



**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	Pequena Central Hidrelétrica Bugres CEEE
Número da versão do DCP	6.2
Data de conclusão do DCP	11/Fev/2014
Participante(s) do projeto	CEEE-GT e Lumina Engenharia e Consultoria Ltda.
Parte(s) Anfitriã(s)	Brasil
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)	Escopo Setorial 1 – Indústrias de Energia (Fontes Renováveis / Não renováveis). Metodologia Aprovada Consolidada ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de energia elétrica por fontes renováveis conectadas à rede” (versão 13.0.0, EB67/Anexo 13).
Estimativa da média anual das reduções de emissão GEE	5.875 tCO ₂ e

SEÇÃO A. Descrição da atividade de projeto

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

A Pequena Central Hidrelétrica Bugres CEEE (daqui em diante referida como “PCH Bugres”) é uma usina existente na região Sul do Brasil e a atividade de projeto consiste na adição de capacidade de 13 MW, com a instalação de uma nova turbina tipo-Francis e um novo gerador síncrono na usina, resultando em uma capacidade instalada total de 19,20 MW¹.

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

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

Cenário anterior à implantação da atividade de projeto

A PCH Bugres iniciou suas operações em 1952, com uma capacidade instalada de 11,12 MW, a partir de um projeto concebido considerando a transposição de vales, com as vazões do rio Santa Cruz, percorrendo uma altitude de 700 metros, regularizadas sucessivamente pelas barragens de Divisa, Blang e Salto, sendo conduzidas para descarga final no rio Santa Maria. As Figuras 1 a 4 mostram a estrutura existente da PCH Bugres.

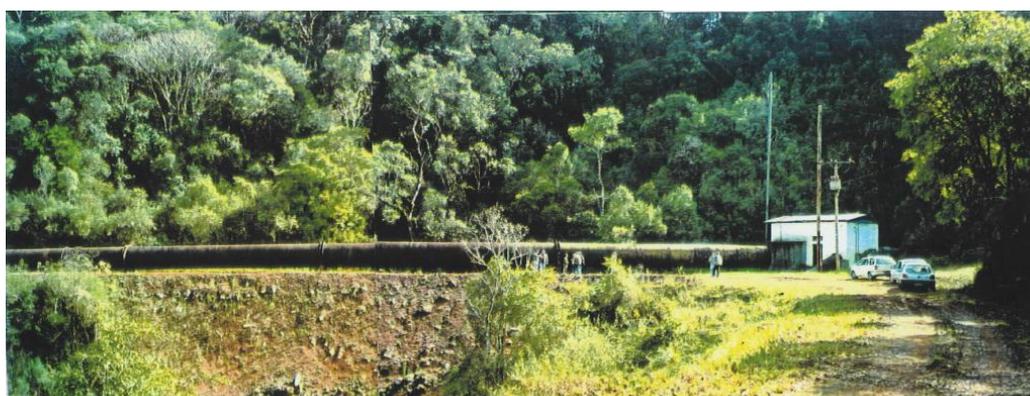


Figura 1 – Conduto adutor e casa de válvulas

¹Apesar de a capacidade instalada atual do projeto ser 11,12 MW e a capacidade instalada dos equipamentos que serão instalados no projeto ser de 13 MW, resultando em uma soma de 24,12 MW, a geração da PCH Bugres será limitada pela capacidade máxima de vazão do túnel de adução (12,2 m³/s), conforme explicado no Projeto Básico. Esta limitação resulta em uma redução da capacidade instalada da usina atual, de 11,12 MW para 6,20 MW, resultando, portanto, na capacidade instalada total da atividade de projeto de 19,20 MW.

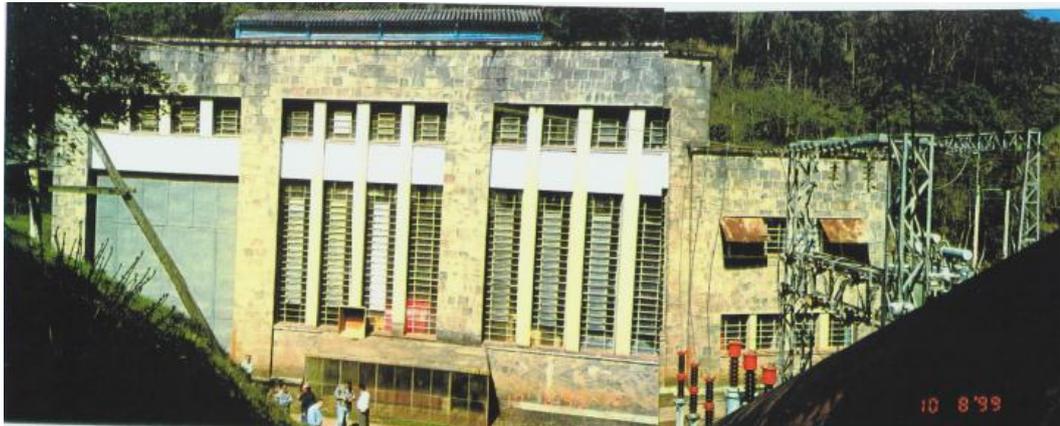


Figura 2 – Casa de força (vista de montante)

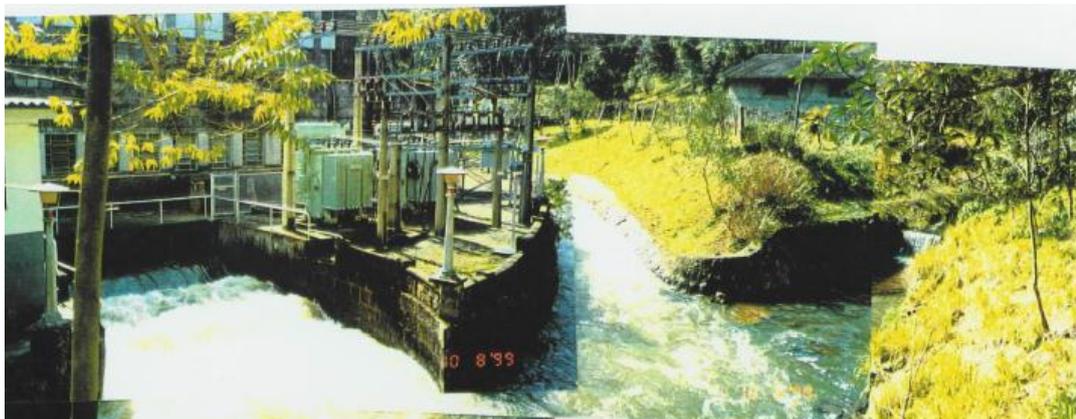


Figura 3 – Canal de fuga do rio Santa Maria



Figura 4 – Casa de força e subestação



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

Estima-se que a atividade de projeto irá entregar uma média anual de 5.875 tCO₂ e um total de 41.125 tCO₂ ao longo do período renovável de obtenção de créditos de sete anos.

