o que é totalmente inaceitável, ilegal e antiético.
- 4) O dono do projeto deverá apresentar alguma carta do gerente do banco à EOD declarando que ambos os DPRs apresentados são os mesmos. Este tipo de carta não deverá ser aceita e entretida pela EOD como valor nominal, mas deverá ser verificada independentemente. Enquanto coletando o DPR/FR dos bancos e demais agências, todas as páginas do DPR/FR deverão ter assinatura dos bancos e demais agências para que o DPR/FR real entregue às outras partes pelo PP/Consultor seja o mesmo submetido à EOD.
- 5) Os valores do DPR/FR devem ser completamente comprovados. A EOD deve tomar uma prova assinada dos PP/Consultor sobre a lista de partes a quem este DPR/FR foi submetido e para quais fins. A EOD deverá verificar com todas as partes e confirmar que o mesmo DPR/FR foi apresentado à todas as partes corretamente, sem nenhuma alteração. A EOD não deverá aceitar quaisquer relatórios e documentos dos PP/Consultores. A EOD deverá realizar uma análise independente e utilizar partes totalmente diferentes sem informar os PP/Consultor para verificar os fatos.
- 6) A EOD deverá escrever à parte que preparou o DPR/FR que foi submetido aos bancos e demais agências e o mesmo deverá ser verificado com aquele submetido à EOD pelo PP/Consultor.
- 7) A EOD não deverá entreter este projeto se for descoberto que o DPR/FR foi adulterado em algum momento. O PP não pode entregar versões diferentes do DPR/FR. Deve ser submetido apenas uma versão dada aos bancos e demais agências enquanto obtendo empréstimos e no período de tomada de decisão.



- 8) Os PP consideraram as receitas do MDL enquanto planejando o projeto? Sem o MDL o projeto não seria viável, certo? Este projeto tem um componente de dívida? Então como os bancos ou credores consideraram as receitas do MDL enquanto aceitando financiar o projeto? Se não, este projeto deverá ser rejeitado agora mesmo pela EOD terminando o contrato. Se sim, qual é a evidência? Qual a data do documento de evidência do Banco? Este documento foi impresso há pouco tempo ou há muito tempo? A EOD deverá verificar isto de modo independente. Se o documento foi disponibilizado pelo Banco deve-se verificar de todos os ângulos se este é genuíno, se a data não foi forjada ou alterada. Isto é normalmente feito, a EOD deve estar ciente disto, por favor. Por favor verificar que tipo de comunicação os PP tiveram neste período com o Banco, verificar os e-mails, recibos do correio e datas referidas nos recibos. Não acreditar em recibos de serviços courier já que estes podem ser facilmente manipulados. Insistir em recibos do serviço postal público apenas. Se o projeto for totalmente realizado com recursos próprios, então qual a base dos PPs para investir totalmente com recursos próprios e considerar a receita do MDL? A EOD deverá verificar no mesmo detalhe e verificar os fatos. Há alguma evidência passada de que os PP já investiram ou não em retornos semelhantes ao do projeto? Evidências apropriadas deverão ser revisadas e encontradas pela EOD e a tomada de decisão sobre o projeto deverá se basear em fatos estabelecidos. Não solicitar documentos dos PP, a EOD deverá coletá-los de diferentes fontes para manter uma análise independente.
- 9) Os equipamentos comprados para o projeto são de segunda mão ou de fontes estrangeiras mais baratas? Se sim, esta questão deverá ser avaliada pela EOD já que os recibos serão invariavelmente inflados e adulterados. Os custos totais do projeto mencionados pelos PP são serão os mesmos que os originais. Logo, não há adicionalidade. Estes fatos devem ser avaliados totalmente pela EOD verificando toda a documentação e transações financeiras em extratos bancários e contas certificadas por um analista financeiro aceitável.
- 10) Na perspectiva da EOD, qual auditor fez marketing e desenvolveu os negócios para validar o projeto? Com quem ele ou ela estava coordenando com os PP ou comprador de RCEs? A mesma pessoa que fez marketing para conseguir o trabalho de validar ou participar de algum modo no processo de validação? Isto não é aceitável. É contra as regras e normas de acreditação que são seguidas há tempos. A EOD deverá enviar auditores de diferentes escritórios e países para realizar esta auditoria de validação. A EOD deverá tomar cuidado com a imparcialidade e regras de acreditação. Devido às metas estabelecidas pelos auditores gerentes da EOD e reuniões com clientes e promessas feitas de que o projeto será cuidado. Isto deve ser impedido. Nenhum auditor deve fazer marketing. Apenas a equipe não auditora pode fazer marketing. A EOD deve garantir o mesmo, por favor.
- 11) Apenas se aplicável: As máquinas e equipamentos são parte de uma atividade maior MDL previsto e desenvolvido anteriormente? A EOD deve verificar o mesmo por fontes independentes também. Como algumas atividades de projeto parte de outras não são adicionais e obtém opiniões negativas de validação da EOD, os PP esta realizando o mesmo projeto como individual, o que não é um projeto MDL de nenhuma maneira. A EOD deve verificar o mesmo em fontes independentes e elaborar uma declaração dos PPs de que nenhuma deturpação ou falso testemunhos com relação a isto atrairiam ações legais estritas da CQNUMC e da EOD. Ademais, o projeto registrado deverá perder seu registro no caso de questões futuras contradizendo as submissões realizadas pelo dono do projeto.



