



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO MDL (F-MDL-DCP)
VERSÃO 04.1**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade de projeto	Atividade de Projeto MDL da Pequena Central Hidrelétrica Ilha Comprida
Número da versão do DCP	10.1
Data de finalização do DCP	26/04/2014
Participante(s) do Projeto	Ilha Comprida Energia S.A. Carbon do Brasil Consultoria Empresarial Ltda.
Parte(s) Anfitriã	Brasil
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)	Escopo setorial 1 – Indústrias de Energia (Fontes Renováveis / Não-renováveis) Metodologia Aprovada ACM0002 – “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 14.0.0.
Quantidade anual média estimada de reduções de emissão de GEE	35.038 tCO ₂ e



SEÇÃO A. DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DE PROJETO

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

A Atividade de Projeto MDL da Pequena Central Hidrelétrica Ilha Comprida (daqui em diante referida como “PCH Ilha Comprida”) irá explorar o potencial hidrológico renovável do rio Juruena, localizado próximo às cidades de Sapezal e Campos de Júlio, ambas na região oeste do Estado do Mato Grosso, na região centro-oeste do Brasil.

A atividade de projeto tem uma capacidade instalada de 20,16 MW e espera-se uma geração média de 159.607 MWh por ano, considerando 2 turbinas tipo Kaplan, com eixo vertical, e 2 unidades de geradores. O projeto será conectado ao Sistema Interligado Nacional - SIN¹, a rede elétrica nacional gerenciada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS²) – conforme descrito no Anexo 3 – Informações de Linha de Base -, pela subestação de Parecis com uma linha de transmissão de 138 kV. Na ausência da atividade de projeto, o cenário de linha de base seria a continuação da situação atual; a geração adicional de eletricidade gerada pelo projeto seria gerada por usinas existentes e novas usinas conectadas à rede no sistema elétrico.

A atividade de projeto proposta reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEE) que de outra maneira teriam ocorrido na ausência do projeto, evitando a geração de energia elétrica por fontes fósseis nas margens de operação e construção do sistema. É importante ressaltar que estimativas de cenários futuros mostram um aumento no consumo de combustíveis fósseis, principalmente de gás natural, com base na intenção do governo Brasileiro em diversificar a matriz energética do país como apresentado em seus últimos estudos.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE (2006-2015)³, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia, seu cenário de referência prevê um aumento de 69% na geração térmica entre 2006 e 2015, contra um aumento de 40% na geração hidrelétrica no mesmo período. A partir de Dezembro de 2015, o fornecimento de usinas termelétricas previsto para a região Sudeste e Centro-Oeste será de 48% da rede Brasileira, como mostrado na figura abaixo.

Os países da América Latina e da região do Caribe expressaram seu comprometimento em atingir uma meta de 10% de fontes renováveis em relação ao total de energia utilizada na região. Por meio de uma iniciativa dos Ministérios do Meio Ambiente em 2002 (UNEP-LAC, 2002), uma reunião preliminar foi realizada na Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável em Johannesburgo no mesmo ano e, no Plano de Implantação Final publicado na reunião, nenhuma meta específica ou calendário foi apresentado; no entanto, sua importância foi reconhecida por atingir a sustentabilidade de acordo com as Metas de Desenvolvimento⁴.

¹ http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx

² <http://www.ons.org.br/home/>

³ Plano Decenal de Expansão de Energia (2006-2015). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>

⁴ Plano de Implantação WSSD, Parágrafo 19 (e): “Diversificar o fornecimento de energia pelo desenvolvimento de tecnologias de energia avançadas, mais limpas, mais eficientes, acessíveis a efeito de custo, incluindo tecnologias de combustíveis fósseis e de energias renováveis, hidrelétricas incluídas, e suas transferências para países em desenvolvimento em termos concessionais de acordo mútuo. Com um senso de urgência, sustentabilidade aumenta a quantidade de fontes renováveis de energia com o objetivo de aumentar sua contribuição para o fornecimento total, reconhecendo o papel de metas e iniciativas nacionais e regionais voluntários, onde elas existem, e assegurando que as políticas energéticas são apoiadas pelo esforço para erradicar a pobreza em países em desenvolvimento, e avaliar regularmente dados disponíveis para rever o progresso até agora”.

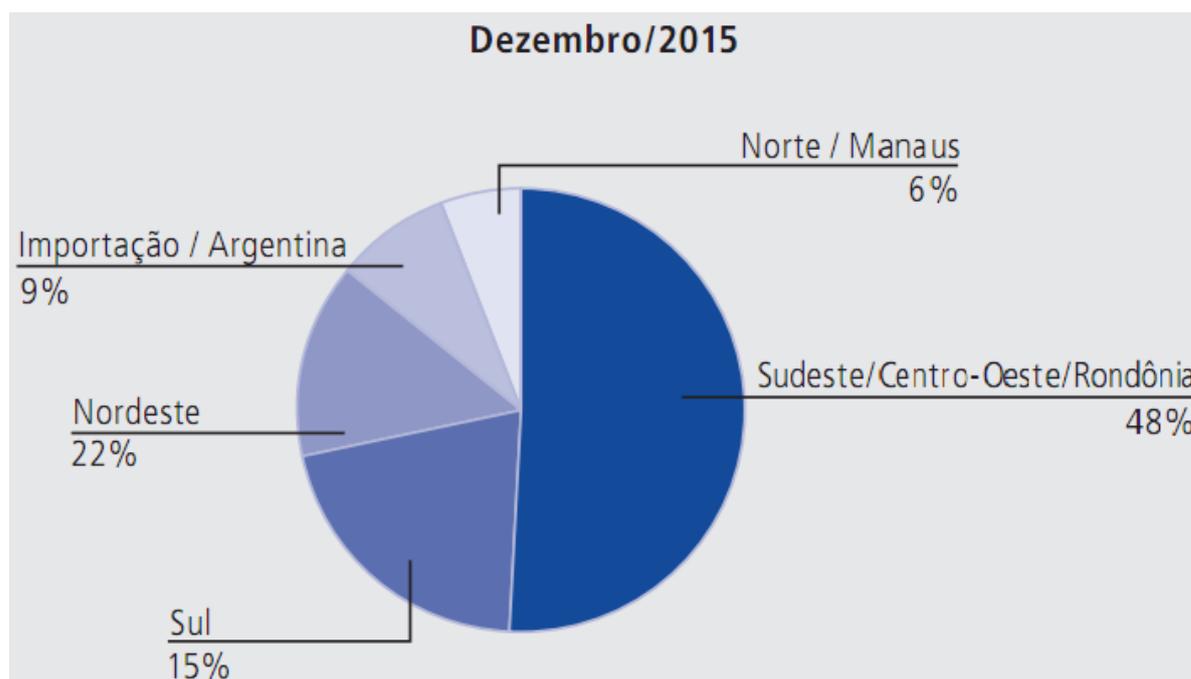


Figura 1 – Participação da Capacidade Instalada Termelétrica por Subsistema – Cenário de Referência

Fonte: PDE 2006-2015

A privatização do setor elétrico brasileiro, iniciada em 1995, foi empreendida esperando tarifas adequadas e melhores preços para os geradores. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas que não eram disponíveis no mercado planejado centralizado de eletricidade. No fim dos anos 90, um forte aumento na demanda junto com um aumento abaixo da média na capacidade instalada causou o racionamento/crise de 2001/2001. Uma das soluções oferecidas pelo governo foi uma legislação mais flexível favorecendo produtores independentes de eletricidade em pequena escala. Ademais, a ocasional elegibilidade de acordo com Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto chamou atenção de investidores para projetos de hidrelétricas.

Cenário existente antes da implantação da atividade de projeto

O projeto consiste na instalação de uma nova usina em um local em que nenhuma usina renovável foi operada antes da implantação da atividade de projeto (usina *greenfield*).

Conforme definido na Seção B.4 deste DCP, na ausência da atividade de projeto PCH Ilha Comprida a eletricidade entregue à rede seria gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração na rede elétrica Brasileira.

Estima-se que a atividade de projeto irá entregar uma média anual de 35.038 tCO₂e e um total de 245.266 tCO₂e ao longo de seu período de obtenção de créditos renovável de sete anos.



Contribuição da atividade de projeto ao desenvolvimento sustentável

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 Ilha Comprida 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.2. Localização da atividade de projeto

A.2.1 Parte(s) Anfitriã(s)

Brasil

A.2.2 Região/Estado/Província etc.

Mato Grosso

A.2.3 Município/Cidade/Comunidade etc.

Sapezal e Campos de Júlio.

A.2.4 Localização Física/Geográfica

A PCH Ilha Comprida localiza-se no Rio Juruena, entre as cidades de Sapezal e Campos de Júlio, ambas na região oeste do Estado do Mato Grosso. A localização de ambas as cidades é apresentada na Figura 2. De acordo com o Despacho da ANEEL⁵ n° 772 de 17/Out/2003, as coordenadas geográficas da atividade de projeto são latitude 13°11'51''S e longitude 58°59'02''O. A Figura 3 mostra a localização do projeto.

⁵ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, foi criada em 26 de Dezembro de 1996 pela Lei n° 9.427 com a missão de fornecer condições favoráveis ao desenvolvimento do mercado elétrico com um balanço entre os agentes e os benefícios à sociedade. Em sua curta vida, a ANEEL sempre se focou em garantir o balanço entre os interesses dos diversos agentes do setor e os consumidores, tendo como maior objetivo o benefício da sociedade.

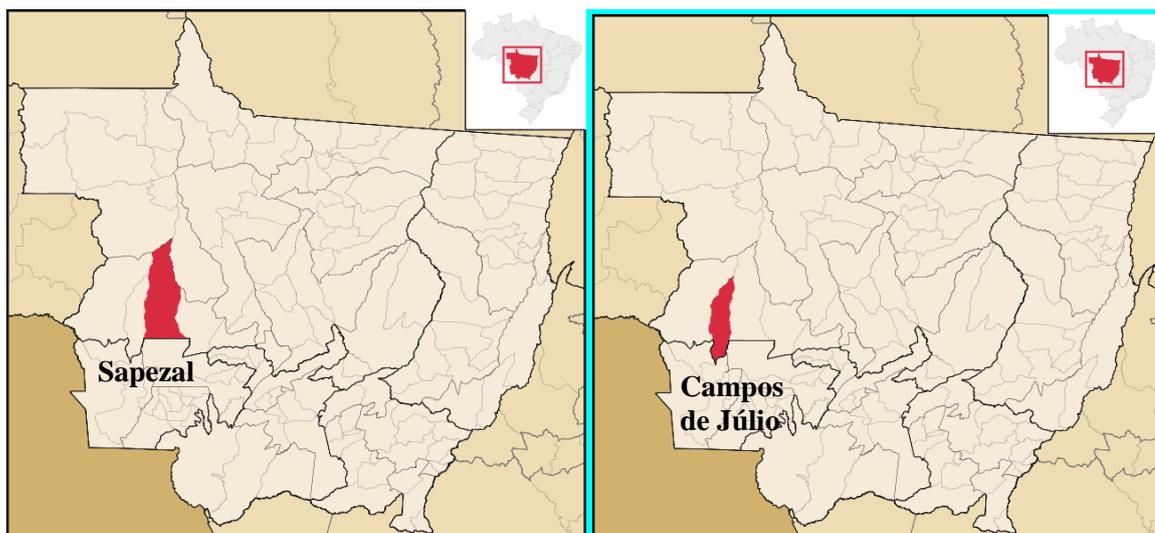


Figura 2 – Localização Geográfica de Sapezal e Campos de Júlio, respectivamente

Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:MatoGrosso_Municip_Sapezal.svg
http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:MatoGrosso_Municip_CamposdeJulio.svg



Figura 3 – Localização Geográfica do Projeto

Fonte: Google Earth

A.3. Tecnologias e/ou medidas

Os equipamentos e a tecnologia a serem utilizados na atividade de projeto foram aplicados com sucesso em projetos semelhantes no Brasil e no mundo e a atividade de projeto cumpre com a legislação Brasileira para projetos hidrelétricos. Ademais, a atividade de projeto compreende equipamentos nacionais e, portanto, não há transferência de tecnologia ou de conhecimento. O arranjo geral da PCH Ilha Comprida é apresentado na Figura 4.