Contribuição ao desenvolvimento sustentável pela atividade de projeto

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

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

A PCH Bugres 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.

Rio Grande do Sul

A.2.3. Cidade/Comunidade etc.

Canela

A.2.4. Localização física/geográfica

A PCH Bugres localiza-se no município de Canela, no Estado do Rio Grande do Sul, conforme apresentado na Figura 5. As coordenadas geográficas da casa de força do projeto são latitude 29°20'35.73" S e longitude 50°41'45.11" O, de acordo com o Protocolo de Solicitação da CEEE enviado à Agência Ambiental Estadual - FEPAM, e são apresentadas na Figura 6. Ademais, conforme citado na Seção A.1, a atividade de projeto é regularizada sucessivamente pelas barragens de Divisa, Blang e Salto, que têm as seguintes coordenadas geográficas:

Tabela 1 – Coordenadas geográficas da barragem do projeto
Fonte: Portaria nº 253/2011²

Barragem	Latitude	Longitude
Divisa	29°17'56'' S	50°34'10'' O
Blang	29°19'33'' S	50°37'01'' O
Salto	29°18'49'' S	50°40'41'' O



Figura 5 – Localização de Canela

Fonte: [http://pt.wikipedia.org/wiki/Canela_\(Rio_Grande_do_Sul\)](http://pt.wikipedia.org/wiki/Canela_(Rio_Grande_do_Sul))

² Portaria emitida pelo Departamento de Recursos Hídricos da Secretaria de Meio Ambiente do Estado do Rio Grande do Sul, emitida em 15/Set/2011.

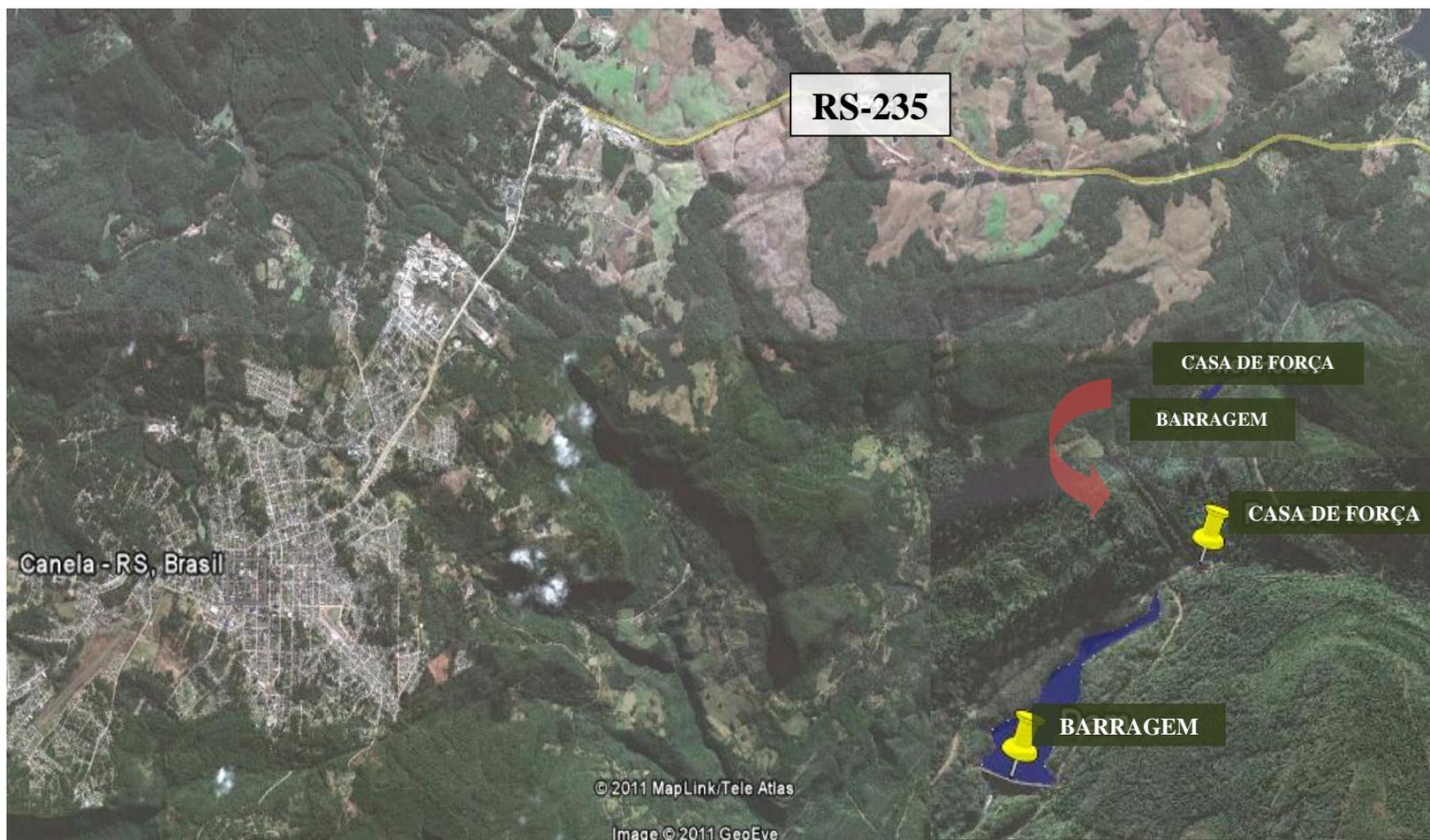


Figura 6 – Localização Geográfica do Projeto
Fonte: Google Earth

A.3. Tecnologias e/ou medidas

O MDL considera como pequenas centrais hidrelétricas – para projetos Tipo I – aquelas com capacidade de até 15 MW. Considerando que a capacidade instalada da atividade de projeto é de 19,20 MW, o projeto é considerado de grande escala.

Os equipamentos e tecnologia da PCH Bugres foram aplicados com sucesso em projetos similares no Brasil e no mundo, cumprindo com a regulação Brasileira para projetos de PCHs. Ademais, o projeto compreende equipamentos nacionais e, portanto, não há nenhuma transferência de tecnologia ou de conhecimento para o País Anfitrião para o desenvolvimento deste projeto. O arranjo geral da PCH Bugres é mostrado na Figura 7.