- 12) A EOD deve ser mais cuidadosa para que este seja um projeto MDL genuíno. Qual é o custo exato do projeto? O custo do projeto prevê o quê? Todo valor considerado deve ser validado com evidências. Os equipamentos são comprados de segunda mão ou novos de OEM? Em qualquer caso, a EOD deverá avaliar todas as cotações, propostas, ordens de compra, recibos, etc. A EDO deverá verificar com os bancos sob a forma escrita confirmando os valores transacionados, a quem o dinheiro é pago, quando ele é pago, o destinatário do pagamento é correto conforme as ordens de compra. Pode ocorrer que tais valores, nomes e datas sejam fabricados e deturpados neste projeto. A EOD deve terminar o contrato deste projeto imediatamente. Este é o único meio de proteger o valor do processo do MDL. Se os PPs estiverem comprando equipamentos de segunda mão ou segunda qualidade e inflando os valores das ordens de compra e recibos, isto deverá ser comprovado completamente e com os valores reais utilizados para o cálculo da adicionalidade. Só então terei certeza de que a adicionalidade não existe em tal situação.
- 13) Como o cenário de linha de base foi definido neste projeto? Este cenário foi definido hipoteticamente sem evidências e justificativas adequadas? Neste caso, a EOD não pode considerar o cenário de linha de base sugerido no DCP. Por favor, verifique que o projeto realmente tem reduções de emissão reais além das reais do cenário de linha de base. Pode ocorrer que este projeto não se qualifique para RCEs. A EOD não pode assumir valores como dados pelos PPs. Quaisquer valores considerados no projeto e documentos incluindo o DPR real (não o preparado para o MDL, mas o dado aos bancos e outros), devem ser validados, verificados. Não peça aos PPs pelo DPR. Pergunte às partes que receberam o DPR pelos PPs. Adquira o documento diretamente do banco e outros com cada página do DPR e estudo de viabilidade assinadas. Tais documentos podem ser considerados reais. O processo MDL da CQNUMC não pode ser degradado pela fabricação e interpretação indevida do cenário de linha de base do projeto e sua adicionalidade.

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

Por favor, veja as considerações dos participantes de projeto em resposta aos comentários recebidos e mencionados acima do período de consulta global às partes interessadas:

Comentários recebidos de Lasith (parte 1):

- 1) Alega-se que o projeto é uma usina hidrelétrica a fio d'água. Então o cálculo do reservatório está errado. O critério 3 é aplicável apenas à armazenamento bombeado ou projetos hídricos com acumulação. A que o reservatório se refere de acordo com os PP?

PP: A PCH Ernestina iniciou sua operação em 1957 explorando o potencial renovável hidrológico do Rio Jacuí. A capacidade instalada da usina original é de 4,80 MW, com um reservatório de 38,02 km². A atividade de projeto proposta de adição de capacidade deverá adicionar 9,60 MW à PCH Ernestina sem qualquer modificação em seu reservatório existente. Considerando que não haverá nenhum aumento na área do reservatório existente, não há emissões de projeto de CH₄ do reservatório. As únicas emissões de GEE consideradas são emissões de linha de base de CO₂ da geração de eletricidade em usinas alimentadas com combustíveis fósseis na rede que são deslocadas pela atividade de projeto.



- 2) A justificativa de se optar pela alternativa 3 e pela alternativa 4 não é adequada. Deve ser baseada nos dados e figuras mais recentes. Refira à B.4. Por favor esclarecer.

PP: A atividade de projeto consiste em uma adição de capacidade e, de acordo com a versão mais recente da metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), se a atividade de projeto é uma adição de capacidade a uma usina de energia renovável existente e conectada à rede, o cenário de linha de base é o que segue:

Na ausência da atividade de projeto MDL, as instalações atuais continuariam a fornecer eletricidade à rede em níveis históricos, até o ponto no tempo em que a instalação de geração seria substituída ou sofreria um retrofit (DATEBaselineRetrofit). Deste ponto no tempo em diante, assume-se que o cenário de linha de base corresponde à atividade de projeto, e assume-se que nenhuma redução de emissão ocorre.

Segundo a ACM0002, as emissões de linha de base podem incluir apenas emissões de CO₂ da geração de eletricidade em usinas alimentadas com combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade de projeto. A metodologia assume que todos os projetos que geram eletricidade acima dos níveis de linha de base seriam gerados por usinas existentes conectadas à rede e pela adição de novas usinas conectadas à rede.

O fator de emissão foi calculado de acordo com a opção (a) de modo transparente e conservador como uma margem combinada (CM), consistindo na combinação de uma margem de operação (OM) e margem de construção (BM) segundo os procedimentos definidos na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”.

A margem combinada do fator de emissão da rede Brasileira foi calculada de acordo com a “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico” pelo Ministério de Ciência e Tecnologia²³. Os fatores de emissão de CO₂ para geração de eletricidade na rede, necessários para o cálculo da CM, são calculados com base no histórico de geração de usinas despachadas centralmente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Logo, o fator de emissão CM da rede será utilizado para calcular as reduções de emissão do projeto.

- 3) Os acordos bilaterais, PPA com a Índia são os documentos, a EOD deve verificar completamente.

O preço da energia do projeto foi definido pelo Leilão de Energia antes da data de decisão de investimento no Brasil que contratou hidroeletricidade por um preço de R\$67,31/MWh (com data em 17/Dez/2010). Por favor, veja a Seção B.5 do DCP para mais informações.

- 4) A data da decisão do investimento deve ser à época da elaboração do DPR. Então, a base para os fatores de reajuste do custo em uma data posterior à consideração do MDL não é válida. Favor esclarecer. Refira a B.5. Etapa 3a (barreira de investimento).