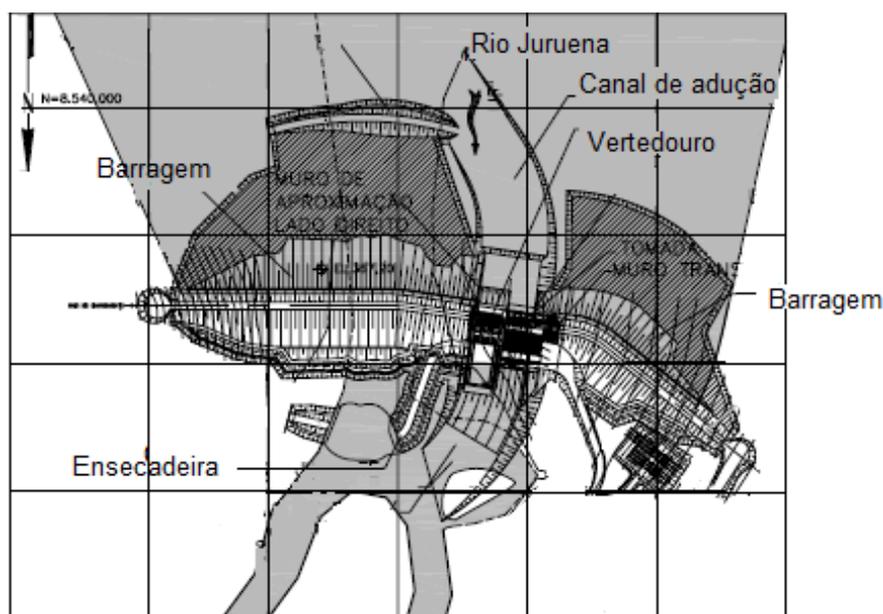


Figura 4 – Arranjo Geral da PCH Ilha Comprida

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

A PCH Ilha Comprida consiste na instalação de uma nova usina em um local em que nenhuma usina renovável foi operada antes da implantação da atividade de projeto (usina *greenfield*).

Conforme justificado na Seção B.4 deste DCP, o cenário de linha de base do projeto é a continuação da situação existente, em que a eletricidade entregue à rede seria gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração na rede elétrica Brasileira. Logo, ambos o cenário de linha de base e o cenário anterior à implantação da atividade de projeto são o mesmo.

Descrição da atividade de projeto

A PCH Ilha Comprida é uma usina nova (*greenfield*) que terá uma capacidade instalada de 20,16 MW e irá explorar o potencial hidrológico renovável do Rio Juruena, com um reservatório de 2,08 km².

A subestação do projeto será conectada à subestação de Sapezal, da qual será conectada à rede. Esta subestação também é o ponto de conexão com a rede de outras duas usinas hidrelétricas, a PCH Sapezal e a PCH Segredo. A eletricidade é gerada pela atividade de projeto em uma tensão de 13,8 kV, que será elevada pelo transformador da usina a 138 kV e entregue à rede pela subestação de Parecis. Os medidores de eletricidade serão instalados no ponto de saída da PCH Ilha Comprida.

Equipamento a ser instalado no local do projeto:

- Turbinas: 2 (duas) Kaplan, eixo vertical
- Geradores: 2 (dois) Síncronos, eixo vertical

Os equipamentos do projeto terão uma vida útil operacional estimada de 40 a 60 anos. Na folha de dados do fabricante, não há referência quanto à vida útil operacional dos equipamentos, mas sabe-se que usinas hidrelétricas podem operar por até 100 anos sem nenhuma modificação em seus equipamentos. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), há PCHs operando no Brasil por 60 anos com os mesmos equipamentos e em boa forma. A ANEEL conclui que uma vida útil operacional de 40 anos para PCHs é bastante aceitável⁶.

A atividade de projeto tem uma potência de densidade entre 4 W/m² e 10 W/m² e, portanto, as emissões de CH₄ derivadas do reservatório são consideradas. Ademais, emissões de CO₂ da geração de eletricidade em usinas movidas a combustíveis fósseis na rede que são deslocadas pela atividade de projeto também são consideradas.

As tabelas abaixo mostram as principais características técnicas e equipamentos da atividade de projeto:

Tabela 1 – Principais aspectos técnicos do projeto

PARÂMETRO	DADO DO PROJETO	REFERÊNCIA
Capacidade instalada (MW)	20,16	Contrato de Compra nº16-2010 de equipamentos hidromecânicos
Energia assegurada (MW médio)	18,22	Projeto Básico Consolidado
Geração estimada (MWh/ano)	159.607	Projeto Básico Consolidado
Fator de carga (%)	90,37	Calculado com base na energia assegurada e na capacidade instalada do projeto
Área do reservatório (km ²)	2,08	Projeto Básico Consolidado
Queda d'água (m)	12,55	Projeto Básico Consolidado
Vazão média por turbina (m ³ /s)	92,23	Projeto Básico Consolidado
Geração baixa voltagem (kV)	13,8	Projeto Básico Consolidado
Geração alta voltagem (kV)	138	Projeto Básico Consolidado
Comprimento do canal de adução (m)	235	Projeto Básico Consolidado

⁶Disponível na página 254 em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/012/documento/relatorio_vida_util_volume_2.pdf

Tabela 2 – Principais equipamentos e características técnicas do projeto

TURBINAS	
Tipo	Kaplan, eixo vertical
Unidades	2
Vazão Nominal Unitária	92,23 m ³ /s
Potência Unitária	10,35 MW
Velocidade de Rotação	150 rpm
GERADORES	
Tipo	Síncrono, eixo vertical
Unidades	2
Tensão Nominal	13,8 kV
Potência Unitária Nominal	11,2 MVA
Fator de Potência	0,9

A.4. Partes e participantes do projeto**Tabela 3 – Participantes do projeto**

Partes envolvidas (anfitriã) indicadas como Parte anfitriã	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (se aplicável)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Entidade Privada: Ilha Comprida Energia S.A.	Não
	Entidade Privada: Carbon do Brasil Consultoria Empresarial Ltda.	Não

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

Não há financiamento público de Partes do Anexo I para atividades de projeto.

SEÇÃO B. Aplicação da metodologia selecionada aprovada de linha de base e monitoramento**B.1 Referência da metodologia**

- EB75/Anexo 13 – Metodologia Aprovada e Consolidada ACM0002 – “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 14.0.0);
- EB70/Anexo 08 - "Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade" (versão 07.0.0);
- EB75/Anexo 15 - "Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico" (versão 04.0).

Para maiores informações acerca da metodologia utilizada neste projeto, consulte: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>

B.2 Aplicabilidade da metodologia



A metodologia aprovada ACM0002 versão 14.0.0 é aplicável a atividades de projeto que incluem repotenciação, substituição ou adição de capacidade de uma usina existente ou a construção e operação de uma usina que utiliza fontes de energia renovável e fornecem eletricidade à rede (usina *greenfield*). Logo, a metodologia é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável conectados à rede que (a) instalam uma nova usina em um local em que nenhuma usina renovável foi operada antes da implantação da atividade de projeto (usina *greenfield*); (b) envolvem uma adição de capacidade; (c) envolvem uma repotenciação (*retrofit*) de usina(s) já existente(s); ou (d) envolvem a substituição de usina(s) existente(s).

A metodologia também só é aplicável sob as seguintes condições:

- A atividade de projeto é a instalação, adição de capacidade, repotenciação ou substituição de uma planta/unidade de um dos seguintes tipos: planta/unidade hidrelétrica (a fio d'água ou com reservatório de acumulação de água), planta/unidade eólica, planta/unidade geotérmica, planta/unidade solar, planta/unidade maremotriz ou planta/unidade de ondas;
- No caso de adições de capacidade, repotenciações ou substituições (exceto para projetos de adição de capacidade nos quais a geração de eletricidade da(s) usina(s)/unidade(s) não são afetados): a usina existente iniciou sua operação comercial antes do início de um período histórico de referência de cinco 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 adição de capacidade ou repotenciação da usina ocorreu entre o início deste período histórico e a implantação da atividade de projeto;

No caso de usinas hidrelétricas, pelo menos uma das seguintes condições deve ser aplicável:

- A atividade de projeto é implantada em um reservatório existente único ou múltiplos, sem que haja modificação em seu volume;
- A atividade de projeto é implantada em um reservatório existente único ou múltiplos, no qual o volume de cada 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 após a implantação da atividade de projeto;
- A atividade de projeto resulta em um novo reservatório único ou múltiplos no qual a densidade de potência de cada reservatório, de acordo com as definições da seção de Emissões do Projeto, é superior a 4 W/m² após a implantação da atividade de projeto.

A metodologia também prevê que no caso de usinas hidroelétricas utilizando múltiplos reservatórios em que a densidade de potência de qualquer um dos reservatórios seja menor do que 4 W/m² após a implantação da atividade de projeto todas as seguintes condições devem ser aplicadas:

- A densidade de potência calculada para todo o projeto utilizando a equação 5 é maior do que 4 W/m²;
- Reservatórios e usinas hidroelétricas localizadas no mesmo rio e que são projetadas para operar juntas como um projeto integrado que constitui coletivamente a capacidade de geração das usinas combinadas;
- Vazão de água entre os múltiplos reservatórios não é utilizada por nenhuma outra unidade hidroelétrica que não faça parte da atividade de projeto;
- A capacidade instalada total das unidades, que utilizam água dos reservatórios com uma densidade de potência maior do que 4 W/m², é menor do que 15 W/m²;



- A capacidade instalada total das unidades, que utilizam água dos reservatórios com uma densidade de potência menor do que 4 W/m², é menor do que 10% da capacidade instalada total do projeto com múltiplos reservatórios.

O projeto é aplicável sob o parágrafo (a), já que uma nova usina será construída em um local em que não há nenhuma usina de energia renovável operando antes da implantação da atividade de projeto (usina *greenfield*) que será construída, excluindo-se outras alternativas. O projeto consiste na implantação de uma usina hidroelétrica com um reservatório fio d'água, em um único reservatório com densidade de potência maior do que 4 W/m².

A densidade de potência (PD) da PCH Ilha Comprida é calculada como segue:

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

Em que:

PD = Densidade de potência da atividade de projeto (W/m²);

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da usina após a implantação da atividade de projeto (W);

Cap_{BL} = Capacidade instalada da usina antes da implantação da atividade de projeto (W). Para novas usinas, este valor é zero;

A_{PJ} = Área do reservatório único ou múltiplo medida na superfície da água, após a implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m²);

A_{BL} = Área do reservatório único ou múltiplo medida na superfície da água, antes da implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m²). Para novos reservatórios, este valor é zero.

Para a PCH Ilha Comprida, a densidade de potência é demonstrada abaixo:

$$PD = \frac{20.160.000 - 0}{2.080.000 - 0}$$

$$PD = \frac{20.160.000}{2.080.000}$$

$$PD = 9,69 \text{ W/m}^2$$

A densidade de potência do projeto é maior do que o limite de elegibilidade de 4 W/m², estabelecido pela metodologia. Portanto, a metodologia aprovada ACM0002 “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 14.0.0, é aplicável à atividade de projeto.

B.3 Fronteira do projeto

Tabela 4 – 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	Principal 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	Sim	Principal fonte de emissão
		N ₂ O	Não	Menor fonte de emissão

De acordo com a versão mais recente da metodologia ACM0002, a extensão espacial da fronteira do projeto inclui a usina do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual a usina do projeto MDL é conectada.