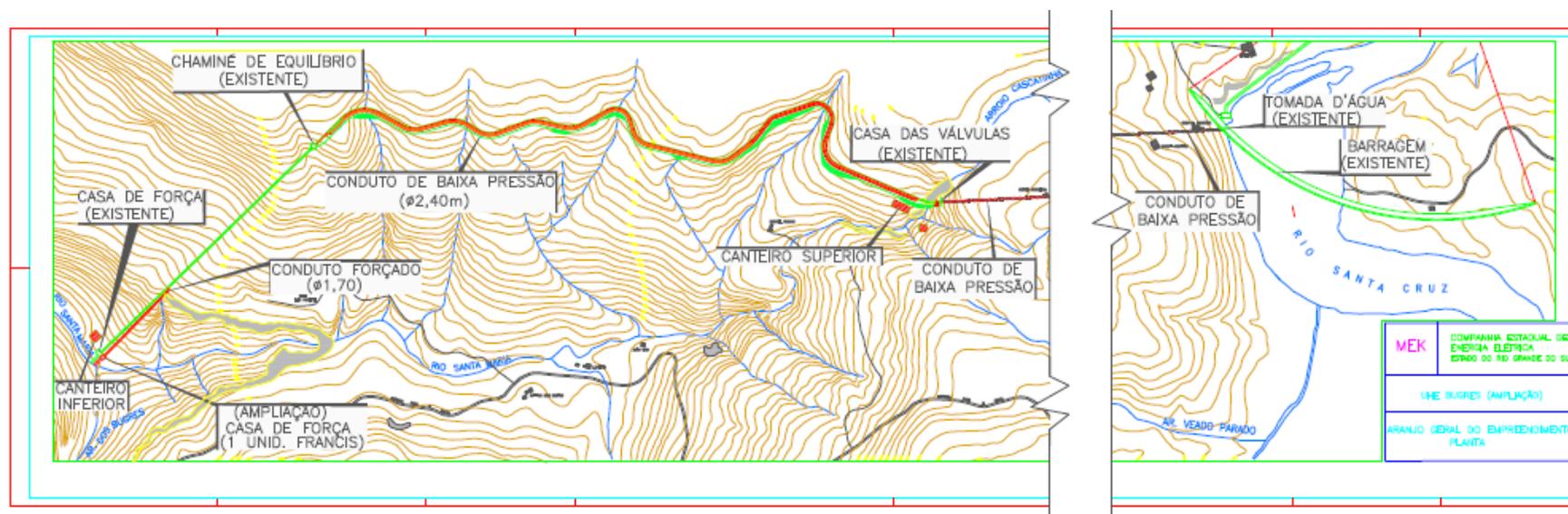


Figura 7 – Arranjo geral da PCH Bugres



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

A PCH Bugres iniciou sua operação em 1952, explorando o potencial do rio Santa Cruz com a regularização das barragens de Divisa, Salto e Blang. A transposição de vales foi feita por um túnel de 2.080m de comprimento, com um diâmetro de 2,2m. A capacidade instalada da usina original do projeto é de 11,12 MW, com um reservatório total de 12,65 km² (correspondente aos reservatórios de Salto, Blang e Divisa).

Conforme justificado na seção B.4 deste DCP, o cenário de linha de base do projeto é a continuação da situação existente, o que significa que na ausência da atividade de projeto a eletricidade continuaria sendo gerada pela usina existente e entregue à rede. Logo, tanto o cenário de linha de base como o cenário antes da implantação da atividade de projeto são iguais.

Descrição da atividade de projeto

A atividade de projeto proposta irá adicionar 13 MW à PCH Bugres com uma turbina tipo Francis e um gerador síncrono. Apesar de a capacidade instalada atual do projeto ser 11,12 MW, a geração da PCH Bugres será limitada pela capacidade máxima de vazão do túnel de adução do projeto (12,2 m³/s), conforme explicado no Projeto Básico que foi fornecido à EOD.

O Projeto Básico da PCH Bugres prevê a limitação da vazão no túnel de adução da usina, pela instalação de condutos adutores e forçados adicionais. Esta limitação prioriza a operação da nova unidade geradora de 13 MW com melhor rendimento e menor custo de O&M.

Assim, devido a limitação, a capacidade atual da usina será reduzida de 11,12 MW para 6,20 MW, resultando em uma capacidade instalada total da atividade de projeto de 19,20 MW. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) autorizou a operação da PCH Bugres com uma capacidade total de 19,20 MW na Resolução ANEEL nº 397 de 12/Ago/2003.

Ademais, o fator de carga previsto do projeto adicional é de 26,92%, com base em uma energia média de 3,50 MW, a qual foi calculada por uma empresa independente contratada pelos participantes do projeto. A empresa MEK foi responsável pela elaboração do Projeto Básico e foi disponibilizado à EOD.

A subestação existente na PCH Bugres terá sua potência ampliada em 13,5MVA, com a instalação de um transformador 10,5/13,5MVA, trifásico, 60Hz, 6,6 - 69kV, ONAN/ONAF. Este transformador e demais equipamentos associados serão instalados no bay atualmente ocupado pelo transformador TR-3 (5/6,25MVA).

Equipamentos a serem instalados no local:

- Turbinas: 1 (uma) tipo Francis, eixo horizontal
- Geradores: 1 (um) síncrono, eixo horizontal

Como o projeto não considera nenhum aumento na área dos reservatórios atuais, não há emissões de CH₄ dos reservatórios consideradas. As únicas emissões de GEE consideradas são as emissões de linha de base de CO₂ da geração de energia em usinas de combustível fóssil na rede que são compensadas pela atividade de projeto.

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

Tabela 2 – Principais características do projeto

PARAMETRO	DADO DO PROJETO	FONTE
Capacidade instalada atual (MW)	11,12	Placa do equipamento.
Capacidade instalada adicional (MW)	13,00	Projeto Básico, p. 13
Energia assegurada atual (MW médios)	10	Resolução ANEEL n° 169/2001 ³
Energia assegurada adicional (MW médios)	3,50	Projeto Básico, p. 13
Geração anual adicional (MWh)	30.660	Calculado com base na energia média adicional do projeto.
Área dos reservatórios atuais (km ²)	12,65	Licença de Instalação n°230/2010-DL, válida até 04/Março/2014.
Aumento dos reservatórios (km ²)	-	Não haverá nenhum aumento na área dos reservatórios do projeto.
Queda d'água (m)	183,12	Projeto Básico, p. 13
Vazão média por turbina (m ³ /s)	8,00	Projeto Básico, p. 13
Comprimento do novo canal de adução (m)	1.111,70	Projeto Básico, p. 13

Tabela 3 – Principais características técnicas e dos equipamentos do projeto

TURBINA	
Tipo	Francis, eixo horizontal
Potência Unitária Nominal	13 MW
Rotação Síncrona	600 rpm
Queda Líquida	183,12 m
Vazão Unitária Nominal	8 m ³ /s
Eficiência Máxima	90%
GERADOR	
Potência Unitária Nominal	13,45 MVA
Rotação Síncrona	600 rpm
Tensão Nominal	6,6 kV
Fator de Potência	0,9

³ No Brasil, a energia assegurada designada para PCHs é definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (<http://www.aneel.gov.br>), uma autarquia sob condições especiais vinculada ao Ministério de Minas e Energia. A principal responsabilidade da ANEEL é regular e supervisionar a geração, transmissão e distribuição de eletricidade no país.