PP: Conforme explicado na Seção B.5 do DCP, de acordo com o Glossário de Termos do MDL, a data de início de uma atividade de projeto é “a primeira data em que a implantação, construção ou ação real da

²³ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>



atividade de projeto tem início” que normalmente corresponde à data em que os PP se comprometem a gastos significativos referentes à implantação efetiva ou construção da atividade de projeto.

Considerando que a atividade de projeto da PCH Ernestina ainda não adquiriu seus novos equipamentos, já que a CEEE primeiramente publicará uma Licitação para contratar uma empresa para assinar o contrato EPC. Logo, a assinatura deste contrato será a data de início do projeto, pois será o ponto sem retorno para desenvolver a atividade de projeto. Estima-se que a Licitação será anunciada em 01/Dez/2013 e que o contrato EPC será assinado em 01/Mar/2014, que será a data de início do projeto.

- 5) Como o benefício do MDL irá aliviar as barreiras técnicas. De acordo com a ferramenta de adicionalidade, se as barreiras não são aliviadas pelo MDL, então o projeto não é adicional.

PP: De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, os participantes do projeto podem escolher prosseguir com a Etapa 2: Análise de investimento ou Etapa 3: Análise de barreiras.

Os PP decidiram utilizar a análise financeira para demonstrar e avaliar a adicionalidade da PCH Ernestina e nenhuma análise de barreiras foi descrita neste DCP.

- 6) O fator de emissão para o Estado não foi calculado. Deve ser disponibilizado à EOD para claramente validar este valor. O fator de emissão na Índia não é de acordo com a “Ferramenta para o fator de emissão do sistema”.

Segundo a ACM0002, as emissões de linha de base incluem apenas as emissões de CO₂ da geração de eletricidade por usinas de combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade de projeto. A metodologia assume que todos os projetos de geração de eletricidade acima dos níveis de linha de base seriam gerados por usinas existentes conectadas à rede e pela adição de novas usinas conectadas à rede.

O fator de emissão foi calculado de acordo com a opção (a) de modo transparente e conservador como uma margem combinada (CM), consistindo na combinação de uma margem de operação (OM) e margem de construção (BM) segundo os procedimentos definidos na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”.

A margem combinada do fator de emissão da rede Brasileira foi calculada de acordo com a “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico” pelo Ministério de Ciência e Tecnologia²⁴. Os fatores de emissão de CO₂ para geração de eletricidade na rede, necessários para o cálculo da CM, são calculados com base no histórico de geração de usinas despachadas centralmente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Logo, o fator de emissão CM da rede será utilizado para calcular as reduções de emissão do projeto.

²⁴ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>



- 7) A eletricidade gerada pelo projeto, consumo auxiliar, perdas de transmissão e do transformador, eletricidade líquida exportada à Índia, eletricidade líquida exportada à rede. Estes parâmetros devem ser monitorados continuamente e devem ser verificados contra os recibos de venda.

PP: O projeto localiza-se no Brasil, não Índia. Todos os parâmetros determinados pela metodologia e ferramenta aplicados serão monitorados continuamente. Favor verificar a seção B.7 para mais informações.

- 8) A metodologia menciona que a opção de análise de investimento é utilizada, aplique o que segue:
 - a. Aplique a análise de comparação do investimento, de acordo com a Etapa 3 da Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar a adicionalidade, se mais de uma alternativa restar após a Etapa 2 e se a alternativa remanescente incluir os cenários P1 e P3;
 - b. Aplique a análise benchmark, de acordo com a Etapa 2b da Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade. Se mais de uma alternativa restar após a Etapa 2 e se as alternativas remanescentes incluírem os cenários P1 e P2. Mas os PP falharam em aplicar isto. Favor esclarecer. PLF deve ser baseado nas diretrizes do EB48 Anexo 11 que estabelece que o fator de carga da planta fornecido para bancos e/ou financiadores do capital próprio enquanto aplicando a atividade de projeto para aprovação da implantação; (b) o fator de carga da planta determinado por uma terceira parte contratada pelos participantes do projeto (ex. companhia de engenharia); Mas o DCP não demonstra como o PLF foi definido.

PP: a atividade de projeto aplica a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” e não a “Ferramenta combinada”. Favor ver a seção B.5 do DCP para mais informações.

Ademais, o PLF do projeto foi definido por uma terceira parte contratada pelos PPs. Conforme estabelecido na seção A.3, a atividade de projeto proposta de adição de capacidade adicionará 9,60 MW à PCH Ernestina com três turbinas tipo Francis e três geradores síncronos, com um fator de carga estimado de 54,16%, com base em uma energia assegurada de 5,20 MW médios, que foi calculado por uma terceira parte contratada pelos participantes do projeto. A empresa Magna Engenharia foi responsável pela elaboração do Projeto Básico que foi disponibilizado à EOD.

- 9) Se o PLF inclui o desligamento de máquinas, disponibilidade de máquinas. Se a disponibilidade da rede é considerada no cálculo da geração bruta. Para minha surpresa, parâmetros críticos como PLF estão faltando no DCP. Como a EOD permitiu isto.

PP: Conforme definido na Seção A.3, a atividade de projeto proposta de adição de capacidade adicionará 9,60 MW à PCH Ernestina com três turbinas tipo Francis e três geradores síncronos, com um fator de carga estimado de 54,16%, baseado em uma energia média de 5,20 MW médios, que foi calculado por uma terceira parte contratada pelos participantes do projeto. A empresa Magna Engenharia foi responsável pela elaboração do Projeto Básico que foi disponibilizado à EOD.