A extensão espacial da fronteira do projeto é mostrada na figura abaixo:

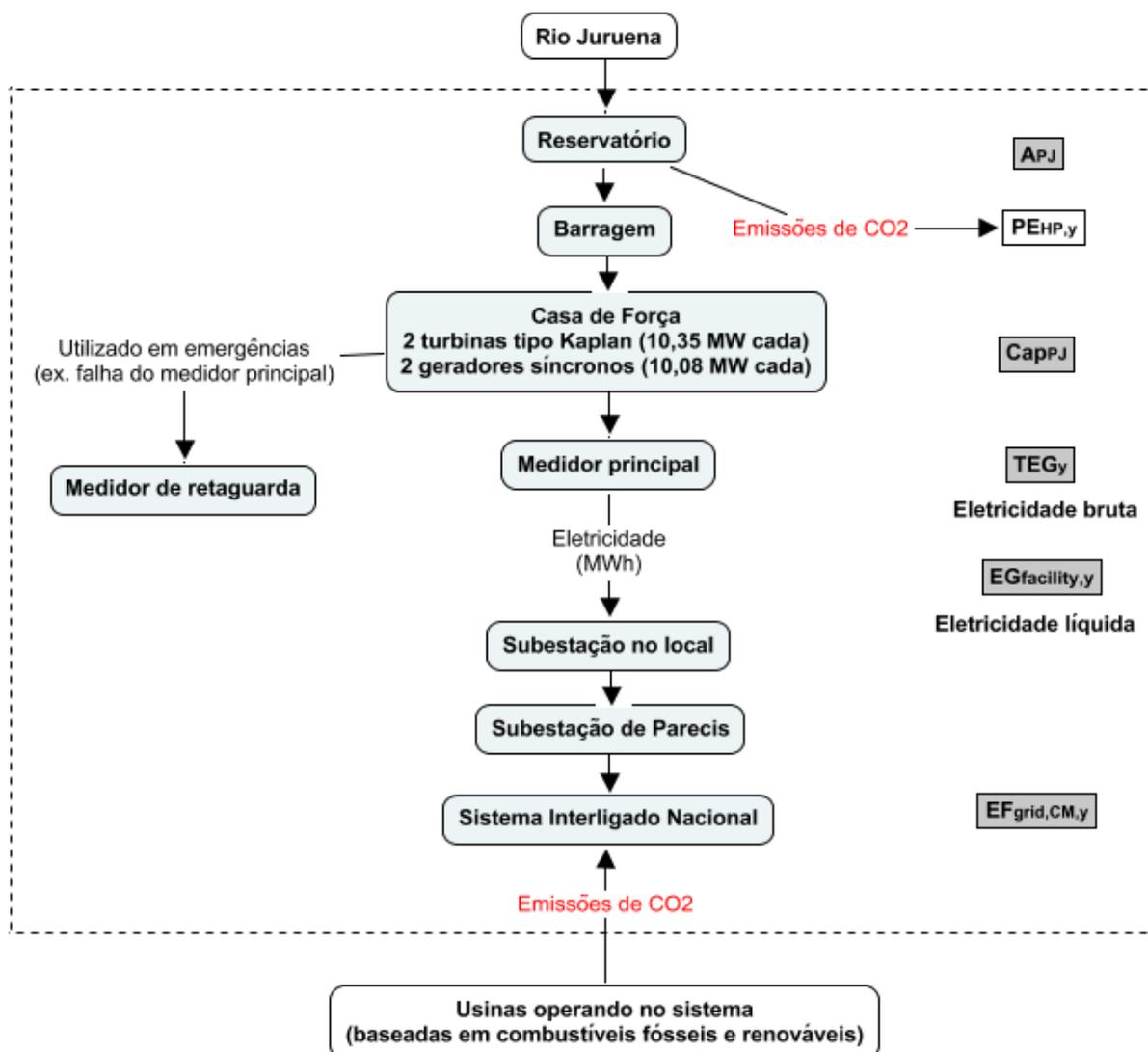


Figura 5 – Fronteira do Projeto

Como mostrado na figura acima, a fronteira do projeto compreende a área em que o projeto está localizado, abrangendo a área do reservatório e sua barragem, a casa de força com seus principais equipamentos, como as turbinas e geradores, a subestação da usina hidrelétrica e sua conexão com a rede. Ademais, é importante ressaltar que a Autoridade Nacional Designada, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC adotou um único sistema elétrico, o Sistema Interligado Nacional – SIN pela Resolução nº 8, de 26/Mai/2008⁷, sob a qual se estabelece que o fator de emissão do SIN seja regularmente determinado e publicado pela CIMGC.

⁷ http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf

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

De acordo com a ACM0002, se a atividade de projeto é a instalação de uma nova planta/unidade renovável conectada à rede, o cenário de linha de base é o que segue:

A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto seria gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico”.

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 como segue:

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

Em que:

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

$EG_{PJ,y}$ = 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);

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão da margem combinada 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 pode ser calculado de modo transparente e conservativo como segue:

- (a) 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” ou;
- (b) Média ponderada das emissões (em tCO₂/MWh) do mix atual de geração. As informações do ano em que a geração de energia do projeto ocorre deve ser utilizada. Cálculos devem se basear em fontes oficiais (quando disponível) e públicas.

O fator de emissão da margem combinada da rede elétrica brasileira é calculada segundo a “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico” pelo Ministério de Ciência e Tecnologia⁸. 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 - ONS⁹. Assim, o fator de emissão da margem combinada da rede será utilizada para o cálculo das reduções de emissão do projeto.

⁸ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>

⁹ http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx



B.5 Demonstração de adicionalidade

Conforme o Glossário de Termos do MDL, a data de início de uma atividade de projeto MDL é a data mais recente em que ocorreu a implantação, construção ou ação real do projeto.

A data de início da atividade do projeto é 17/Dez/2010, data em que o contrato de compra de equipamentos hidromecânicos foi assinado com a Andritz Hydro Inepar do Brasil S/A¹⁰.

Consideração prévia do MDL e atividades contínuas do MDL

De acordo com o Procedimento do Ciclo de Projetos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (versão 04.0), “para as atividades de projeto com data de início em ou após 2 Agosto 2008, os participantes de projeto devem informar à Autoridade Nacional Designada (AND) do País Anfitrião e o secretariado da CQNUMC em forma escrita sobre o início da atividade de projeto e sua intenção em buscar o status MDL”. Considerando isto, uma carta foi enviada ao secretariado da CQNUMC em 18/Set/2009, que foi recebida em 11/Dez/2009, e à AND Brasileira em 30/Mar/2009.

A tabela a seguir resume as datas mais importantes e relevantes para a atividade de projeto:

Tabela 5 – Datas relevantes da atividade de projeto

EVENTO	DATA
Comunicação à AND Brasileira	30/Mar/2009
Comunicação com o Conselho Executivo do MDL	18/Set/2009
Aviso de recebimento da comunicação com o Conselho Executivo do MDL	11/Dez/2009
Data de início da atividade de projeto	17/Dez/2010
Publicação do DCP no site da CQNUMC	25/Out/2011

Adicionalidade

De acordo com a ACM0002, versão 14.0.0, a adicionalidade do projeto foi demonstrada de acordo com 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 Demonstração de que a atividade de projeto proposta é a primeira de seu tipo;
- 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

¹⁰ Contrato 16/2010 IC: Instrumento Particular de Fornecimento de Equipamentos e Prestação de Serviços e Outras Avencas

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

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 tipo.

Logo, a atividade de projeto não é a primeira de seu tipo.

Etapa 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto, consistentes com leis e regulamentos atuais

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

Como demonstrado na seção B.4, de acordo com a ACM0002 se a atividade de projeto consiste na instalação de uma nova planta/usina renovável conectada à rede, o cenário de linha de base é o que segue:

A eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto seria de outra forma gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico”.

As alternativas consideradas para a atividade de projeto são as seguintes:

- **Alternativa 1: A atividade de projeto não implantada como um projeto MDL**

Esta opção cumpre a legislação Brasileira e não é impedida por nenhuma barreira técnica. No entanto, de acordo com a Análise Financeira na seção B.5, esta alternativa não é atrativa financeiramente e não pode ser considerada como um cenário válido de linha de base.

- **Alternativa 2: Outro(s) cenário(s) alternativo(s) realísticos e confiáveis para o cenário da atividade de projeto MDL proposta que oferece serviços (ex. cimento) ou serviços (ex. eletricidade, calor) com qualidade comparável, propriedades e áreas de aplicação, considerando, quando relevante, exemplos de cenários identificados pela metodologia em questão.**

O dono do projeto desenvolve apenas usinas de energia que utilizam a hidroeletricidade e, portanto, não há outros cenários alternativos realistas e confiáveis disponíveis à atividade de projeto MDL proposta.

- **Alternativa 3: Continuação da situação atual, i.e. utilizar todos os equipamentos de geração de energia que já estão em uso antes da implantação da atividade de projeto, e realizando manutenção como de costume. A energia adicional gerada sob o projeto seria gerada em usinas existentes e novas conectadas à rede no sistema elétrico.**

A energia continuaria sendo gerada pelos geradores existentes que operam na rede elétrica nacional. Não há barreiras técnicas ou econômicas identificadas para este cenário, que é permitido pelas leis e regulações Brasileiras. Logo, a única alternativa realista para a atividade de projeto e, portanto, o cenário de linha de base, é esta opção.

Sub-etapa 1b. Consistência com leis e regulamentações obrigatórias:

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 ao projeto e ambos cumprem o quadro regulatório nacional existente.

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 adequado

- 1) Determine dentre a análise simples de custos, análise comparativa de investimento 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 financeiros/econômicos além da receita obtida pelo MDL, já que a maior fonte de receita do projeto é proveniente da venda de eletricidade. Uma análise *benchmark* (Opção III) foi selecionada para realizar a análise financeira para avaliar e demonstrar a adicionalidade do projeto.

Sub-etapa 2b. Opção III. Aplique análise benchmark

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

A “Ferramenta para Demonstração e Avaliação da Adicionalidade” oferece um guia 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 do capital próprio 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 dos indicadores financeiros (apenas aplicável às Opções II e III)

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 capital próprio
<i>r_e</i>	Custo do capital próprio
<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 ao investimento, e consequentemente para definir os rendimentos adequados do capital próprio, é o Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (*Capital Asset Pricing Method – CAPM*), que avalia o retorno mínimo que um ativo deve oferecer a um investidor, com base no risco não diversificado (ou sistemático) associado a ele.

O CMPC foi calculado após impostos e em termos reais. Favor verificar o cálculo específico abaixo:

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

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

Em que:

Rf: Taxa livre de risco;

β: Risco de investimento comparado ao mercado;

(Rm – Rf): Risco do prêmio mercado

A taxa livre de risco (Rf) é uma taxa de retorno teórica atribuída a um investimento sem riscos, representando os juros no investimento de um investidor que seria esperado de um investimento absolutamente sem riscos ao longo de um determinado período de tempo (ex. títulos de governo). Com o intuito de calcular a taxa livre de risco, as Notas do Tesouro Nacionais – Série C (NTC-C) com uma maturidade em 2031 foram utilizadas.

Para o benchmark foi considerada uma média de 6 anos completos (de Janeiro 2005 a Dezembro 2010) das Notas do Tesouro Nacionais – Série C (NTC-C) com maturidade no ano de 2031. Os títulos do

governo brasileiro NTN-C foram utilizados no cálculo do CMPC como a taxa livre de risco, considerando seus valores para um período de 6 anos, de acordo com a Reunião do EB 62, Anexo 5 – Diretrizes para avaliar a análise financeira (versão 05).

Os valores históricos dos títulos NTN-C podem ser verificados no website em <http://www.tesouro.fazenda.gov.br> e os valores entre 2005 e 2010 são os que seguem:

Tabela 6 – Valores dos títulos NTN-C

Ano	NTN-C
2005	5,25%
2006	21,43%
2007	22,67%
2008	10,45%
2009	15,99%
2010	24,58%
Média de 6 anos	16,73%

De modo a calcular a taxa livre de risco em termos reais, as taxas de inflação do país foram subtraídas dos títulos NTN-C. As séries históricas das taxas anuais de inflação podem ser verificadas no seguinte link: <http://www.portalbrasil.net/igpm.htm> e os valores médios calculados entre 2005 e 2010 são os que seguem:

Tabela 7 – Taxas anuais de inflação

Ano	Taxa de Inflação
2005	1,20%
2006	3,84%
2007	7,74%
2008	9,80%
2009	(1,71%)
2010	11,32%
Média de 6 anos	5,37%

O risco de investimento comparado ao mercado (β) é uma medida da volatilidade do preço de ações referentes a um mercado em geral. No caso da atividade de projeto, β foi calculado como uma média de 6 anos dos valores calculados pelo professor de finanças corporativas Sr. Aswat Damodaran¹¹. Os valores selecionados para o cálculo de tal média correspondem ao beta de empresas de geração de eletricidade no Brasil e estão disponíveis no website <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> (favor, clicar no menu à esquerda em “Updated Data” e descer até a segunda tabela que aparece nesta página, e selecionar fazer o download dos arquivos em “Emerging Markets”).

O beta médio de tais empresas no país entre 2005 e 2010 são os que seguem:

¹¹ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Tabela 8 – Taxas médias anuais de BETA

Ano	BETA (taxa média)
2005	0,80
2006	0,89
2007	1,04
2008	Não disponível
2009	0,73
2010	0,68
Média de 6 anos	0,82

O risco prêmio de mercado ($R_m - R_f$) representa o retorno que os investidores esperariam sobre e acima da taxa livre de risco (R_f). Esta taxa também foi calculada como uma média de 6 anos e utilizou os valores calculados pelo professor Sr. Aswat Damodaran. Os valores selecionados para o cálculo de tal média corresponde ao risco de prêmio de mercado Brasileiro, que pode ser verificado no website <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> (favor, clicar no menu à esquerda em “Updated Data” e descer até a quarta tabela em “Data Sets” e selecionar os arquivos sob o tópico “Discount Rate Estimation” – “Risk Premiums for Other Markets”).