A.4. Partes e participantes do projeto

Tabela 4 – Participantes do projeto

Parte envolvida (anfitriã) indicada 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)	<u>Entidade privada</u> – CEEE-GT <u>Entidade privada</u> – Lumina Engenharia e Consultoria Ltda.	Não.

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

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

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

B.1. Referência da metodologia

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

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

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

B.2. Aplicabilidade da metodologia

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

Além disso, a metodologia só é aplicável sob as seguintes condições:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Portanto, a ACM0002 “Metodologia Consolidada de linha de base para geração de energia elétrica por fontes renováveis conectadas à rede”, versão 13.0.0, é aplicável à atividade de projeto.

B.3. Fronteira do projeto

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

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

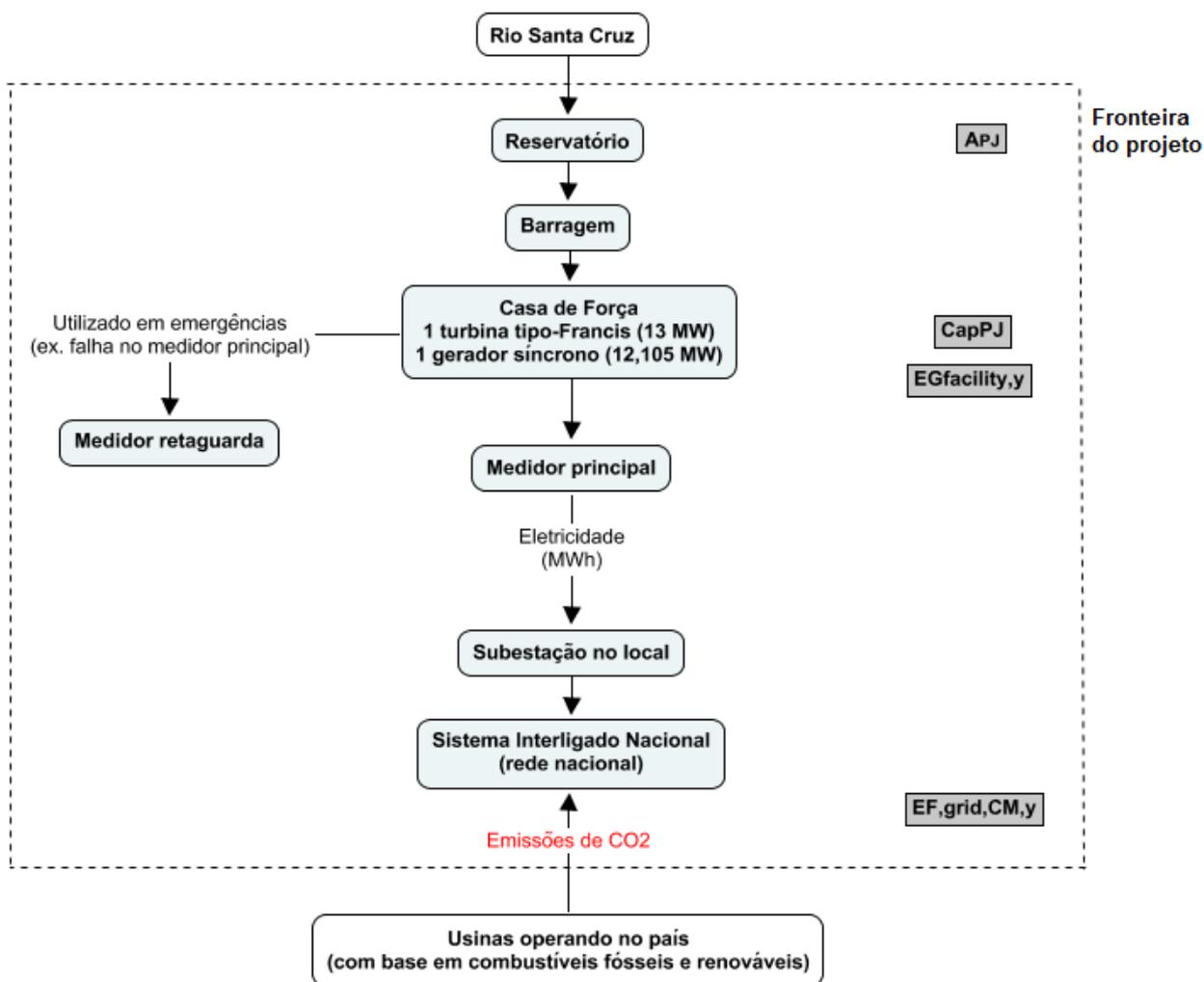


Figura 8 – Fronteira da atividade de projeto

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

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

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

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

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

Em que:

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

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/yr);

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

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

A margem combinada da rede elétrica brasileira é calculada segundo a “Ferramenta para calcular o Fator de Emissão de um sistema elétrico” pelo Ministério de Ciência e Tecnologia⁴. 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 centralizadas e despachadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS⁵. Assim, a margem combinada da rede será utilizada para o cálculo das reduções de emissão do projeto.

B.5. Demonstração da adicionalidade

Consideração prévia do MDL e continuidade da atividade MDL

O “Guia para Demonstração e Avaliação da Consideração Prévia do MDL”, versão 4 do EB62, indica que “para as atividades de projeto com uma data de início posterior ou igual a 02 de Agosto de 2008, os participantes de projeto deverão informar a Autoridade Nacional Designada (AND) do País Anfitrião e o secretariado da CQNUMC sobre o início da atividade de projeto por escrito, bem como de sua intenção de buscar o status MDL”. Considerando isto, uma carta foi enviada ao secretariado da CQNUMC em 06/Fev/2012, que foi recebida em 07/Fev/2012, e à AND Brasileira em 10/Nov/2011.