- 10) A análise de prática comum deve se basear no EB39 Anexo 10 (ferramenta de adicionalidade). Cada etapa da análise de prática comum deve ser cumprida de acordo com a ferramenta.



PP: A análise de prática comum foi realizada de acordo com as “Diretrizes de Prática Comum”, versão 02, EB69, Anexo 8. Todas as etapas foram cumpridas conforme a ferramenta. Favor ver a seção B.5 para mais detalhes.

- 11) O cálculo das reduções de emissão deverão se basear no EB50 Anexo 14 “Ferramenta para emissão de fator do sistema de eletricidade.

PP: As reduções de emissão do projeto foram calculadas de acordo com o EB70/Anexo 22 – “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” (versão 03.0.1).

- 12) Se apenas um conjunto do medidor principal, conjunto do medidor de retaguarda é suficiente para três projetos. Os parâmetros de monitoramento devem ser verificados pela EOD.

PP: Conforme definido na seção B.7.3, a medição da eletricidade gerada e entregue à rede será realizada por dois medidores de trifásicos, redundantes, eletrônicos, de quatro fios que enviarão dados à rede por meio de uma porta de entrada (*gateway*).

- 13) Os parâmetros técnicos do medidor principal e de retaguarda como nível de precisão, fabricante, etc., devem ser mencionados no DCP.

PP: Todos os parâmetros técnicos referentes aos medidores do projeto (principal e de retaguarda) estão descritos na seção B.7 do DCP.

- 14) O layout das linhas de transmissão da geração ao consumidor com o sistema de medição não é mostrado. Deve-se incluir a distância das linhas de transmissão. A EOD deve verificar se os medidores estão instalados para monitorar a eletricidade gerada, a eletricidade líquida utilizada no Butão, eletricidade líquida exportada à Índia. Favor esclarecer.

PP: Favor ver a Figura 8 na seção B.7.3. Ademais, o projeto é localizado no Brasil, e não na Índia.

- 15) O status da construção & comissionamento do projeto não é estabelecido no DCP.

PP: Conforme definido na seção B.5, a atividade de projeto da PCH Ernestina ainda não adquiriu seus novos equipamentos, pois a CEEE primeiro irá anunciar uma Licitação para contratar uma empresa para assinar o contrato EPC. Logo, a assinatura deste contrato será a data de início do projeto, pois corresponde ao ponto sem retorno para desenvolver o projeto. Estima-se que a Licitação será anunciada em 01/Dez/2013 e assinatura do EPC em 01/Mar/2014, que será a data de início do projeto.

- 16) Qual a base de cálculo das perdas de transmissão, consumo auxiliar e perdas do transformador? Qual o comprimento da linha de transmissão?

PP: A metodologia e ferramentas aplicadas pela atividade de projeto não fazem referência à perdas de transmissão e do transformador. Favor ver a seção B.7 para mais detalhes sobre o sistema de monitoramento do projeto.



Comentários recebidos de Lasith (parte 2):

- 1) A EOD deve garantir que os valores do DCP são consistentes e garantem que o projeto MDL é genuíno.

PP: Todos os valores utilizados no DCP foram evidenciados com documentação técnica elaborada por terceiros.

- 2) A EOD deve checar o Relatório Detalhado do Projeto e o Estudo de Viabilidade que é submetido à outras agências e Bancos pelo dono do projeto e garantir que os valores são os mesmos que os apresentados no DPR/FR submetido à EOD.

PP: Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.

- 3) Estudo cuidadoso de que o DPR/FR não tem versões diferentes e submetidas com diferentes fins para diferentes agências, o que é totalmente inaceitável, ilegal e antiético.

PP: Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.

- 4) O dono do projeto deverá apresentar alguma carta do gerente do banco à EOD declarando que ambos os DPRs apresentados são os mesmos. Este tipo de carta não deverá ser aceita e entretida pela EOD como valor nominal, mas deverá ser verificada independentemente. Enquanto coletando o DPR/FR dos bancos e demais agências, todas as páginas do DPR/FR deverão ter assinatura dos bancos e demais agências para que o DPR/FR real entregue às outras partes pelo PP/Consultor seja o mesmo submetido à EOD.

PP: Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.

- 5) Os valores do DPR/FR devem ser completamente comprovados. A EOD deve tomar uma prova assinada dos PP/Consultor sobre a lista de partes a quem este DPR/FR foi submetido e para quais fins. A EOD deverá verificar com todas as partes e confirmar que o mesmo DPR/FR foi apresentado à todas as partes corretamente, sem nenhuma alteração. A EOD não deverá aceitar quaisquer relatórios e documentos dos PP/Consultores. A EOD deverá realizar uma análise independente e utilizar partes totalmente diferentes sem informar os PP/Consultor para verificar os fatos.

PP: Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.



- 6) A EOD deverá escrever à parte que preparou o DPR/FR que foi submetido aos bancos e demais agências e o mesmo deverá ser verificado com aquele submetido à EOD pelo PP/Consultor.

PP: Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.

- 7) A EOD não deverá entreter este projeto se for descoberto que o DPR/FR foi adulterado em algum momento. O PP não pode entregar versões diferentes do DPR/FR. Deve ser submetido apenas uma versão dada aos bancos e demais agências enquanto obtendo empréstimos e no período de tomada de decisão.

PP: Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.