A média do risco prêmio de mercado Brasileiro entre 2005 e 2010 é a que segue:

Tabela 9 – Taxa anual média do Risco Prêmio de Mercado

Ano	$R_m - R_f$ (taxa média)
2005	10,20%
2006	8,66%
2007	7,79%
2008	9,50%
2009	7,50%
2010	8,00%
Média de 6 anos	8,61%

Portanto, o custo do capital próprio (R_e) é:

$$R_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f)$$

$$R_e = 11,36\% + 0,82 \times 8,60\%$$

$$R_e = 11,36\% + 7,05\%$$

$$R_e = 18,41\%$$

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 energia¹² 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 período¹³. A média dos últimos dois anos é 6,0%.
- b) Remuneração do banco: 0,9% para usinas de geração de energia, à exceção de usinas de combustível fóssil¹⁴; e
- c) Taxa de risco de crédito: o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) define que a taxa de risco de crédito varia entre 0 e 3,57%¹⁵. Esta taxa é uma margem para cobrir empréstimos não pagos e o valor aplicado no caso da atividade de projeto foi 3,57%.

Além disso, financia-se até 70% do investimento total geralmente com um prazo de amortização de 10 anos. Portanto, o custo da dívida pode ser tomado como:

$$r_d = 6\% + 0,9\% + 3,57\%$$

$$r_d = 10,47\%$$

e k_e e k_d são respectivamente 30% e 70%.

A legislação fiscal brasileira permite duas modalidades chamadas lucro presumido ou real. A atividade de projeto utiliza o sistema de lucro presumido.

O CMPC é, portanto, 10,36%.

Os parâmetros básicos para o cálculo dos indicadores financeiros da atividade de projeto e o fluxo de caixa do projeto são apresentados abaixo. A planilha original contendo informações sensíveis está sendo disponibilizada à EOD, AND e EB/MDL.

¹²www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

¹³ www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

¹⁴www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

¹⁵www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

Tabela 10 – Parâmetros financeiros básicos do projeto

Parâmetro	Dado de Projeto	Referência
Capacidade instalada (MW)	20,16	Contrato de Compra n°16-2010 dos equipamentos hidromecânicos
Geração anual na rede estimada (MWh)	159.607	Projeto Básico Consolidado
Vida útil do projeto (anos)	20 anos e 11 meses	Resolução ANEEL n°742 de 18/Dez/2002
Preço PPA (R\$)	125,00	Oferta de PPA
Investimento total (R\$)	158.985.229,46 ¹⁶	Planilha do Orçamento Padrão Eletrobrás
TIR (%)	6,92	Planilha do Fluxo de caixa
Custos O&M (R\$/MWh)	7,00	Contrato O&M PCH Divisa n°88-2010

A TIR (Taxa Interna de Retorno) da atividade de projeto, sem os benefícios da venda de RCEs, mostrou-se abaixo do CMPC para o período. Portanto, a atividade de projeto PCH Ilha Comprida não é a opção mais atrativa financeiramente, já que sua TIR é de 6,92%, valor menor do que o benchmark de 10,36%.

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

Portanto, a PCH Ilha Comprida não é financeiramente atrativa.

A Sub-Etapa 2c foi satisfeita.

¹⁶O investimento total do projeto é maior do que o valor de mercado devido a características específicas. A atividade de projeto localiza-se na Bacia Amazônica, em uma região em que há altos níveis de precipitação que variam entre 2.000 e 3.000 mm por ano. Ademais, a topografia da região é majoritariamente plana, com poucas quedas expressivas resultando em um projeto com uma baixa queda d'água para uso energético. Além disso, a área também tem uma ótima hidrografia, apresentando uma grande área de drenagem de 4.961 km². Consequentemente, a entrada de água do projeto também é alta. No caso do projeto, a vazão máxima da turbina é alta de modo que se resulta em um uso de quase 90% da entrada d'água para produção de eletricidade, com um uso ótimo desta vazão. Logo, as turbinas e o tamanho da barragem aumentam consideravelmente, aumentando o investimento total do projeto também. A grande área de drenagem também interfere no comprimento da barragem. É neste contexto que a atividade de projeto utiliza turbinas tipo Kaplan de modo a fornecer o melhor uso de energia da entrada d'água do rio. Este tipo de turbina, no entanto, é mais cara do que outros tipos geralmente utilizados (ex. Francis e Pelton), resultando em um investimento total da usina maior do que outros projetos semelhantes construídos no país. Ademais, a grande área de drenagem faz necessário aumentar a altura da barragem, fazendo as obras civis também mais caras no caso do projeto quando comparado a outras usinas que se localizam em regiões menos planas e com uma área de drenagem menor que não necessitam de barragens tão grandes para criar reservatórios ou comportas suficientes para suportar a entrada da água que será transferida. Logo, é compreendido que o investimento para a construção da atividade de projeto é maior do que o valor de mercado devido aos aspectos técnicos da planta, que buscam o melhor arranjo com as dificuldades mencionadas acima. Todos estes critérios tornam o investimento da usina mais significativo devido ao uso de turbinas específicas para gerar eletricidade de grandes entradas d'água e baixas quedas d'água, e a necessidade por obras civis para a construção de barragens maiores com um comprimento maior do que o que geralmente é construído.

Sub-etaapa 2d: Análise de sensibilidade

De modo a justificar que a conclusão referente à atratividade financeira é robusto a variações significativas, os seguintes quatro parâmetros foram selecionados para elaboração da análise de sensibilidade:

- Investimento total;
- Custos de O&M;
- Preço PPA (Contrato de Compra de Energia); e
- Geração de eletricidade.

O impacto na TIR do projeto é apresentado abaixo, quando os quatro parâmetros variam entre -20% e +20%, de acordo com a “Ferramenta para Demonstração e Avaliação da Adicionalidade”.

Análise de Sensibilidade da TIR do projeto, sem o benefício do MDL

Tabela 11 – Análise de investimento

Investimento		
Varição	TIR	R\$
-21,75%	10,36%	124.405.942,05
-20%	10,03%	127.188.183,56
-10%	8,35%	143.086.706,51
-5%	7,61%	151.035.967,98
0%	6,92%	158.985.229,46
5%	6,28%	166.934.490,93
10%	5,68%	174.883.752,40
20%	4,60%	190.782.275,35

Tabela 12 – Análise dos custos de O&M

O&M		
Varição	TIR	R\$
-100%	7,77%	-
-20%	7,09%	5,60
-10%	7,01%	6,30
-5%	6,96%	6,65
0%	6,92%	7,00
5%	6,88%	7,35
10%	6,83%	7,70
20%	6,74%	8,40

Tabela 13 – Análise do PPA

PPA		
Variação	TIR	R\$
-20%	3,84%	100,00
-10%	5,43%	112,50
-5%	6,19%	118,75
0%	6,92%	125,00
5%	7,63%	131,25
10%	8,32%	137,50
20%	9,64%	150,00
25,60%	10,36%	157,00

Tabela 14 – Análise da geração de eletricidade

Geração de Eletricidade		
Variação	TIR	MWh/ano
-20%	4,05%	127.685,60
-10%	5,53%	143.646,30
-5%	6,23%	151.626,65
0%	6,92%	159.607,00
5%	7,58%	167.587,35
10%	8,23%	175.567,70
20%	9,48%	191.528,40
27,35%	10,36%	203.259,51

As linhas vermelhas indicam os pontos de encontro entre a TIR do projeto e o benchmark CMPC. Favor notar que na avaliação dos custos fixos e variáveis, a variação necessária para alcançar o ponto de encontro é extremamente elevada. Ademais, como pode ser visto, a TIR do projeto só é superior do que o benchmark nas seguintes situações:

Redução do investimento: Quando examinando o investimento, uma redução de 20% leva a uma TIR ainda menor do que o CMPC. A probabilidade de ocorrência deste cenário é improvável.

Custos de O&M: Quando examinando os custos de O&M, uma redução de 20% leva a uma TIR que ainda é menor do que o CMPC. A probabilidade de ocorrência deste cenário é improvável.

Preço do PPA: Quando examinando o preço da energia, um aumento de 20% em seu valor resulta em uma TIR que ainda é menor do que o CMPC. A probabilidade de ocorrência deste cenário é improvável.

Eletricidade Gerada: Com um aumento de 20% na geração de eletricidade do projeto, a TIR ainda é menor do que o CMPC e a probabilidade de ocorrência deste cenário é improvável.

A análise de sensibilidade confirma que a PCH Ilha Comprida não é financeiramente atrativa e portanto enfrenta significativas barreiras financeiras.

A Sub-etapa 2d foi satisfeita.

RESULTADO DA ETAPA 2: Como demonstrado ao longo da etapa 2, a TIR do projeto é menor do que o benchmark selecionado. Logo, a atividade de projeto da PCH Ilha Comprida não é financeiramente atrativa e enfrenta significativas barreiras financeiras.

Etapa 4: Análise de Prática Comum

Esta etapa requer uma análise de outras atividades que são operacionais e semelhantes à atividade de projeto proposta. De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” e as “Diretrizes para prática comum” (versão 02.0), projetos são considerados semelhantes se forem 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 a fontes de financiamento, etc.

Outras atividades de projeto MDL (atividades de projeto registradas e atividades de projeto que foram publicadas no website da CQNUMC para consulta global às partes interessadas como parte do processo de validação) não devem ser incluídas nesta análise. Devem-se fornecer evidências documentadas e, quando relevante, informações quantitativas. Para base desta análise, deve-se descrever se e em qual extensão atividades semelhantes já estão difundidas na região relevante.

Os passos abaixo são utilizados de acordo com a “Ferramenta” para definir usinas semelhantes à atividade de projeto proposta:

- **ETAPA 1:** Calcule a variação aplicável de saída de +/- 50% da saída concebida ou capacidade da atividade de projeto proposta.

A PCH Ilha Comprida tem uma capacidade instalada de 20,16 MW e, portanto, as usinas analisadas só foram consideradas semelhantes se apresentaram uma capacidade variando entre -50% e +50% em relação à capacidade instalada da atividade de projeto (entre 10,08 MW e 30,24 MW).

- **ETAPA 2:** Na área geográfica aplicável, identifique as usinas que entregam a mesma capacidade, dentro a variação aplicada na Etapa 1, que a atividade de projeto proposta e que iniciaram sua operação comercial antes da data de início do projeto. Note seu número como N_{all} . Projetos registrados no MDL ou em validação não devem ser considerados nesta etapa.

Conforme definido na “Ferramenta”, a área geográfica aplicável a ser analisada na prática comum considera todo o país anfitrião como padrão. Todas as usinas que atualmente operam no Brasil foram consideradas nesta análise e podem ser verificadas no Banco de Informações de Geração da ANEEL, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>.

Quando da época em que esta análise foi realizada, havia 2.619 usinas operando no país¹⁷ que foram analisadas nesta etapa, como segue:

Tabela 15 – Usinas atualmente operando no Brasil

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

Tipo	Quantidade	Capacidade Total (MW)	%
CGH (Central Geradora Hidrelétrica)	379	224,98	0,19
EOL (Central Geradora Eolielétrica)	75	1.615,34	1,29
PCH (Pequena Central Hidrelétrica)	428	4.059,64	3,38
UFV (Usina Fotovoltaica)	8	5,49	0,00
UHE (Usina Hidrelétrica de Energia)	181	81.943,06	66,65
UTE (Usina Térmica de Energia)	1,546	32.947,28	26,78
UTN (Usina Termonuclear)	2	1.990,00	1,70
Total	2.619	122.785,80	100

A data de início da atividade de projeto PCH Ilha Comprida é 17/Dez/2010, data em que o contrato de compra dos equipamentos hidromecânicos foi assinado com a empresa Andritz Hydro Inepar do Brasil S/A. Logo, as usinas analisadas só foram consideradas semelhantes à atividade de projeto se iniciaram sua operação comercial antes de 17/Dez/2010.

A data de operação comercial das usinas analisadas nesta etapa¹⁸ pode ser verificada no site da ANEEL, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37> (favor, abrir os arquivos sob o título “ACOMPANHAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”). As usinas que não estão listadas no arquivo foram automaticamente consideradas na análise de prática comum de modo conservador.

Das 998 usinas hidrelétricas em operação no país, apenas 149 atenderam aos critérios citados acima. Destas, 56 são registradas ou estão em validação no MDL. Assim, $N_{all} = 93$.

¹⁷ Acesso em 07/05/2012. Este número considera 379 Centrais Geradoras Hidrelétricas, 428 Pequenas Centrais Hidrelétricas e 181 Usinas Hidrelétricas, como expressado na Tabela 15.

¹⁸ Disponível na Base de Informações de Geração da ANEEL, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=0&fase=3>. Acesso em 07/05/2012.

Tabela 16 – Usinas semelhantes dentre os critérios estabelecidos nas Etapas 1 e 2

Tipo	Quantidade	Capacidade total (MW)	%
PCH	64	1.362,11	69,04
UHE	29	610,86	30,96
Total	93	1.972,97	100

A planilha original com todas as usinas analisadas está disponível à EOD.

- **ETAPA 3:** Dentre as usinas identificadas na Etapa 2, identifique aquelas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada pela atividade de projeto. Note seu número como N_{diff} .