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

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

⁴ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>

⁵ http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx

Tabela 6 – Datas relevantes da atividade de projeto

EVENTO	DATA	DETALHES
Publicação do Pregão Eletrônico da CEEE para empresas interessadas em desenvolver projetos MDL para a PCH Bugres	03/Nov/2010	Consideração prévia do MDL
Proposta da Lumina para desenvolvimento de projetos MDL para a PCH Bugres	10/Jan/2011	Consideração prévia do MDL
Contrato entre Lumina e CEEE para o desenvolvimento de projetos MDL para a PCH Bugres	01/Mar/2011	Decisão dos donos do projeto de prosseguir com seu desenvolvimento. Data de decisão do investimento.
Comunicação com a AND Brasileira	10/Nov/2011	Consideração prévia do MDL
Comunicação com o Conselho Executivo do MDL	06/Fev/2012	Consideração prévia do MDL
Recibo do Conselho Executivo do MDL	07/Fev/2012	-
Publicação de Licitação para contrato EPC	01/Dez/2013	Data em que a CEEE irá anunciar a Licitação para implantação da atividade de projeto.
Estimativa de assinatura do EPC	01/Mar/2014	Data de início do projeto.

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

Considerando que a PCH Bugres ainda não adquiriu nenhum equipamento já que primeiramente a CEEE irá realizar uma Licitação para contratar uma empresa para assinar o contrato EPC. Assim, a assinatura deste contrato será a data de início do projeto, pois será o ponto sem retorno para desenvolver a atividade de projeto. A Licitação só será anunciada em 01/Dez/2013 e a assinatura do EPC está prevista para 01/Mar/2014 de acordo com o cronograma da CEEE.

Adicionalidade

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

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

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

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

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

Etapa 1. Identificação de alternativas à atividade de projeto

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

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

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

- **Alternativa 1: A atividade de projeto implantada sem considerar o MDL**
Esta opção cumpre a legislação Brasileira e não é impedida por nenhuma barreira técnica. No entanto, de acordo com a Análise de Investimento realizada na Seção B.5, esta alternativa não é atrativa financeiramente e não pode ser considerada como um cenário válido.
- **Alternativa 2: Continuação da situação atual (sem a implantação da atividade de projeto ou outras alternativas colocadas em prática)**
A energia elétrica continuaria a ser gerada pelos geradores atuais, conectados à rede. Não há nenhuma barreira técnica ou econômica para este cenário, que é permitido pela legislação Brasileira. Portanto, a alternativa de linha de base é a continuação da situação atual.

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

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

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

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

Etapa 2. Análise financeira

Determine se a atividade de projeto não é:

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

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

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

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

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

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

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

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

Ademais:

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

Sub-etapa 2c: Cálculo e comparação de indicadores financeiros (aplicável apenas para as Opções II e III)

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

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

Geralmente, o CMPC é definido como:

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

Em que:

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

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

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

Custo do capital próprio (Re)

O custo do capital próprio (Re) utilizando o CAPC 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 prêmio de mercado

A taxa livre de risco (Rf) é a taxa teórica de retorno atribuída a um investimento com nenhum risco, representando os juros sobre o recurso financeiro de um investidor que poderia ser esperado de um investimento absolutamente sem riscos associados ao longo de um determinado período (ex. títulos de governo). Para calcular a taxa livre de risco, foram utilizadas as Notas do Tesouro Nacional – Série C

(NTN-C) com maturidade em 2031. O benchmark foi calculado considerando a média do NTN-C entre Janeiro, 2006 a Dezembro, 2010.

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

Tabela 7 – Valor das notas NTN-C

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

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

Tabela 8 – Taxas anuais de inflação

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

O risco de investimento comparado com o mercado (β) é uma medida da volatilidade do preço de ações referentes a um mercado geral. No caso da atividade de projeto, β foi calculado como uma média de cinco anos dos valores calculados pelo professor de finanças corporativas Sr. Aswat Damodaran⁶. Os valores selecionados para o cálculo desta média correspondem aos betas de companhias de geração de energia no Brasil e estão disponíveis no link <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> (por favor, clique no menu à esquerda sob o título “Updated Data” e desça a página até a segunda tabela que aparece na página, selecionando a opção de download dos arquivos sob o título “Emerging Markets”).

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

⁶ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Tabela 9 – Taxas médias anuais de beta

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

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

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

Tabela 10 – Taxa anual média do risco prêmio de mercado

Ano	$R_m - R_f$ (taxa média)
2006	8,66%
2007	7,79%
2008	9,50%
2009	7,50%
2010	8,00%
Média de 5 anos	8,29%

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

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

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

$$R_e = 19,70\%$$

Custo da dívida (Rd)

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

$$\mathbf{Rd = a + b + c}$$

Em que:

Rd: Custo da dívida

a: Custos financeiros

b: Taxa BNDES

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

O BNDES, um banco estatal, é, na prática, a única fonte de financiamento para projetos de infra-estrutura 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 infra-estrutura é de grande importância, como este é fundamental para melhorar o bem-estar da população brasileira. Conseqüentemente, 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 infra-estrutura 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 energia⁷ 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 período⁸. A média entre 2006 e 2010 é de 6,60%.
- b) Remuneração do Banco: 0,9% para usinas de geração de energia, à exceção de usinas de combustível fóssil⁹; e
- c) Taxa de risco de crédito: o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) define que a taxa de risco de crédito no país varia entre 0 e 3,57%¹⁰. Esta taxa é uma margem que cobre empréstimos não pagos. Os participantes do projeto adotaram o valor médio de 1,785% de modo conservador.

Além disso, financia-se até 70% do investimento total geralmente com um prazo de amortização de 16¹¹ anos.

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

⁸ www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html

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

¹⁰ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html

¹¹ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2010/energia/20100809_energias_alternativas.html

Portanto, o custo da dívida pode ser tomado como:

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

$$r_d = 9,29\%$$

e k_e e k_d são respectivamente 30% e 70% conforme determinado pelo BNDES¹².

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

O CMPC é portanto 10,20%.

Os parâmetros básicos para o cálculo dos indicadores financeiros da atividade de projeto e do fluxo de caixa são apresentados abaixo. A planilha original que contém tais informações relevantes será disponibilizada à EOD, AND e ao Conselho Executivo do MDL.