- 8) Os PP consideraram as receitas do MDL enquanto planejando o projeto? Sem o MDL o projeto não seria viável, certo? Este projeto tem um componente de dívida? Então como os bancos ou credores consideraram as receitas do MDL enquanto aceitando financiar o projeto? Se não, este projeto deverá ser rejeitado agora mesmo pela EOD terminando o contrato. Se sim, qual é a evidência? Qual a data do documento de evidência do Banco? Este documento foi impresso há pouco tempo ou há muito tempo? A EOD deverá verificar isto de modo independente. Se o documento foi disponibilizado pelo Banco deve-se verificar de todos os ângulos se este é genuíno, se a data não foi forjada ou alterada. Isto é normalmente feito, a EOD deve estar ciente disto, por favor. Por favor verificar que tipo de comunicação os PP tiveram neste período com o Banco, verificar os e-mails, recibos do correio e datas referidas nos recibos. Não acreditar em recibos de serviços courier já que estes podem ser facilmente manipulados. Insistir em recibos do serviço postal público apenas. Se o projeto for totalmente realizado com recursos próprios, então qual a base dos PPs para investir totalmente com recursos próprios e considerar a receita do MDL? A EOD deverá verificar no mesmo detalhe e verificar os fatos. Há alguma evidência passada de que os PP já investiram ou não em retornos semelhantes ao do projeto? Evidências apropriadas deverão ser revisadas e encontradas pela EOD e a tomada de decisão sobre o projeto deverá se basear em fatos estabelecidos. Não solicitar documentos dos PP, a EOD deverá coletá-los de diferentes fontes para manter uma análise independente.

PP: Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma documentação apresentada à agências e bancos.

A atividade de projeto não é viável sem o benefício do MDL conforme justificado e evidenciado na Seção B.5 do DCP. Como justificado nesta seção, a TIR do projeto é de 2,70%, muito menor do que o benchmark de 10,20%.

Ademais, a análise de sensibilidade foi realizada para evidenciar que mesmo com variações nos valores financeiros do projeto, este ainda necessita do benefício do MDL. Conforme explicado nesta análise, seria necessária uma variação de pelo menos -59,90% no investimento total do projeto, de +87,40% no preço da energia e +141,50% na energia gerada para que o projeto se tornasse viável. Todos estes cenários foram justificados na Seção B.5 e foi confirmado que tais variações não são prováveis. Quanto



aos custos de O&M do projeto, mesmo com uma variação de -100%, a TIR do projeto permaneceria abaixo do benchmark.

- 9) Os equipamentos comprados para o projeto são de segunda mão ou de fontes estrangeiras mais baratas? Se sim, esta questão deverá ser avaliada pela EOD já que os recibos serão invariavelmente inflados e adulterados. Os custos totais do projeto mencionados pelos PP são serão os mesmos que os originais. Logo, não há adicionalidade. Estes fatos devem ser avaliados totalmente pela EOD verificando toda a documentação e transações financeiras em extratos bancários e contas certificadas por um analista financeiro aceitável.

PP: Conforme explicado na Seção A.4.3 do DCP, a atividade de projeto compreende equipamentos nacionais e, portanto, não há transferência de tecnologia nem de conhecimento para o País Anfitrião para a aplicação do projeto.

- 10) Na perspectiva da EOD, qual auditor fez marketing e desenvolveu os negócios para validar o projeto? Com quem ele ou ela estava coordenando com os PP ou comprador de RCEs? A mesma pessoa que fez marketing para conseguir o trabalho de validar ou participar de algum modo no processo de validação? Isto não é aceitável. É contra as regras e normas de acreditação que são seguidas há tempos. A EOD deverá enviar auditores de diferentes escritórios e países para realizar esta auditoria de validação. A EOD deverá tomar cuidado com a imparcialidade e regras de acreditação. Devido às metas estabelecidas pelos auditores gerentes da EOD e reuniões com clientes e promessas feitas de que o projeto será cuidado. Isto deve ser impedido. Nenhum auditor deve fazer marketing. Apenas a equipe não auditora pode fazer marketing. A EOD deve garantir o mesmo, por favor.

PP: Não aplicável.

- 11) Apenas se aplicável: As máquinas e equipamentos são parte de uma atividade maior MDL previsto e desenvolvido anteriormente? A EOD deve verificar o mesmo por fontes independentes também. Como algumas atividades de projeto parte de outras não são adicionais e obtém opiniões negativas de validação da EOD, os PP esta realizando o mesmo projeto como individual, o que não é um projeto MDL de nenhuma maneira. A EOD deve verificar o mesmo em fontes independentes e elaborar uma declaração dos PPs de que nenhuma deturpação ou falso testemunhos com relação a isto atrairiam ações legais estritas da CQNUMC e da EOD. Ademais, o projeto registrado deverá perder seu registro no caso de questões futuras contradizendo as submissões realizadas pelo dono do projeto.

PP: Não aplicável.



- 12) A EOD deve ser mais cuidadosa para que este seja um projeto MDL genuíno. Qual é o custo exato do projeto? O custo do projeto prevê o quê? Todo valor considerado deve ser validado com evidências. Os equipamentos são comprados de segunda mão ou novos de OEM? Em qualquer caso, a EOD deverá avaliar todas as cotações, propostas, ordens de compra, recibos, etc. A EOD deverá verificar com os bancos sob a forma escrita confirmando os valores transacionados, a quem o dinheiro é pago, quando ele é pago, o destinatário do pagamento é correto conforme as ordens de compra. Pode ocorrer que tais valores, nomes e datas sejam fabricados e deturpados neste projeto. A EOD deve terminar o contrato deste projeto imediatamente. Este é o único meio de proteger o valor do processo do MDL. Se os PPs estiverem comprando equipamentos de segunda mão ou segunda qualidade e inflando os valores das ordens de compra e recibos, isto deverá ser comprovado completamente e com os valores reais utilizados para o cálculo da adicionalidade. Só então terei certeza de que a adicionalidade não existe em tal situação.