Como definido no parágrafo 9 da “Ferramenta”, tecnologias diferentes no contexto da prática comum são tecnologias que entregam a mesma capacidade e diferem em pelo menos um dos itens abaixo (conforme apropriado no contexto de medição aplicado no projeto MDL proposto e área geográfica aplicável):

(a) Fonte de energia/combustível

A PCH Ilha Comprida gera energia renovável por meio da hidroeletricidade. Todas as usinas analisadas na Tabela 16 geram hidroeletricidade também.

(b) Estoque de alimentação: não aplicável;

(c) Tamanho da instalação (capacidade): micro; pequena; e grande

No Brasil, usinas hidrelétricas com uma capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW são consideradas de pequena escala, e aquelas com capacidade acima de 30 MW são consideradas de grande escala¹⁹. Logo, as 29 usinas hidrelétricas de grande escala apresentadas na Tabela 16 não são consideradas semelhantes à atividade de projeto. Logo, apenas 64 PCHs permanecem para serem estudadas como semelhantes à PCH Ilha Comprida.

(d) Clima de investimento à data da tomada de decisão do investimento, considerando:

- i. Acesso à tecnologia;

As PCHs consideradas semelhantes ao projeto (apresentadas na Tabela 16 têm acesso às mesmas condições de tecnologia e, portanto, este critério não foi utilizado para estabelecer diferenças entre tais usinas.

¹⁹No Brasil, Pequenas Centrais Hidrelétricas são aquelas com capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW.
http://www3.aneel.gov.br/empreendedor/documentos/002_Capitulo_02.pdf

ii. Subsídios ou outros auxílios 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 (SIN²⁰). 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/CQNUMC, seriam revertidas ao governo. Ainda há licitações pendentes de alguns projetos que receberam ambos os incentivos.

Portanto, das 64 PCHs restantes identificadas anteriormente e similares à atividade de projeto, 39 receberam o benefício do Proinfa e, portanto, foram excluídas desta análise, restando apenas 25 PCHs a serem comparadas com a PCH Ilha Comprida.

iii. Políticas promocionais;

Nenhuma política promocional foi considerada como critério para estabelecer diferenças entre as usinas semelhantes à PCH Ilha Comprida.

iv. Regulamentações legais

A análise de prática comum somente considerou as PCHs que operam como Produtores Independentes de Energia (PIE), como é o caso da PCH Ilha Comprida. No Brasil, há três outros modos de fornecer eletricidade:

- Serviço público (SP);
- Auto Produção de Energia (APE); e
- Registro (REG).

Além disso, 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.

²⁰ <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>

Conforme descrito no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)²¹, 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 implantar 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.

Entre 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 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.

²¹ <http://www.ccee.org.br/cceeiinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

Tabela 17 – Diferenças entre as fases do Setor Elétrico Brasileiro**Fonte:** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica²²

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)

Considerando-se que este novo quadro regulatório, é razoável considerar projetos em que o processo de tomada de decisão ocorreu após Março de 2004. Como os PPs não encontraram esta informação para todas as usinas analisadas nesta 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.

Das 25 PCHs restantes consideradas semelhantes à PCH Ilha Comprida, apenas 15 são PIE e, destas, 11 iniciaram sua operação após Março, 2004. Logo, considerando as usinas identificadas na Tabela 16, apenas as PCHs apresentadas abaixo seguem os critérios aplicados e discutidos acima:

²² <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

Tabela 18 – Usinas semelhantes dentre os critérios estabelecidos na Etapa 3

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Destino da Eletricidade	Tipo	Início da operação	MDL	Proinfa
Irara	30	PIE	PCH	Set/08	N	N
Pai Joaquim	23	PIE	PCH	Mar/04	N	N
Ombreiras	26	PIE	PCH	Jul/05	N	N
Salto Três de Maio	20	PIE	PCH	2010	N	N
Salto Curuá	30	PIE	PCH	Nov/07	N	N
Unaí Baixo	26	PIE	PCH	-	N	N
São Francisco	14	PIE	PCH	Nov/10	N	N
Santa Fé I	30	PIE	PCH	Mai/08	N	N
Faxinal II	30	PIE	PCH	Nov/05	N	N
Mambaí II	12	PIE	PCH	2008	N	N
Paranatinga II	29,02	PIE	PCH	Fev/08	N	N

Portanto, $N_{diff} = 82$.

- **ETAPA 4:** Calcule o fator $F = 1 - N_{diff} / N_{all}$ que representa a parcela de usinas que utilizam tecnologia similar à utilizada pela atividade de projeto proposta em todas as usinas que fornecem a mesma capacidade que a atividade de projeto proposta.

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

$$F = 1 - 82 / 93$$

$$F = 1 - 0,8817$$

$$F = 0,1183$$

De acordo com a “Ferramenta”, a atividade de projeto somente é considerada prática comum dentre um setor da área geográfica aplicável se ambas as condições abaixo são atendidas:

- (a) O fator F é maior do que 0,2, e
(b) $N_{all} - N_{diff}$ é maior do que 3.

$$N_{all} - N_{diff} = 93 - 82$$

$$N_{all} - N_{diff} = 11$$

Como apresentado acima, o fator F não é maior do que 0,2 e, portanto a PCH Ilha Comprida não é considerada uma prática comum no país.

RESULTADO DA ETAPA 4: Como demonstrado na análise de prática comum, projetos similares a PCH Divisa não são amplamente observados no Brasil e, portanto, o projeto não pode ser considerado como uma prática comum no país.

RESULTADO DA ADICIONALIDADE: De todas as etapas incluídas nesta 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.

B.6. Reduções de emissão

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 renovável, $PE_y = 0$. No entanto, algumas atividades de projeto podem envolver emissões de projeto 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)

Não há emissões do consumo de combustíveis fósseis ($PE_{FF,y} = 0$) nem da operação de usinas geotermiais devido à emissão de gases não condensáveis ($PE_{GP,y} = 0$).

Emissões derivadas do reservatório de usinas hidrelétricas ($PE_{HP,y}$)

Para atividades de projeto hidrelétricos que resultam em novos reservatórios únicos ou múltiplos e para atividades de projeto que resultam no aumento de reservatórios únicos ou múltiplos existentes, os proponentes do projeto devem considerar as emissões de CH_4 e CO_2 derivadas dos reservatórios, estimadas como segue:

- a) Se a densidade de potência (PD) da atividade de projeto é maior do que 4 W/m^2 e menor do que 10 W/m^2 :

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

Em que:

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto derivadas do reservatório da usina hidroelétrica no ano y (tCO_2e)

EF_{Res} = Valor padrão do fator de emissão para emissões de reservatórios de usinas hidrelétricas ($kgCO_2e/MWh$)

TEG_y = Eletricidade total produzida pela atividade de projeto, incluindo a energia fornecida à rede e a consumida internamente, no ano y (MWh)



Emissões de linha de base

As emissões de linha de base devem incluir apenas emissões de CO₂ de geração de eletricidade por usinas movidas a fontes fósseis que são deslocadas pela 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 (tCO₂)

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 CO₂ para geração de eletricidade na rede no ano y calculado utilizando a última versão da “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico” (tCO₂/MWh)

Cálculo de EG_{PJ,y}

O cálculo de EG_{PJ,y} é diferente para usinas novas (*greenfield*), repotenciadas, substituídas e com adição de capacidade.

Usinas novas (greenfield) de energia renovável

Se uma atividade de projeto é a instalação de uma nova planta/unidade de energia renovável conectada à rede em um local em que nenhuma usina de energia renovável foi operada antes da implantação da atividade de projeto (como no caso da PCH Ilha Comprida), então:

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

Em que:

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

EG_{facility,y} = Quantidade de eletricidade líquida gerada fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano y (MWh/ano)

Cálculo de $EF_{grid,CM,y}$

As emissões de linha de base devem incluir as emissões de CO₂ provenientes da geração de eletricidade por usinas movidas a combustíveis fósseis que são deslocadas pela atividade de projeto.

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

Conforme descrito na Seção B.4, o fator de emissão pode ser calculado de acordo com uma das seguintes opções:

- (a) Margem combinada (CM), consistindo da margem de operação (OM) e margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, ou;
- (b) Média ponderada de emissões (em tCO₂/MWh) do mix atual de geração. As informações do ano em que a geração do projeto ocorre deverão ser utilizadas. Os cálculos deverão se basear em fontes oficiais de informação (quando disponível) e disponibilizadas publicamente.

O fator de emissão da margem combinada (CM) é a combinação da margem de operação (OM) e margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. A ferramenta indica que o fator de emissão da rede é determinado a partir das seguintes etapas:

1. Identifique os sistemas elétricos relevantes;
2. Escolha a inclusão de usinas não conectadas à rede no sistema elétrico do projeto (opcional);
3. Selecione o método apropriado para determinar a margem de operação (OM);
4. Calcule o fator de emissão da margem de operação segundo o método escolhido;
5. Calcule o fator de emissão da margem de construção (BM);
6. Calcule o fator de emissão da margem combinada (CM).

Etapa 1. Identifique os sistemas elétricos relevantes

O sistema elétrico no Brasil tem como principal subsistema o Sistema Interligado Nacional (SIN), a rede nacional, e diversos sistemas isolados, principalmente na região amazônica. Como a atividade de projeto produz e entrega eletricidade ao SIN, este é o sistema elétrico relevante considerado.

Todas as informações requeridas pela Ferramenta tem como fonte o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade responsável por coordenar e controlar a operação de todas as instalações de geração e transmissão do sistema nacional. A AND Brasileira definiu este sistema na Resolução nº 8 de 26/05/2008, disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf.

Etapa 2. Escolha a inclusão de usinas não conectadas à rede no sistema elétrico do projeto

Os participantes do projeto seguiram a opção I da “Ferramenta” e nenhuma usina não conectada ao SIN foi incluída no sistema elétrico da atividade de projeto:

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

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

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

- (a) OM Simples; ou
- (b) OM Simples Ajustada; ou
- (c) OM de Análise dos Dados de Despacho; ou
- (d) OM Média.

A AND Brasileira calcula o fator de emissão anual do país por meio da opção (c) OM de Análise dos Dados de Despacho e, portanto, os PP seguirão esta fonte oficial para o cálculo do fator de emissão.

Etapa 4. Calcule o fator de emissão da margem de operação segundo o método escolhido

(c) *OM de Análise dos Dados de Despacho*

O fator de emissão OM de Análise dos Dados de Despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado a partir das usinas conectadas à rede que efetivamente são despachadas na margem durante cada hora h em que o projeto está deslocando energia da rede. Esta abordagem não é aplicável à informações históricas e, logo, requer o 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 dos dados de despacho do fator de emissão da margem de operação CO₂ no ano y (tCO₂/MWh)

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade deslocada pela atividade de projeto na hora h do ano y (MWh)

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

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

h = Horas no ano y em que a atividade de projeto desloca energia

y = Ano em que a atividade de projeto desloca eletricidade na rede

O fator de emissão horário é calculado com base na eficiência energética da usina e no 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)

$EG_{n,h}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue à rede pela usina n conectada à rede na hora h (MWh)

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

n = Usinas conectadas à rede no topo da ordem de despacho

h = Horas no ano y em que a atividade de projeto desloca eletricidade da rede

A AND Brasileira é responsável por fornecer $EF_{EL,DD,y}$ de modo que os PP possam calcular o fator de emissão da margem de operação. Portanto, esta informação será atualizada anualmente aplicando informações oficiais e disponibilizadas publicamente pela AND, no seguinte link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>

Etapa 5. Calcule o fator de emissão da margem de construção (BM)

Os participantes do projeto selecionaram a opção 2 estabelecida pela “Ferramenta” para calcular o fator de emissão da margem de construção (BM), como segue:

- Opção 2: Para o primeiro período de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo as usinas construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se esta informação ainda não estiver disponível, incluindo as usinas construídas até o ano mais recente em que a informação está disponível. Para o segundo período de créditos, o fator de emissão da margem de construção deverá ser calculado *ex-ante*, conforme descrito na Opção 1 acima. Para o terceiro período de créditos, o fator de emissão da margem de construção do segundo período de créditos deverá ser utilizada.

O fator de emissão da margem de construção é a média ponderada de geração do fator de emissão (tCO₂/MWh) de todas as usinas m durante o ano mais recente y em que as informações de geração estão disponíveis, calculada como segue:

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

Em que:

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

$EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade 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 em que as informações de geração de eletricidade estão disponíveis

A AND Brasileira é responsável por fornecer o fator de emissão da margem de construção que é utilizado no cálculo do fator de emissão do país. Portanto, esta informação será atualizada anualmente, utilizando a fonte oficial de informações publicada pela AND, disponível em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>.