Tabela 11 – Parâmetros financeiros básicos do projeto

Parâmetro	Dados do Projeto	Fonte
Capacidade instalada adicional (MW)	13	Projeto Básico, p. 13
Geração anual adicional (MWh/ano)	30.660	Calculado com base na energia média adicional de 3,5 MW (Ficha Técnica ANEEL)
Vida útil do projeto	23 anos (até 07/07/2035)	Contrato de Concessão ANEEL nº 25/2000
Preço da Energia em Leilão (R\$/MWh)	67,31	Leilão de Energia de 17/12/2010
Investimento total (R\$)	22.000.000,00	Relatório de Avaliação do MDL da CEEE
Custos de O&M (R\$/MWh)	2,73	Média histórica do custo de O&M da PCH Bugres, com base em dados da CEEE.
Seguro	0,30%	Ministério de Minas e Energia, Audiência Pública sobre o Proinfa, Julho 2003, pág. 8 ¹³
TIR (%)	7,23	Planilha do fluxo de caixa

¹² http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html

¹³ <http://www.inee.org.br/download/forum/Parecer%20INEE%20Proinfra.pdf>

Nenhum valor residual foi aplicado no fluxo de caixa, pois a legislação Brasileira prevista no Código das Águas, artigo 165 dispõe que¹⁴:

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

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

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

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

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

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

A TIR (Taxa Interna de Retorno) do projeto sem os benefícios do MDL é menor do que o CMPC do período. Portanto, a PCH Bugres não é a alternativa financeira mais atrativa, já que sua TIR é 7,23%, menor do que o benchmark CMPC de 10.20%.

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

Logo, a PCH Bugres não é atrativa financeiramente.

A Sub-etapa 2c foi satisfeita.

¹⁴ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643.htm

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

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

- Investimento total;
- Custo de O&M;
- Preço da energia em leilão;
- Geração de energia elétrica.

O impacto gerado na TIR do projeto é apresentado nas tabelas a seguir, nas quais os parâmetros selecionados sofrem uma variação de -20% até +20%, de acordo com o Anexo “Orientações para a Avaliação da Análise Financeira” da “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, versão 5.

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

Tabela 12 – Análise do investimento

Variação	TIR	R\$ mil
-28,85%	10,20%	15.697,00
-20%	9,13%	17.600,00
-10%	8,10%	19.800,00
-5%	7,64%	20.900,00
0%	7,23%	22.000,00
5%	6,84%	23.100,00
10%	6,48%	24.200,00
20%	5,83%	26.400,00

Tabela 13 – Análise dos custos de O&M

Variação	TIR	R\$/MWh
-100%	7,60%	0,00
-20%	7,30%	2,18
-10%	7,26%	2,46
-5%	7,25%	2,59
0%	7,23%	2,73
5%	7,21%	2,87
10%	7,19%	3,00
20%	7,15%	3,28

Tabela 14 – Análise do preço da energia em leilão

Variação	TIR	R\$/MWh
-20%	5,27%	53,85
-10%	6,30%	60,58
-5%	6,77%	63,94
0%	7,23%	67,31
5%	7,67%	70,68
10%	8,11%	74,04
20%	8,95%	80,77
35,60%	10,20%	91,27

Tabela 15 – Análise da geração de energia

Variação	TIR	MWh/ano
-20%	5,36%	24.528,00
-10%	6,34%	27.594,00
-5%	6,79%	29.127,00
0%	7,23%	30.660,00
5%	7,65%	32.193,00
10%	8,07%	33.726,00
20%	8,88%	36.792,00
37,10%	10,20%	42.034,86

As linhas vermelhas indicam os pontos de equilíbrio entre a TIR do projeto e o CMPC. Favor notar que na análise dos custos fixos e variáveis, a variação necessária para igualar a TIR do projeto com o benchmark selecionado 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 que ainda é menor do que o CMPC. Apenas com uma redução de 28,65% é que a TIR do projeto iguala-se ao CMPC. Uma redução desta magnitude é improvável de ocorrer. O investimento total do projeto conforme estimado no Relatório da CEEE é de R\$22.000.000,00. No entanto, este valor já foi atualizado pelo OPE Eletrobrás para R\$33.840.367,79, com data em Dezembro, 2011, sendo, portanto, consideravelmente maior do que o valor utilizado no fluxo de caixa.

Custos de O&M:

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

Preço da energia em leilão: O Leilão de Energia mais recente anterior à data de decisão do investimento realizado no país contratou hidroeletricidade por um preço de R\$67,31/MWh¹⁵ (datado em 17/12/2010). Adicionando 20%, este valor alcança R\$80,77/MWh e a TIR resultante é menor do que o CMPC. Somente com um aumento de 35,60% é que a TIR iguala-se ao benchmark analisado (com um preço de R\$91,27/MWh). Tal aumento é improvável de ocorrer. Leilões ocorridos no país nos últimos anos, realizados pela CCEE, suportam este argumento. A tabela abaixo mostra o preço médios dos últimos leilões e pode-se verificar que nos últimos dois anos os preços têm decrescido consistentemente. Ademais, conforme justificado na análise de sensibilidade do investimento, o investimento do projeto já excedeu a estimativa original e hoje corresponde a R\$33.840.367,79. Com este investimento, a TIR do projeto se igualaria ao CMPC somente com um PPA de R\$134,35/MWh. Conforme apresentado na tabela abaixo, é improvável que este valor seja alcançado já que a média dos preços de energia tem decrescido nos últimos anos.

Tabela 16 – Preços dos últimos leilões

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

Leilão	Energia Nova		Leilão de Ajustamento		Energia Renovável	
	Data	R\$/MWh	Data	R\$/MWh	Data	R\$/MWh
1	16/12/2005	139,00	-	-	-	-
2	29/06/2006	134,42	01/06/2006	Postponed	-	-
3	10/10/2006	138,00	29/09/2006	No deals	-	-
4	26/07/2007	136,00	29/03/2007	No deals	-	-
5	16/10/2007	131,49	28/06/2007	No prices	01/06/2007	137,32
6	17/09/2008	131,44	27/09/2007	138,25	-	-
7	30/09/2008	146,00	19/06/2008	141,78	-	-
8	27/08/2009	-	23/09/2008	145,67	-	-
9	21/12/2009	Cancelled	20/02/2009	-	-	-
10	30/07/2010	99,48	-	-	-	-
11	-	-	-	-	26/08/2010	133,56
12	17/12/2010	67,31	-	-	-	-
13	-	-	-	-	18/08/2011	99,61
14	17/08/2011	102,07	-	-	-	-
15	-	-	-	-	20/12/2011	102,18

¹⁵ http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20101217_1.pdf

Eletricidade Gerada:

Com um aumento de 20% na geração de energia do projeto, a TIR ainda é menor do que o CMPC. Apenas com um aumento de 37,10% nesta geração é que a TIR do projeto iguala-se ao benchmark. Este aumento é tecnicamente improvável já que a energia assegurada adicional do projeto é definida como 3,50 MW. Um aumento nesta energia é improvável, pois seu fator de carga foi determinado de acordo com séries históricas de vazão incluindo períodos críticos em termos hidrológicos.

A análise de sensibilidade confirmou que a PCH Bugres não é financeiramente atrativa. Portanto, pode-se concluir que o projeto não é atrativo financeiramente sem a receita de RCEs. O projeto enfrenta significantes barreiras financeiras sem o apoio do MDL.