PP: Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e são os mesmos apresentados às agências e bancos.

Conforme explicado na Seção A.4.3 do DCP, a atividade de projeto prevê o uso de equipamentos nacionais e, logo, não há transferência de tecnologia ou conhecimento ao País Anfitrião para aplicação do projeto.

Ademais, conforme justificado na Seção B.5, o investimento total do projeto é de R\$38.803.000,00 de acordo com o Orçamento Padrão da Eletrobrás, que foi disponibilizado à EOD.

- 13) Como o cenário de linha de base foi definido neste projeto? Este cenário foi definido hipoteticamente sem evidências e justificativas adequadas? Neste caso, a EOD não pode considerar o cenário de linha de base sugerido no DCP. Por favor, verifique que o projeto realmente tem reduções de emissão reais além das reais do cenário de linha de base. Pode ocorrer que este projeto não se qualifique para RCEs. A EOD não pode assumir valores como dados pelos PPs. Quaisquer valores considerados no projeto e documentos incluindo o DPR real (não o preparado para o MDL, mas o dado aos bancos e outros), devem ser validados, verificados. Não peça aos PPs pelo DPR. Pergunte às partes que receberam o DPR pelos PPs. Adquirir o documento diretamente do banco e outros com cada página do DPR e estudo de viabilidade assinadas. Tais documentos podem ser considerados reais. O processo MDL da CQNUMC não pode ser degradado pela fabricação e interpretação indevida do cenário de linha de base do projeto e sua adicionalidade.

PP: Conforme justificado na Seção B.4, o cenário de linha de base do projeto foi definido com referência à metodologia aprovada ACM0002, versão 13.0.0 e como o projeto é uma adição de capacidade à uma planta/unidade existente e conectada à rede, o cenário de linha de base é o que segue:

Na ausência da atividade de projeto MDL, a unidade existente continuaria a gerar e fornecer eletricidade à rede em níveis históricos, até o ponto no tempo em que a unidade de geração seria substituída ou repotenciada (DATEBaselineRetrofit). Deste ponto em diante, assume-se que o cenário de linha de base seria a atividade de projeto, e nenhuma redução de emissão ocorreria nesta situação.



Ademais, as reduções de emissão da atividade de projeto foram calculadas de acordo com a ACM0002 e foram completamente evidenciadas e justificadas na Seção B.6 do DCP.

Toda a documentação apresentada como evidência à EOD é oficial e consiste na mesma apresentada à agências e bancos.



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

Organização:	CEEE-GT
Rua/Caixa Postal:	Av. Joaquim Porto Villanova, 201, 7º andar
Edifício:	-
Cidade:	Porto Alegre
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	91410-400
País:	Brasil
Telefone:	-
FAX:	-
E-mail:	-
URL:	www.ceee.com.br
Representado por:	
Cargo:	-
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Mello
Nome:	Marcos
Departamento:	-
Celular:	-
FAX direto:	-
Tel. Direto:	+55 11 3382.5742
E-mail pessoal:	marcosm@ceee.com.br



Organização:	Lumina Engenharia e Consultoria Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Bela Cintra 746, Conjunto 102
Edifício:	-
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01415-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 11 3259- 4033
FAX:	-
E-mail:	sergio.ennes@luminaenergia.com.br
URL:	-
Representado por:	-
Cargo:	Diretor
Forma de tratamento:	Mr.
Sobrenome:	Ennes
Nome:	Sergio
Departamento:	-
Celular:	+55 11 8384.0022
FAX direto:	
Tel. Direto:	+55 11 3259.4033
E-mail pessoal:	sergio.ennes@luminaenergia.com.br

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Não há financiamentos públicos para esse projeto.



Anexo 3: Informações sobre a aplicabilidade da metodologia

Descrição do Sistema Interligado Nacional (SIN)

Em Julho 2005, um grupo de trabalho composto pelo Ministério de Minas e Energia – MME e o Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, com a participação do Operador do Sistema Elétrico (NOS), foi criado para disponibilizar para os proponentes de projetos MDL as informações necessárias para atividades de projetos ligados a rede. De acordo com a versão 2 da metodologia ACM0002, qual era a versão mais recente na época, a análise dos dados de despacho foi indicado como o método mais adequado para calcular os fatores de emissão, mas exigiu informações diárias detalhadas sobre o despacho de energia de cada subsistema.

O MME, MCT e NOS trabalharam juntos para ajustar a metodologia para as circunstâncias particulares do sistema elétrico Brasileiro. Para assegurar a transparência do processo, os detalhes do critério adotado na aplicação da metodologia no Brasil são amplamente disseminados na página virtual do MCT (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/50862.html>). Além disso, duas reuniões foram feitas com especialistas e partes interessadas em projetos em desenvolvimento, um no Rio de Janeiro, em 20 de Março 2007, antes da divulgação dos resultados, e outra em Brasília, em 16 de Agosto 2007, para discutir do critério utilizado. A questão mais importante para proponentes do projeto não foi a metodologia mas a definição do número de subsistemas no SIN.

O grupo de trabalho, após discutir problemas relevantes, proposto pela adoção de quatro subsistemas, seguindo a subdivisão adotada pelo NOS no despacho pelo SIN, que é Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Fatores de emissão de CO₂ têm sido calculados sistematicamente pelo NOS desde Janeiro de 2006 e publicado na página virtual do MCT. Concomitantemente o Comitê Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC, uma divisão do MCT) submeteu ao Conselho Executivo do MDL uma descrição de como a metodologia ACM0002 foi aplicada no Brasil.