Etapa 6. Calcule o fator de emissão da margem combinada (CM)

O cálculo do fator de emissão da margem combinada (CM) ($EF_{grid,CM}$) baseia-se nos 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 CO₂ no ano y (tCO₂/MWh);

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

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

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

De acordo com 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 se refere à ferramenta.

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

Fugas

Nenhuma emissão fugitiva é considerada. As principais emissões que potencialmente levariam à fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões geradas devido à atividades como a construção de usinas e emissões a montante pelo uso de combustíveis fósseis (ex. extração, processamento, transporte). Estas fontes de emissão são negligenciadas.

Reduções de emissão

As reduções de emissão são calculadas como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Em que:

ER_y = Reduções de emissão no ano y (tCO₂e)

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

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e)

B.6.2 Dados e parâmetros fixados ex ante

Dado / Parâmetro	W _{OM}
Unidade	%
Descrição	Peso da margem de operação
Fonte da informação	Ferramenta para cálculo do Fator de Emissão de um sistema elétrico
Valor(es) aplicado(s)	50
Escolha do dado ou Métodos de medição e procedimentos	Como definido pela ferramenta para o cálculo do Fator de Emissão.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	-

Dado / Parâmetro	W _{BM}
Unidade	%
Descrição	Peso da margem de construção
Fonte da informação	Ferramenta para cálculo do Fator de Emissão de um sistema elétrico
Valor(es) aplicado(s)	50
Escolha do dado ou Métodos de medição e procedimentos	Como definido pela ferramenta para o cálculo do Fator de Emissão.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	-



Dado / Parâmetro	A_{BL}
Unidade	m^2
Descrição	Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes da implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte da informação	ACM0002 – Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis
Valor(es) aplicado(s)	0
Escolha do dado ou Métodos de medição e procedimentos	Conforme a metodologia, para novos reservatórios este valor é zero.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	-

Dado / Parâmetro	Cap_{BL}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implantação da atividade de projeto.
Fonte da informação	ACM0002 – Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis
Valor(es) aplicado(s)	0
Escolha do dado ou Métodos de medição e procedimentos	Conforme a metodologia, para novos reservatórios este valor é zero.
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	-

Dado / Parâmetro	EF _{Res}
Unidade	kgCO ₂ e/MWh
Descrição	Fator de emissão padrão para emissões de reservatório
Fonte da informação	Decisão do EB23
Valor(es) aplicado(s)	90
Escolha do dado ou Métodos de medição e procedimentos	-
Objetivo do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	-

B.6.3 Cálculo ex ante das reduções de emissão

Como demonstrado na seção B.6.1, não há nenhuma fuga a ser considerada no cálculo de reduções de emissão. Assim, as reduções de emissão são as que seguem:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Em que:

ER_y = Reduções de emissão no ano y (tCO₂e);

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

PE_y = Emissões de projeto no ano y (tCO₂e)

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

Em que:

ER_y = Reduções de emissão no ano y (tCO₂);

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_{CO₂,grid,y} = Fator de emissão da rede no ano y (tCO₂/MWh)

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e)

Uma vez que a AND brasileira é responsável pela publicação dos fatores de emissão da rede elétrica nacional, os últimos valores publicados²³ para o fator de emissão foram utilizados para estimar as reduções de emissão como segue:

²³ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora>

Fator de Emissão - Média Anual da Margem de Construção (tCO ₂ /MWh)	
2010	
0,1404	

Fator de Emissão – Média Mensal da Margem de Operação (tCO ₂ e/MWh) – 2010											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,2111	0,2798	0,2428	0,2379	0,3405	0,4809	0,4347	0,6848	0,7306	0,732	0,7341	0,6348

*Média da margem de operação do fator de emissão em 2010 calculado pelos PP com base nos dados da CIMGC = 0,4786

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

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = 0,5 * 0,1404 + 0,5 * 0,4786$$

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = 0,0702 + 0,2393$$

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = 0,3095 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Espera-se que a PCH Ilha Comprida gere aproximadamente 159.607 MWh/ano, conforme mostrado na tabela abaixo:

Tabela 19 – Geração anual de eletricidade esperada

Capacidade Instalada (A)	20,16 MW
Horas anuais (B)	8.760
Fator de Capacidade (C) ²⁴	0,9037698
Geração de Energia (A) * (B) * (C)	159.607,2

Portanto, as reduções de emissão do projeto são:

$$ER_y = 159.607 * 0,3095$$

$$ER_y = 49.403 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

Como explicado na seção B.6.1, a atividade de projeto tem uma densidade de potência entre 4 W/m² e 10 W/m² e, portanto, deve considerar as suas emissões referentes ao reservatório da usina de acordo com a seguinte equação:

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

²⁴ Coefficient of Assured Energy per Installed Capacity (8,43/9,5 = 0,8873)



Em que:

$PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto derivadas do reservatório no ano y (tCO₂e)

EF_{Res} = Valor padrão do fator de emissão do reservatório de usinas hidrelétricas (kgCO₂e/MWh)

TEG_y = Eletricidade total produzida pela atividade de projeto, incluindo a energia fornecida à rede e a consumida internamente, no ano y (MWh)

As emissões do projeto ($PE_{HP,y}$) da PCH Ilha Comprida são:

$$PE_{HP,y} = \frac{90 * 159.607}{1.000}$$

$$PE_{HP,y} = \frac{143.646,48}{1.000}$$

$$PE_{HP,y} = 14.365 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

Portanto, as reduções de emissão do projeto são:

$$ER_y = 159.607 * 0,3095 - 14.365$$

$$ER_y = 49.403 - 14.365$$

$$ER_y = 35.039 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

**B.6.4 Resumo das estimativas ex ante das reduções de emissão**

Ano	Emissões de Linha de Base (tCO₂e)	Emissões de Projeto (tCO₂e)	Fugas (tCO₂e)	Reduções de Emissão (tCO₂e)
2015	49.403	14.365	0	35.038
2016	49.403	14.365	0	35.038
2017	49.403	14.365	0	35.038
2018	49.403	14.365	0	35.038
2019	49.403	14.365	0	35.038
2020	49.403	14.365	0	35.038
2021	49.403	14.365	0	35.038
Total	345.821	100.555	0	245.266
Número total de anos de obtenção de créditos	7			
Média anual ao longo do período de obtenção de créditos	49.403	14.365	0	35.038

**B.7 Plano de monitoramento****B.7.1 Dados e parâmetros a serem monitorados**

Dado / Parâmetro	EG _{facility,y}
Unidade	MWh/ano
Descrição	Quantidade de eletricidade líquida fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano y
Fonte da informação	Medidor de eletricidade na saída da PCH
Valor(es) aplicado(s)	159.607
Métodos de medição e procedimentos	<p>A eletricidade líquida gerada e fornecida pelo projeto à rede será medida por dois medidores no ponto de saída da usina – um é o medidor principal e o outro é o medidor 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 as regulações Brasileiras (“Norma Brasileira Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica (estáticos) NBR 14.519”).</p> <p>Medidores de alta voltagem irão enviar a informação de geração para os seguintes pontos:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Painel de Controle Operacional da Usina Hidrelétrica;2. ONS (Operador Nacional do Sistema) – via VPN;3. CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) na qual os totais mensais serão utilizados para fatura de comercialização. <p>Ademais, serão utilizadas planilhas obtidas mensalmente diretamente dos medidores com dados da geração horária, que serão comparados com as planilhas de geração mensal disponíveis no site da CCEE.</p> <p>Toda a eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto será monitorada online pela CCEE. Esta entidade é responsável pelas leituras e consolidação mensal da eletricidade gerada pelo Relatório MED0003, que considera a eletricidade bruta e líquida gerada pela atividade de projeto.</p> <p>Ademais, os medidores também irão fornecer dados para o cálculo da eletricidade líquida como a diferença entre a eletricidade produzida pela atividade de projeto e a eletricidade importada da rede.</p>
Frequência de monitoramento	Mensal
Procedimentos QA/QC	O nível de incerteza da informação é baixo. A eletricidade líquida gerada e fornecida pela atividade de projeto à rede será checada duplamente pelo controle interno e por recibos de venda ou por evidências da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (principalmente o relatório MED0003). A calibração dos medidores será realizada a cada dois anos, cumprindo com as regulações do Operador Nacional do Sistema (ONS).
Propósito da informação	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	-



Dado / Parâmetro	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão da margem combinada CO ₂ para geração de energia conectada à rede no ano y calculada usando os valores publicados pela AND Brasileira.
Fonte da informação	Os dados para os cálculos de $EF_{grid,CM,y}$ são fornecidos pela CIMGC/ONS.
Valor(es) aplicado(s)	0,3095
Métodos de medição e procedimentos	O fator de emissão ex post é calculado pelos participantes do projeto com dados da CIMGC (que por sua vez utiliza dados do ONS). Os itens da fórmula de $EF_{grid,CM,y}$, $EF_{grid,BM,y}$ e $EF_{grid,OM,y}$ também serão monitorados e calculados pela CIMGC e pelo ONS, com os Dados de Despacho do sistema de rede. Este valor é atualizado anualmente de acordo com os cálculos da CIMGC para o SIN.
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos QA/QC	Este dado é de uma fonte oficial e é disponível publicamente. A margem de erro deste dado é baixa.
Propósito da informação	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	Este dado está disponível o website: http://www.mct.gov.br/

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão da margem de operação de dados de despacho na rede no ano y.
Fonte da informação	O fator de emissão da margem de operação é calculado pelos participantes de projeto com dados da CIMGC (que por sua vez utiliza dados do ONS). Os itens da fórmula de $EF_{grid,OM,y}$ também serão monitorados e calculados pela CIMGC e pelo ONS, com os Dados de Despacho do SIN.
Valor(es) aplicado(s)	0,4786
Métodos de medição e procedimentos	O fator de emissão da margem de operação é calculado pelos participantes de projeto com dados da CIMGC e do ONS. Os itens da fórmula de $EF_{grid,OM,y}$ também serão monitorados e calculados pela CIMGC e pelo ONS, com os Dados de Despacho do SIN.
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos QA/QC	Este dado será aplicado no cálculo ex post do fator de emissão. O dado será preenchido anualmente (arquivo eletrônico). O dado será arquivado eletronicamente até dois anos após a conclusão do período de obtenção de créditos.
Propósito da informação	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	Este dado está disponível no website: http://www.mct.gov.br/



Dado / Parâmetro	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão da margem de construção CO ₂ da rede no ano y
Fonte da informação	Os cálculos de $EF_{grid,BM,y}$ são dados pela CIMGC/ONS
Valor(es) aplicado(s)	0,1404
Métodos de medição e procedimentos	O fator de emissão da margem de construção é calculada com dados da CIMGC e do ONS. Os itens da fórmula de $EF_{grid,BM,y}$ também serão monitorados e calculados pela CIMGC e pelo ONS, pelos Dados de Despacho do SIN.
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos QA/QC	Este dado será aplicado nos cálculos ex post do fator de emissão. O dado será preenchido anualmente (arquivo eletrônico). O dado será arquivado eletronicamente até dois anos após a conclusão do período de obtenção de créditos.
Propósito da informação	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	Este dado está disponível no website: http://www.mct.gov.br/

Dado / Parâmetro	TEGy
Unidade	MWh
Descrição	Eletricidade total produzida pela atividade de projeto, incluindo a energia fornecida à rede e a consumida internamente, no ano y
Fonte da informação	Usina
Valor(es) aplicado(s)	159.607
Métodos de medição e procedimentos	A eletricidade total produzida pela atividade de projeto será medida continuamente por dois medidores de série PM800, localizados nos geradores da usina.
Frequência de monitoramento	Mensal
Procedimentos QA/QC	-
Propósito da informação	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	Aplicável para atividades de projeto hidrelétricos com densidade de potência da atividade de projeto (PD) maior do que 4 W/m ² e menor ou igual a 10 W/m ² .



Dado / Parâmetro	A _{PJ}
Unidade	m ²
Descrição	Área do reservatório único ou múltiplo medido na superfície da água, após a implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte da informação	Ilha Comprida Energia S/A
Valor(es) aplicado(s)	2.080.000
Métodos de medição e procedimentos	A área do reservatório é definida na Licença de Operação do projeto e será monitorada anualmente. Um relatório técnico será emitido anualmente para confirmar este parâmetro.
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos QA/QC	-
Propósito da informação	Cálculo das emissões de linha de base
Comentário adicional	Este valor será utilizado para calcular a densidade de potência do reservatório. Ele tem impacto sobre a aplicabilidade da metodologia e no cálculo das Reduções Certificadas de Emissão da atividade de projeto.