A Sub-etapa 2d foi satisfeita.

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

Etapa 4: Análise das Práticas Comuns

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

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

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

A PCH Bugres terá uma capacidade instalada total de 19,20 MW e, portanto, as usinas consideradas semelhantes apresentam uma capacidade variando entre -50% e +50% da capacidade instalada adicional do projeto (entre 9,75 MW e 28,95 MW).

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

Tabela 17 – Usinas operando no Brasil
Fonte: Banco de Dados de Geração da ANEEL¹⁶

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

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

Destas usinas, somente 195 estão dentro da variação aplicável de +/- 50% da capacidade instalada do projeto, como segue:

Tabela 18 – Usinas operando dentro da variação aplicável do projeto

Tipo	Quantidade	Capacidade total (MW)	%
CGH	-	-	-
EOL	9	108,80	4,36
PCH	87	1.156,62	46,34
UFV	-	-	-
UHE			
UTE	99	1.230,20	49,30
UTN	-	-	-
Total	195	2.495,62	100

RESULTADO DA ETAPA 1: Das 2.746 usinas atualmente operando no Brasil, apenas 195 estão dentro da faixa de variação de capacidade da atividade de projeto e serão efetivamente analisadas na análise de prática comum.

¹⁶ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cdm> Acesso em 11/Jan/2013.



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

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

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

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

Portanto, todas as 195 usinas identificadas na Tabela 18 estão dentro da mesma área geográfica da atividade de projeto.

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

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

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

Não aplicável à atividade de projeto.

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

Não aplicável à atividade de projeto.

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

Não aplicável à atividade de projeto.

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

Não aplicável à atividade de projeto.



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

Das 195 usinas apresentadas na Tabela 18, apenas 87 são hidrelétricas como a atividade de projeto; 9 são eólicas e 99 são termelétricas.

Logo, somente 87 usinas podem ser consideradas semelhantes à atividade de projeto.

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

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

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

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

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

Considerando que a PCH Bugres ainda não adquiriu seus novos equipamentos, a CEEE irá primeiramente publicar uma Licitação para contratar uma empresa para assinatura do contrato EPC. Logo, a assinatura deste contrato será considerada a data de início do projeto, já que será o ponto sem retorno para o desenvolvimento do projeto. O anúncio da Licitação está prevista para 01/12/2013 e a assinatura do contrato EPC para 01/03/2014, data que será considerada a data de início do projeto. No entanto, já que a data de publicação do DCP é 02/06/2012, as usinas analisadas nesta etapa foram todas consideradas semelhantes à atividade de projeto, já que iniciaram sua operação comercial até Maio, 2012.

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

Logo, das 87 usinas hidrelétricas identificadas na Tabela 18, apenas duas iniciaram sua operação após a data de publicação do DCP, deixando 85 usinas para comparação com a atividade de projeto.

RESULTADO DA ETAPA 2: Das 87 usinas dentre a faixa variável de capacidade da atividade de projeto conforme apresentado na ETAPA 1, apenas 85 cumprem os critérios descritos na ETAPA 2.



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

Das usinas identificadas na **ETAPA 2**, 44 são atividades de projeto registradas no MDL, submetidas para registro ou em processo de validação. Logo, $N_{all} = 41$.

RESULTADO DA ETAPA 3: Das 85 usinas consideradas semelhantes à atividade de projeto conforme apresentado na ETAPA 2, 44 são projetos registrados no MDL ou em processo de registro e validação. Logo, $N_{all} = 41$.

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

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

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

Todas as 41 usinas que permanecem na análise são hidrelétricas como a PCH Bugres e, portanto, este passo não é aplicável ao caso do projeto.

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

Não aplicável à atividade de projeto.

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

Não aplicável à atividade de projeto.

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

Não aplicável à atividade de projeto.

- iii. Grande

O MDL considera pequenas usinas – para projetos Tipo I – aquelas com uma capacidade de até 15 MW. Considerando que a atividade de projeto terá uma capacidade instalada de 19,20 MW, o projeto de adição de capacidade é considerado de grande escala.

Assim, das 41 usinas semelhantes à atividade de projeto, apenas 13 têm uma capacidade maior do que 15 MW.

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

i. Acesso à tecnologia

As 13 PCHs que permanecem semelhantes à atividade de projeto têm acesso às mesmas condições de tecnologia e, portanto, este critério não é aplicável ao caso da atividade de projeto.

ii. Subsídios e demais fluxos financeiros

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

Em 2002, o governo brasileiro lançou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Como definido no Decreto nº 5.025/2004, o Programa foi estabelecido para aumentar a participação da eletricidade gerada no país por empresas baseadas em fontes renováveis como eólica, biomassa e PCHs conectados à rede nacional (SIN¹⁷). O Programa garante um mercado seguro estabelecido com contratos de longo prazo garantidos pela Eletrobrás com preços atrativos e linhas de crédito especiais garantidas pelo BNDES. Em sua primeira fase, 63 PCHs aderiram ao Programa com uma capacidade instalada total de 1.191 MW. Esta primeira fase foi encerrada em 2004 e ainda não há nenhum indício de se e quando uma segunda fase será aberta. As regras do Programa também incluíam um artigo que previa que todas as receitas advindas de qualquer esquema de comércio de redução de emissões, incluindo o MDL, seriam revertidas ao governo. Ainda há licitações pendentes de alguns projetos que receberam ambos os incentivos.

Das 13 usinas que permanecem semelhantes à atividade de projeto, 10 receberam o benefício do PROINFA, deixando, portanto apenas 3 usinas consideradas semelhantes à atividade de projeto.

iii. Políticas promocionais

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

iv. Quadro regulatório

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

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

¹⁷ <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>

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

Conforme descrito no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)¹⁸, a reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou em 1993 com a Lei nº 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e foi marcada pela promulgação da Lei nº 9.074 de 1995, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre.

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

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

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

¹⁸ <http://www.ccee.org.br/cceeiinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

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

Tabela 19 – Diferenças entre as fases do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica¹⁹

MODELO ANTIGO (até 1995)	MODELO DE LIVRE MERCADO (1995 a 2003)	NOVO MODELO (2004 em diante)
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 só entrou em vigor em Março de 2004, é razoável que as usinas consideradas na análise de prática-comum tenham tido sua decisão de construção após esta data. Como os PPs não encontraram esta informação para todas as usinas analisadas nesta sub-etapa, as usinas só foram consideradas similares se sua operação comercial teve início após março de 2004, de modo que todas as usinas sejam comparadas sob o mesmo quadro regulatório.

Logo, das 3 usinas que permaneceram semelhantes à atividade de projeto, nenhuma usina cumpre com os critérios acima.