A estrutura de quatro subsistemas então adotada diferiu da estrutura adotada pela grande maioria dos projetos já submetidos ao CIMGC, quais consideraram apenas dois subsistemas (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste).

Para ampliar o debate, o CIMGC fez uma Consulta Pública de 7 de dezembro 2007 a 31 de janeiro 2008, exigindo comentários no critério adotado para a aplicação da metodologia ACM0002 no Brasil. Como resultado, 21 submissões foram recebidas de várias instituições envolvidas na questão. As contribuições criticaram principalmente a estrutura de quatro subestações (qual foi questionada por todas as submissões). A adoção de quatro subsistemas foi apoiada por apenas uma submissão; os outros preferiram a adoção de dois subsistemas ou apenas um sistema. Outras questões adereçadas eram de viabilizar projetos de energia renovável em regiões diferentes, ajustando a metodologia ACM0002 ao SIN, e possíveis definições retratando restrições de transmissão no MDL, além de outros.

Em 25 de Fevereiro 2008, uma reunião do grupo de trabalho foi feita para considerar as submissões. Como críticas focaram na estrutura de subsistemas, o grupo analisou as alternativas sugeridas, quais podem ser agrupadas em:



- 1) Quatro Subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul.
- 2) Dois Subsistemas: Norte/Nordeste, Sul/Sudeste/Centro-Oeste.
- 3) Um único sistema.

Deve se notar que durante o período de Consulta Pública, o Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo aprovou em Bonn, Alemanha, uma nova versão (número 7) da metodologia ACM0002, qual indica a ferramenta metodológica específica para calcular o fator de emissão de sistemas elétricos. A respeito do número de subsistemas de uma rede elétrica, essa ferramenta apresentou dois critérios que poderiam ser utilizados para identificar restrições de transmissão entre dois subsistemas. Tal critério, que são reproduzidas abaixo, não são mandatárias nem suplementares, mas apenas critérios possíveis para identificar restrições significantes de transmissão, como sugerido na ferramenta metodológica:

- a) Em caso de sistemas elétricos com mercados locais para eletricidade, quando há diferenças no preço da eletricidade (sem custos de transmissão e distribuição) de mais que 5% entre os sistemas durante 60% ou mais das horas do ano.
- b) Quando a linha de transmissão é operada a 90% ou mais de sua capacidade nominal durante 90% ou mais das horas no ano.

O grupo de trabalho utilizou a alternativa (1) – configuração dos quatro subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul) – para verificar a possibilidade de utilizar a alternativa (2), por meios de análises de possíveis restrições de transmissão entre Norte e Nordeste, por um lado, e entre o Sul e Sudeste/Centro-Oeste, no outro, de acordo com os critérios propostos (a) e (b). Simulações foram feitas pelo NOS e avaliados por outros membros do grupo de trabalho. As descobertas nesse estágio foram que não há restrições de transmissão entre o Sul e Sudeste/Centro-Oeste, e nem entre o Norte e Nordeste.

Depois, uma análise foi feita para verificar se houveram restrições de transmissão entre os dois subsistemas (Norte/Nordeste, Sul/Sudeste/Centro-Oeste). A respeito ao critério (a), opções mais o menos conservativas foram analisadas para os cálculos, como, a inclusão ou não do subsistema Sul nos cálculos de diferenças de percentual de preço. Por meio de uma análise de sensibilidade, foi considerado que de acordo com critérios que refletem mais aproximado a operação atual do SIN, as percentagens de tempo durante quais os preços se diferiram em mais de 5 % seriam de 60%, qual é dentro o limite sugerido na ferramenta de cálculo, assim indicando que não há restrições significantes de transmissão. Em relação ao critério (b) (saturação da linha), o grupo não comparou o fluxo entre os subsistemas com a capacidade nominal de transmissão entre os subsistemas porque é um procedimento complexo, qual depende nas configurações do sistema interligado observado durante a operação e a direção dos fluxos entre regiões. Essa análise simplificada foi considerada conservadora, como pode incluir restrições além da capacidade nominal como mencionado na ferramenta do Conselho Executivo. As simulações indicaram que apenas 70% das horas do ano houve transmissão a 90% ou mais da capacidade nominal. Também indicaram que não houve restrições de transmissão. Portanto, uma análise detalhada do fluxo entre os sistemas ao longo do tempo não foi necessário.



O grupo de trabalho se reuniu dia 28 de Abril de 2008, no MME, e analisou os resultados das simulações feitas.

Os membros do grupo concordaram por consenso que as restrições de transmissão atuais entre os subsistemas do SIN não são significantes bastante para reduzir o benefício global do projeto, de acordo com a região onde estão implantadas, sendo assim aconselhado a adotar a configuração de um **único sistema elétrico no Brasil**.

Essa decisão não deve afetar de qualquer maneira a configuração atual utilizada pelo NOS no planejamento operacional, assim como contabilidade e definição de preço de energia como realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, qual adota a subdivisão do SIN em quatro subsistemas. Também destacou que a base técnica fornecida pelas simulações permite abordagens diferentes a serem feitas em cada caso.

Por último, o grupo apontou que o processo evolutivo do SIN deve somente confirmar a decisão de adotar um sistema único para calcular o fator de emissão de CO₂, como a expansão do suporte de transmissão de eletricidade entre os subsistemas irá promover reduções graduais nas restrições de transmissão e irá permitir a implementação de um projeto e um determinado subsistema para produzir benefícios nos outros subsistemas do SIN.