Dado / Parâmetro	C _{appj}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da planta hidrelétrica após a implantação da atividade de projeto.
Fonte da informação	Ilha Comprida Energia S/A
Valor(es) aplicado(s)	20.100.000
Métodos de medição e procedimentos	A capacidade instalada do projeto é definida pelo grupo turbina-gerador e não será alterado. Estes equipamentos serão verificados anualmente para garantir que não foram modificados.
Frequência de monitoramento	Anual
Procedimentos QA/QC	-
Propósito da informação	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentário adicional	Este valor não será alterado. Este valor será utilizado para calcular a densidade de potência do reservatório. Ele tem impacto na aplicabilidade da metodologia e no cálculo das Reduções de Emissão Certificadas da atividade de projeto.

B.7.2 Plano de amostragem

Não aplicável.

B.7.3 Outros elementos do plano de monitoramento

Os dados que devem ser monitorados durante a vida útil prevista no contrato da atividade de projeto é a quantidade de eletricidade gerada no ano y ou hora h (EG_y), que o dono do projeto medirá continuamente, conforme os procedimentos estabelecidos pela metodologia de monitoramento aprovada "ACM0002 - Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis".

Os procedimentos de monitoramento para as medições, controle e garantia de qualidade estão descritos a seguir. O fator de emissão da rede, que será aplicado *ex-post*, é publicado anualmente.

Procedimentos de Monitoramento

As medições da eletricidade 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. Os medidores de eletricidade de alta tensão irão enviar os dados de geração para os seguintes pontos:

- Painel de Controle Operacional da Usina Hidrelétrica;
- ONS (Operador Nacional do Sistema) – via VPN;
- CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), regulador oficial do mercado elétrico, 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 eletricidade gerada pela atividade de projeto será monitorada online pela CCEE. Esta entidade é responsável pelas leituras e consolidações mensais da eletricidade gerada pelo Relatório MED0003.

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

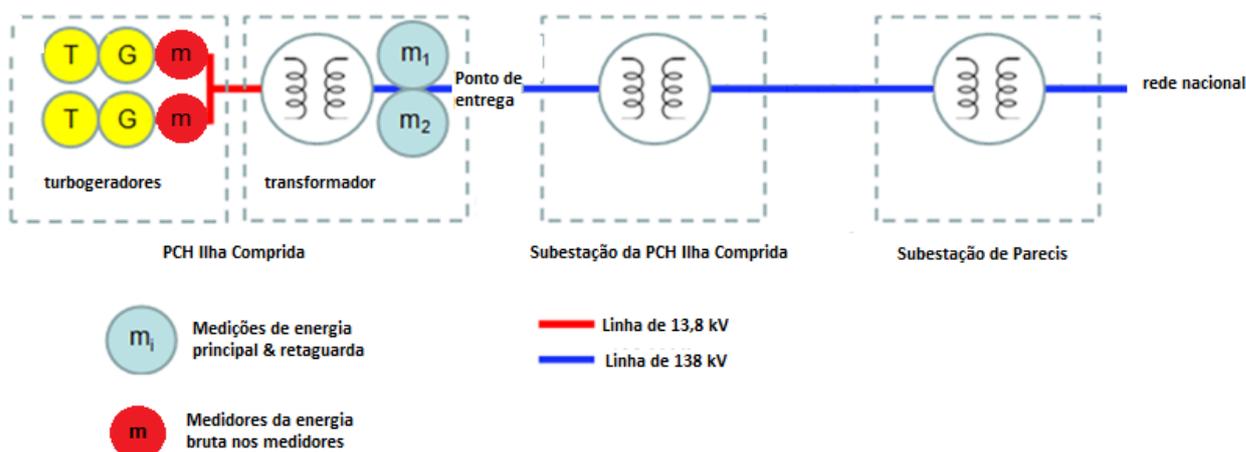


Figura 6 – Diagrama unifilar simplificado

Todos os procedimentos para medição da eletricidade são definidos pelo ONS de acordo com o “Módulo 12” do documento de Diretrizes da Rede, que fornece a medição com fins de faturamento com o objetivo de estabelecer as responsabilidades, sistemáticas e responsabilidades para o desenvolvimento de projetos sob o Sistema de Medição para Faturamento – SMF, para manutenção e inspeção do sistema e para leituras padrão dos medidores no SMF e certificação. Os procedimentos estabelecidos refletem boas práticas de monitoramento e de relatório.

Estrutura de gerenciamento e organizacional

Todas as faturas e outros documentos fiscais serão armazenados no sistema de contabilidade da Ilha Comprida Energia S/A.

A pessoa responsável pela reunião e arquivamento dos dados será o gerente do projeto, que é o responsável por acompanhar o registro da atividade de projeto da PCH Ilha Comprida.

A Ilha Comprida Energia 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 Ilha Comprida e o mix de geração elétrica da rede.

Controle e Garantia da Qualidade

Calibração

A calibração dos medidores será realizada de acordo com o Sub-Módulo 12.5 “Certificação de padrões de trabalho” do ONS, que 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 Ilha Comprida Energia é responsável pela manutenção dos equipamentos de monitoramento para lidar com possíveis ajustes e incertezas referentes às suas informações.

A Ilha Comprida Energia 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 dos medidores no 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 precisão dos dados obtidos.

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

De acordo com um procedimento interno da PCH Ilha Comprida, todas as informações coletadas como parte do plano de monitoramento serão armazenadas eletronicamente e serão mantidas por um período de 2 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 Ilha Comprida*”.

SEÇÃO C. Duração e período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade de projeto

C.1.1 Data de início da atividade de projeto

17/12/2010, data em que o contrato de compra de equipamentos hidromecânicos foi assinado com a Andritz Hydro Inepar do Brasil S/A.

A assinatura deste contrato foi a primeira ação real e comprometimento financeiro dos participantes do projeto referente à implantação do projeto.

C.1.2 Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto

20a-7m, conforme definido na Resolução ANEEL n° 742 de 18/Dez/2002²⁵.

C.2. Período de obtenção de créditos da atividade de projeto

C.2.1 Tipo do período de obtenção de créditos

Renovável

C.2.2 Data de início do período de obtenção de créditos

01/01/2015 (ou registro no MDL, o que ocorrer por último)

C.2.3 Duração do período de obtenção de créditos

7a-0m

²⁵Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002742.pdf>

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise dos impactos ambientais

A PCH Ilha Comprida satisfaz os requerimentos ambientais necessários para sua implantação, como demonstrado na Tabela 20. Ainda assim, quando do desenvolvimento do Projeto Básico do projeto, os principais impactos ambientais negativos potenciais pela construção da PCH Ilha Comprida foram identificados e discutidos. O Projeto Básico Ambiental da atividade de projeto propõem uma série de medidas de prevenção e/ou mitigação destes impactos, que estão distribuídos em 13 Programas Ambientais, descritos a seguir.

A implantação dos programas é de responsabilidade direta do empreendedor Ilha Comprida Energia S.A., sendo monitorada pela equipe de Monitoramento Ambiental, cuja estrutura prevê a participação de especialistas a serem contratados para atividades específicas, enquanto a responsabilidade da(s) construtora(s) é a implantação de todas as ações corretivas que venham a ser solicitadas.

1. Monitoramento Limnológico e de Qualidade da Água

O Programa viabilizará a identificação, prevenção e controle dos problemas do ambiente aquático durante a etapa de construção, além de subsidiar o Programa de Monitoramento da Ictiofauna. O padrão de qualidade das águas no trecho de interesse do Rio Juruena antes do início de obras será estabelecido e a sua variação ao longo do período de construção monitorada. As alterações na qualidade das águas decorrentes das atividades de construção serão oportunamente identificadas. Conforme mencionado, a presença de vetores de doenças de veiculação hídrica será investigada no Programa de Monitoramento Epidemiológico e de Controle de Vetores. Fenômenos como estratificação térmica, eutrofização e crescimento de macrófitas aquáticas também serão verificados de maneira periódica, motivando as ações corretivas pertinentes.

2. Monitoramento Hidrossedimentológico

Um dos aspectos importantes do processo de captação de água para geração de energia elétrica é a vida útil do reservatório. Surge, então, a necessidade do acompanhamento da sedimentação de materiais sólidos trazidos para o reservatório.

O transporte de sedimentos pelos rios e córregos ocorre naturalmente pelo lixiviamento das margens e a partir da ação das chuvas, quando o solo é transportado para a calha dos rios. Também a ação antrópica, como o desbarrancamento de margens por supressão de mata ciliar, por exemplo, contribuem para o aumento das taxas de assoreamento destes corpos d'água.

Assim, o monitoramento das taxas de assoreamento é fundamental para subsidiar ações de manutenção e tomada de medidas corretivas, além de favorecer o conhecimento das taxas de assoreamento e de sedimentação. Além disso, o conhecimento do tipo de material sedimentado permite uma avaliação do comportamento hidrodinâmico do barramento e do rio a montante, auxiliando no controle dos impactos detectados.

3. Programa Geológico, Geotécnico, de Controle de Erosão e Contenção de Taludes

Processos erosivos podem ocorrer devido à existência de solos de baixa coesão nas margens do reservatório.

De forma geral, a estabilidade ou a erodibilidade de taludes e encostas marginais são definidas pelos seguintes fatores:

- Características dos solos de cobertura;
- Presença de cobertura vegetal e suas características;
- Uso e ocupação do solo, destacando-se a construção de caminhos de acessos.

Os processos de erosão e instabilidade de encostas marginais podem aumentar o risco de assoreamento marginal do lago, provocando alterações temporárias e localizadas na qualidade da água e na ictiofauna.

4. Gestão Ambiental e Regularização Mineral das Áreas Fonte de Material de Construção e Áreas de Deposição de Material Excedente

Este programa visa gerenciar a exploração de áreas fonte de material de construção para as obras de implantação da PCH Ilha Comprida, além de auxiliar a regularização mineral das áreas ainda não regularizadas junto aos órgãos responsáveis.

Para as obras de implantação da PCH Ilha Comprida, as áreas fonte de material de construção serão de dois tipos, sendo o primeiro deles as jazidas de argila e o segundo, as cascalheiras. Os demais materiais de construção, como pedra, brita e areia, serão comprados de estabelecimentos comerciais já estabelecidos e devidamente licenciados. Como se trata de operação comercial será verificado a regularização da exploração desses materiais pelos comerciantes junto ao DNPM. Caso não seja possível adquirir todos os materiais de fornecedores regularizados, este Programa prevê o assessoramento ao Empreendedor no que diz respeito à regularização deste comércio.

Quanto às jazidas de argila e às cascalheiras, em se tratando de utilização das mesmas apenas para as obras, sem previsão de comercialização do material extraído, não há necessidade de solicitação de autorização junto ao DNPM.

O Programa contemplará também os procedimentos de gestão ambiental das áreas de deposição de material excedente, como os bota-foras de solo proveniente de escavações e bota-espera de material vegetal.

5. Recuperação de Áreas Degradadas

O Programa de recuperação de áreas degradadas (PRAD) é uma importante ferramenta na mitigação dos impactos gerados por qualquer tipo de empreendimento que modifique a paisagem natural, uma vez que nele são apresentadas a localização e as ações voltadas para a recuperação dessas áreas. Contudo, quando o empreendimento é realizado de forma ambientalmente correta, o PRAD se torna um estudo de fácil execução, uma vez que todas as obras, antes mesmo de serem iniciadas, já contemplam esse viés ambiental, ou seja, refletem a prática da boa engenharia.

Na fase final dos serviços, será necessário implantar um conjunto abrangente de procedimentos de desativação de maneira a garantir a recuperação de áreas degradadas e a instauração de processos de regeneração natural antes da finalização das obras. Como esses procedimentos de desativação são de vital importância para a efetiva mitigação dos impactos construtivos e para garantir que as condições pós-encerramento situem-se próximas às condições anteriores à intervenção, exigindo um esforço concentrado do Empreendedor e das empresas contratadas, eles são consolidados em um Programa Ambiental específico.

Será ressaltado que a maior parte das atividades relacionadas com este Programa somente poderá ser iniciada com o término das obras e a completa desmobilização das frentes de serviço, visto que para a recuperação destas áreas afetadas é necessário primeiramente que o fator impactante ou degradante seja finalizado e eliminado para que as intervenções necessárias à recuperação sejam iniciadas.

6. Monitoramento da Ictiofauna

Empreendimentos que modificam o curso dos corpos d'água, como é o caso da instalação de uma PCH, acabam por alterar as comunidades bióticas existentes, principalmente a ictiofauna.

Especialmente para os organismos aquáticos, estão associados três fatores que desempenham importante papel na manutenção das comunidades: a qualidade da água, que deve ter suas características e propriedades físico-químicas adequadas; a vegetação ciliar, que constitui o início da cadeia alimentar para a maioria dos organismos de água doce; e o regime hidrológico, o qual condiciona os mais variados comportamentos da fauna aquática.