O CIMGC, em sua 43ª reunião em 29 de Abril de 2008, após considerar as descobertas do grupo de trabalho, decidiu adotar um **SISTEMA ÚNICO** como padrão para projetos MDL utilizando a ferramenta para calcular fatores de emissão para estimar suas reduções de gases de efeito estufa.

Abaixo é mostrado o mapa do Sistema Interligado Nacional:

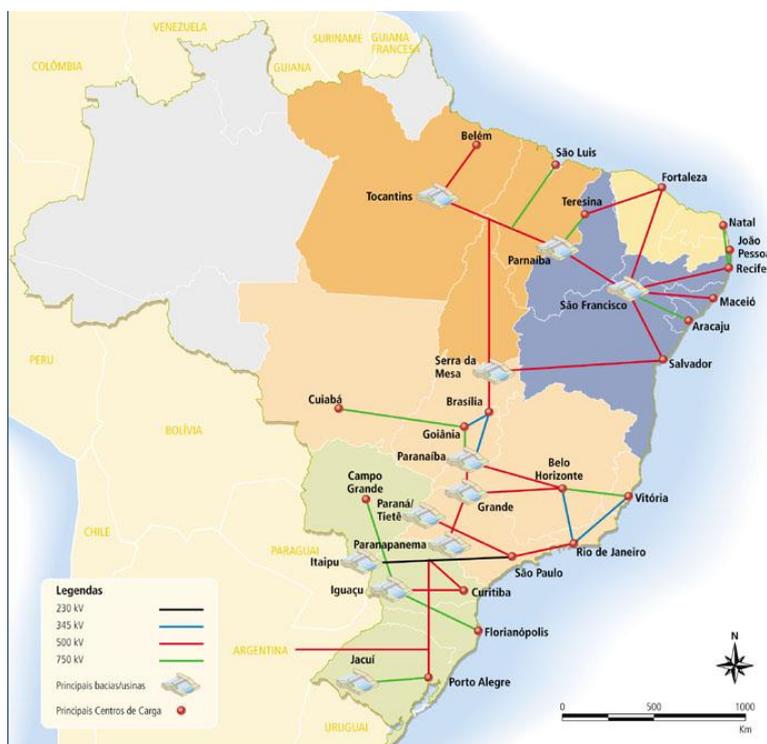


Figura 9 – Sistema Interligado Nacional (SIN)



Anexo 4: Demais informações sobre o cálculo ex ante das reduções de emissão do projeto

Geração Histórica de Energia da PCH Ernestina

Geração de Energia da PCH Ernestina (MWh)													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
2000									2.473,91	2.503,82	2.469,31	2.618,20	10.065,23
2001	2.581,44	2.362,50	2.540,79	2.445,14	2.522,98	2.432,06	2.532,04	2.493,01	2.380,84	2.467,31	2.407,75	1.023,56	28.189,42
2002	-16,09	-2,77	-1,14	966,49	1.269,45	1.177,26	1.268,80	1.299,21	1.542,29	2.393,76	2.433,80	2.476,05	14.807,10
2003	2.507,21	2.034,54	2.442,28	2.383,29	2.426,69	2.410,65	2.483,41	2.462,85	2.335,70	2.380,03	2.377,07	2.490,35	28.734,06
2004	2.449,46	2.305,89	2.457,34	2.263,91	2.270,89	2.285,31	2.457,87	2.549,97	2.426,95	2.552,33	2.493,04	2.533,22	29.046,18
2005	1.716,36	1.591,89	1.531,88	1.585,59	2.013,22	2.437,30	2.554,62	2.584,49	2.511,26	2.534,66	2.388,27	2.511,18	25.960,73
2006	2.353,03	2.015,19	2.179,75	1.914,86	976,56	514,11	1.579,75	2.397,19	1.406,89	-22,54	-22,03	1.947,85	17.240,60
2007	2.484,18	2.184,67	2.358,74	2.199,49	1.903,20	2.451,76	2.514,72	2.607,20	2.426,73	2.585,73	2.457,89	2.541,01	28.715,31
2008	2.525,81	2.319,70	2.195,35	1.588,03	2.023,05	1.869,78	2.257,94	2.216,88	2.170,10	2.306,08	2.347,39	2.323,71	26.143,83
2009	2.296,54	1.436,54	1.130,42	-15,77	579,36	1.092,69	2.060,95	2.520,83	2.437,37	2.399,27	2.432,87	2.527,98	20.899,06
2010	2.551,53	2.259,08	2.457,79	2.165,98	2.411,15	2.410,13	2.505,69	2.365,78	2.408,96	2.175,42	2.042,62	1.337,08	27.091,21
2011	2.399,92												2.399,92

EG Média histórica de 5 anos de linha da geração de linha de base antes da reopenciação													Média
MWh	2.442,22	2.043,04	2.064,41	1.570,52	1.578,66	1.667,70	2.183,81	2.421,58	2.170,01	1.888,79	1.851,75	2.135,53	24.018

Desvio Padrão (MWh)	297
----------------------------	------------



Anexo 5: Demais informações sobre o plano de monitoramento

O plano de monitoramento será executado com base nos procedimentos de linha de base e monitoramento simplificados estabelecidos na ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”, versão 13.0.0.

A CEEE-GT será responsável por prosseguir com os procedimentos estabelecidos e irá gravar os dados referentes à eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

Todos os procedimentos que serão utilizados no monitoramento estão descritos no item B.7.

Anexo 6: Resumo das modificações pós-registro

Não aplicável.