Dessa forma, o monitoramento da comunidade ictiofaunística é de grande importância no que diz respeito à minimização dos impactos gerados. Ressalta-se também que para obtenção do licenciamento ambiental é necessário um plano de salvamento de peixes para quando do enchimento do reservatório.

7. Monitoramento Epidemiológico e de Controle de Vetores

Diante da crescente demanda por energia elétrica no país, há a proposta de implantação da PCH Ilha Comprida no Rio Juruena, na região noroeste do Estado do Mato Grosso, entre os municípios de Campos de Júlio e Sapezal.

A modificação do fluxo natural das águas de um rio, devido ao represamento, pode gerar impactos diversos no meio ambiente, como também sobre as comunidades estabelecidas nas áreas de influência, devendo-se considerar, no caso da PCH Ilha Comprida, que não há núcleos habitados no entorno do local do aproveitamento.

Os insetos da família *Culicidae*, da Subfamília *Phlebotominae* denominados mosquitos-palha ou flebotomíneos (família *Psychodidae*) e os da Subfamília *Triatominae* (“bicho barbeiro”) nessas áreas de intensa mudança, serão vistos com atenção, por representarem táxons com várias espécies de interesse em Saúde Pública. Trata-se de espécies veiculadoras de patógenos ao homem, como os agentes infecciosos da filariose, malária, febre amarela, dengue, arboviroses diversas e leishmaniones cutânea/visceral.

Os mosquitos sofrem os efeitos de novos fatores impostos, nas transformações de ambientes lênticos em lóticos, resultantes do fechamento das barragens. Antes dessa transformação radical, sobrevivem, na fase imatura, nas planícies de inundação dos rios, geralmente em remansos de águas lentas ou paradas, em lagoas e brejos. Com a inundação, todos esses habitats são praticamente submersos, porém surgem novos ambientes propícios ao estabelecimento de nova sucessão ecológica e o rearranjo de uma nova composição faunística.

Os flebotomíneos, cujos imaturos vivem em solos úmidos, geralmente nos terrenos de áreas umbrosas, sofrem também severo impacto, com o desmatamento e a inundação. São assim deslocados para fora da planície de inundação e tendem a sofrer readaptação, nas áreas arbóreas que devem prevalecer junto à lâmina d'água da nova represa.

Demanda-se também, grande preocupação quanto ao período de construção da barragem, fase que atrai para região os trabalhadores, geralmente provenientes de áreas distantes sem qualquer informação de doenças endêmicas. Esses podem desencadear a introdução de novos patógenos na área, principalmente relacionados às doenças parasitárias. Assim, as áreas do canteiro de obras, suas imediações, bem como as instalações de moradias, serão monitoradas quanto aos riscos da presença de vetores e a possibilidade da emergência de agravos.

Portanto, a necessidade de se levantarem dados e informações quanto às questões sanitárias, na área de influencia das novas represas para geração de energia, principalmente relativas aos vetores de patógenos, por meio dos insetos hematófagos justificando-se a pesquisa. Acresce-se que o levantamento dessas informações permitirá reunir elementos para a aplicação da Vigilância Entomológica e medidas preventivas ou corretivas, em caso de necessidade.

8. Monitoramento da Fauna

A PCH Ilha Comprida será implantada no Rio Juruena. No segundo semestre de 2006 foram realizados levantamentos faunísticos para a região do Alto Juruena como parte do licenciamento ambiental dos aproveitamentos energéticos no rio Juruena (AHÉs Juruena e Cachoeirão e PCH Jesuíta). Diversos táxons, incluindo os grupos dos mamíferos de pequeno, médio e grande porte, além de morcegos, aves e a herpetofauna foram levantados. Para algumas espécies, esses dados podem ser representativos da fauna existente na região de implantação da PCH Ilha Comprida.

Conforme os resultados obtidos nas campanhas de campo, a fauna terrestre é representada por espécies amazônicas e do cerrado, sendo considerada como uma fauna transicional.

9. Monitoramento Florestal

O presente programa de monitoramento de flora visa avaliar a evolução do grau de conservação ou degradação da estrutura dos diferentes fragmentos florestais interceptados em função das obras de implantação da PCH Ilha Comprida, bem como monitorar as alterações sobre essa vegetação e seu entorno.

10. Plano de Enchimento do Reservatório e Plano de Resgate da Fauna e Flora

Empreendimentos que modificam a paisagem natural acabam por impactar os vários nichos ecológicos, principalmente aqueles que se referem à fauna e à flora. Dessa forma, torna-se necessário o desenvolvimento de um Plano de Enchimento do Reservatório e, em consonância a este, um Plano de Resgate da Fauna e Flora, que apresente, em suas atividades, a captura e o reassentamento de animais silvestres, bem como a coleta e a preservação de algumas espécies da flora existentes nas áreas a serem atingidas pela supressão de vegetação, realizada para a formação do reservatório.

11. Educação Ambiental e Comunicação Social

A Lei nº 9.795, de 27/04/1999, instituiu a Política Nacional de Educação Ambiental, onde se define a educação ambiental como “processos por meio dos quais o indivíduo e a coletividade constroem valores sociais, conhecimentos, habilidades, atitudes e competências voltadas para a conservação do meio ambiente, bem de uso comum do povo, essencial à sadia qualidade de vida e sua sustentabilidade” (art. 1).

O plano de comunicação social é justificado pela construção de empreendimentos de geração de energia elétrica, mesmo as de pequeno porte, que interferem direta e indiretamente na vida da população, alterando seu cotidiano e criando expectativas e demandas diferenciadas quanto à sua implantação e operação. A ausência de informações básicas relativas ao empreendimento cria condições para divulgação de notícias equivocadas, o que acaba por gerar um clima de insegurança em nível local. A ausência de informações tende, ainda, a funcionar como um complicador para a execução das ações que visam mitigar os impactos gerados pela construção da usina.

12. Prospecção, Resgate e Preservação do Patrimônio Arqueológico, Histórico e Cultural

O programa de prospecção arqueológica foi elaborado de acordo com as normas e os procedimentos exigidos pelas Portarias nº 07/88 e 230/02 do IPHAN, as quais dispõem sobre os pedidos de autorização para o desenvolvimento de pesquisas arqueológicas.

Conforme o art. 20 da Constituição Federal do Brasil e a Lei 3.924/61, os bens arqueológicos são considerados bens da União e devem ser estudados antes que qualquer obra possa vir a comprometê-los.

A implantação de uma PCH potencialmente lesiva aos bens ambientais e culturais encontrados no subsolo exige um programa de prospecção arqueológica em locais que sofrerão impactos diretos e indiretos da obra.

13. Controle Ambiental na Etapa de Construção – Manual de Monitoramento

Para assegurar o cumprimento das condicionantes e compromissos ambientais decorrentes do processo de licenciamento ambiental da PCH Ilha Comprida, o empreendedor contará com um programa de controle ambiental das obras. O objetivo deste programa é de supervisionar e documentar de maneira extensiva e ininterrupta a execução das obras, e a respectiva aplicação das devidas medidas mitigadoras e compensatórias.



D.2. Avaliação dos impactos ambientais

A resolução CONAMA n° 06/1987 estabelece que usinas hidroelétricas com capacidade até 30 MW não necessitam realizar um Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), devendo apresentar somente o Projeto Básico Ambiental (PBA).

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, a atividade de projeto já obteve as seguintes licenças e autorizações:

Tabela 20 – Licenças e autorizações da PCH Ilha Comprida

DOCUMENTO	DATA	DESCRIÇÃO	ÓRGÃO RESPONSÁVEL
LO 306.913/2013	02/Jul/2013 até 01/Jul/2016	Licença de Operação.	SEMA
LI 61.157/2012	14/Set/2012 até 28/Abr/2013	Licença de Instalação.	SEMA
LI 57.835/2010	29/04/2010 até 28/04/2013	Licença de Instalação.	SEMA
LI 1.369/2007-DL	10/01/2007 até 03/04/2009	Licença de instalação.	SEMA
Resolução Autorizativa 742/2002	18/12/2002	Autoriza a exploração da PCH Ilha Comprida.	ANEEL
LP 217/2002	31/10/2002 até 31/10/2003	Licença Prévia.	FEMA



SEÇÃO E. Consulta às partes locais interessadas

E.1. Solicitação de comentários às partes locais interessadas

Conforme a Resolução nº 1 de 01/Set/2003 e Resolução nº 7 de 07/Mar/2008, emitida pela AND brasileira - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), qualquer projeto MDL deve enviar uma carta descrevendo as atividades e solicitando comentários de partes interessadas locais. Cartas-convite foram enviadas em 14/Jun/2011 para os agentes listados abaixo (cópias das cartas e confirmação de envio do correio recebimento estão disponíveis mediante solicitação).

- Ministério Público Federal;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – FBOMS;
- Ministério Público Estadual do Mato Grosso;
- Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Mato Grosso;
- Prefeitura Municipal de Campos de Júlio - MT;
- Câmara dos Vereadores de Campos de Júlio - MT;
- Secretaria Municipal de Agricultura e Meio Ambiente de Campos de Júlio - MT;
- Associação Comercial e Industrial de Campos de Júlio – MT;
- Prefeitura Municipal de Sapezal – MT;
- Câmara dos Vereadores de Sapezal – MT;
- Secretaria Municipal de Agricultura e Meio Ambiente de Sapezal – MT;
- Associação Comercial e Empresarial de Sapezal – MT.

O DCP da PCH Ilha Comprida está disponível no seguinte link: <http://luminaenergia.com.br/>

E.2. Síntese dos comentários recebidos

Nenhum comentário das partes interessadas foi recebido.

E.3. Relatório das considerações sobre os comentários recebidos

Nenhum comentário das partes interessadas foi recebido.

SEÇÃO F. Aprovação e autorização

A carta de aprovação do governo Brasileiro ainda não está disponível.

**Anexo 1: Informações de contato dos participantes de projeto**

Nome da organização	Ilha Comprida Energia S.A.
Endereço	Estrada SZ 01 km 20
Edifício	-
Cidade	Sapezal
Estado/Região	Mato Grosso
Código postal	78365-000
País	Brasil
Telefone	+55 65 3645.5141
Fax	-
E-mail	maggi.energia@grupomaggi.com.br
Website	-
Pessoa de contato	
Título	Superintendente
Saudação	Sr.
Sobrenome	Rubert
Nome do meio	Anselmo
Nome	Roberto
Departamento	-
Celular	+55 65 9915.8480
Fax direto	-
Tel. direto	-
E-mail pessoal	roberto.rubert@grupomaggi.com.br



Nome da organização	Carbon do Brasil Consultoria Empresarial Ltda.
Endereço	R. Bela Cintra, 746, cj. 102 a
Edifício	-
Cidade	São Paulo
Estado/Região	São Paulo
Código postal	01415-000
País	Brasil
Telefone	+55 11 3259.4033
Fax	-
E-mail	-
Website	-
Pessoa de contato	
Título	Diretor
Saudação	Sr.
Sobrenome	Galvão
Nome do meio	Badaró
Nome	Clóvis
Departamento	-
Celular	+55 11 8384.0022
Fax direto	-
Tel. direto	-
E-mail pessoal	clovis.badaro@luminaenergia.com.br

Anexo 2: Afirmação referente à financiamento público

Não há financiamentos públicos para esta atividade de projeto.

Anexo 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada

Descrição do Sistema Interligado Nacional

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 (ONS), 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 ONS 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 ONS no despacho pelo SIN, que é Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Fatores de emissão de CO₂ têm sido calculados sistematicamente pelo ONS 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 ONS 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 ONS 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 implantação 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 7 – Sistema Interligado Nacional (SIN)

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

Não aplicável.

Anexo 5: Demais informações antecedentes referentes ao plano de monitoramento

O plano de monitoramento será executado baseado nos procedimentos simplificados de linha de base e monitoramento estabelecido na ACM002 “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 14.0.0.

A Ilha Comprida Energia S/A irá proceder com os procedimentos estabelecidos e irá colocar num relatório dados relacionados à eletricidade gerada pela tecnologia renovável.

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

**Anexo 6: Síntese de modificações pós-registro**

Nenhuma.

Histórico do documento

Versão	Data	Natureza da revisão
04.1	11 Abril 2012	Revisão editorial para muda a versão 02 de acordo com o box histórico do Anexo 06 para Anexo 06b.
04.0	EB 66 13 Março 2012	Revisão requerida para garantir a consistência com as “Diretrizes para completar o formulário do documento de concepção de projeto para atividades de projeto MDL” (EB 66, Anexo 8).
03	EB 25, Anexo 15 26 Julho 2006	
02	EB 14, Anexo 06b 14 Junho 2004	
01	EB 05, Parágrafo 12 03 Agosto 2002	Adoção inicial.
Classe de Decisão: Regulatória Tipo de Documento: Formulário Função de Negócios: Registro		