¹⁹ <http://www.ccee.org.br/cceinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>



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

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

RESULTADO DA ETAPA 4: Após analisar as usinas ao longo da Etapa 4, verificou-se que apenas duas pequenas centrais hidrelétricas permanecem semelhantes ao projeto e, portanto, $N_{diff} = 41$.

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

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

$$F = 1 - 41 / 41$$

$$F = 1 - 1$$

$$F = 0$$

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

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

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

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

B.6 Reduções de 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 elétrica por fontes renováveis, $PE_y = 0$. Contudo, alguns projetos podem envolver emissões significativas que devem ser consideradas como:

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

Em que:

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2e)

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

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

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

As emissões de GEE derivadas da PCH Bugres são iguais a zero, uma vez que 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 ($PE_{GP,y} = 0$). As emissões do projeto derivadas de seus reservatórios d'água também não são consideradas, uma vez que o projeto será implantado em reservatórios existentes com nenhuma modificação em seu volume, conforme justificado na Seção B.2.

Emissões de Linha de Base

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

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

Em que:

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

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

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

Cálculo de $EG_{PJ,y}$

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

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

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

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

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

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

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

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

Conforme a seção (b) da ACM0002, é estabelecido que a geração de energia em projetos de fontes renováveis pode variar significativamente de ano a ano, devido a variações naturais quanto a disponibilidade do recurso renovável (e.g. regime de chuvas, velocidade do vento ou nível de radiação solar).

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

$EG_{PJ,y}$ é calculado como segue:

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

e

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

Em que:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Cálculo de $DATE_{BaselineRetrofit}$

Para estimar o momento em que o equipamento existente necessitaria ser substituído na ausência da atividade de projeto ($DATE_{BaselineRetrofit}$), os participantes do projeto podem seguir uma das seguintes abordagens, como definido pela metodologia aprovada e consolidada ACM0002, versão 11:

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

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

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

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

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

De acordo com a IEA, usinas hidrelétricas têm uma vida técnica útil de até 100 anos devido ao fato de que a hidroeletricidade é a fonte de energia comprovadamente mais confiável, flexível e eficiente com base em mais de 100 anos de experiência. Atualizações e remodelações podem estender de imediato a vida útil de plantas que contribuem ao baixo custo da eletricidade gerada por hidrelétricas²⁰.

²⁰ http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Hydropower_Essentials.pdf



O Programa de Análise de Sistemas de Tecnologia de Energia (ETSAP – *Energy Technology Systems Analysis Programme*) é um acordo de implantação da IEA e também cita que pequenas usinas hidrelétricas com capacidade instalada até 10 MW e usinas hidrelétricas com mais de 10 MW têm uma vida técnica útil até 100 anos²¹. O ETSAP foi estabelecido originalmente em 1976 e funciona como um consórcio de equipes formadas por países membros e equipes convidadas que cooperam ativamente para estabelecer, manter e expandir uma capacidade analítica consistente e global de energia/economia/meio ambiente/engenharia (4E). Sua estrutura consiste em equipes nacionais individuais em cerca de 70 países, e uma metodologia comum, comparável e combinável, baseada principalmente em modelos da família MARKAL/TIMES que permitem a compilação de cenários energéticos de longo prazo e análises nacionais e globais de energia e meio ambiente.

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

A INFORSE – Europa também indica que pequenas centrais hidrelétricas apresentam uma vida técnica média de mais de 70 anos, e que especialistas indicam que este período pode chegar aos 100 anos²².

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

²¹ <http://www.iea-etsap.org/web/e-techds/pdf/e07-hydropower-gs-gct.pdf>

²² http://www.inforse.org/europe/success/SU_H_intro.htm

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

Usina	Início da operação	Repotenciação?	Vida útil técnica
Jucu	1909	Repotenciada em 2000	91 anos
São Joaquim	1911	Repotenciada em 2001	90 anos
Capão Preto	1911	Repotenciada em 2008	97 anos
Esmeril	1912	Repotenciada em 1997	85 anos
Fruteiras	1912	Repotenciada em 2000	88 anos
Chibarro	1912	Repotenciada em 2008	96 anos
Gavião Peixoto	1913	Repotenciada em 2007	94 anos
Coronel Domiciano	1918	Adição de capacidade em 1995	95 anos
Alegre	1920	Repotenciada em 2000	80 anos
Ijuí	1923	-	90 anos
Dourados	1926	Repotenciada em 2002	76 anos
Marzagão	1927	Adição de capacidade em 2001	86 anos
Capigui	1933	Adição de capacidade em 1953 e 1955	80 anos
Herval	1941	-	72 anos
Passo do Inferno	1948	-	65 anos
Forquilha	1950	-	63 anos
Ijuizinho		-	
VIDA ÚTIL MÉDIA			83 YEARS
BUGRES	1952	Adição de capacidade programada	61 YEARS

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

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



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

Vida técnica operacional média: 83 anos

Vida operacional atual: 61 anos

Vida útil remanescente: $83 - 61 = 22$ anos

Logo, $DATE_{BaselineRetrofit}$ é 2035.

Todas as informações apresentadas na Tabela 20 têm fonte nos seguintes links:

- **Data de início da operação**

Jucu

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

São Joaquim

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

Capão Preto

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

Esmeril

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

Fruteiras

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

Chibarro

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

Gavião Peixoto

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

Coronel Domiciano

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

Alegre

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

Ijuí

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



Dourados

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

Marzagão

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

Capigui

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

Herval

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

Passo do Inferno

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

Forquilha

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

- **Dados sobre repotenciação**

Jucu

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

São Joaquim

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

Capão Preto

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

Esmeril

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

Fruteiras

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

Chibarro

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

Gavião Peixoto

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

Coronel Domiciano

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

Alegre

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

Dourados

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

Marzagão

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

Capigui

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

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

Tabela 21 – Informações de linha de base

Capacidade Instalada após a Adição de Capacidade (MW)	EG Baseline (MWh)	Desvio Padrão ($\sigma_{historical}$)	Entrada em operação esperada do projeto após adição de capacidade	Término da Concessão
19,20	85.484	1.091	2013	2035 ²³

Cálculo do Fator de emissão

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

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

Conforme descrito na seção B.4, o fator de emissão é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.

²³ http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documentos_Aplicacao/CG0025CEEE.pdf

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

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

ETAPA 1: Identifique os sistemas elétricos relevantes

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

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

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

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

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

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

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

- (a) OM Simples;
- (b) OM Simples ajustado;
- (c) OM da análise dos dados de despacho; ou
- (d) OM Médio.

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

ETAPA 4: Calcule a margem de operação de acordo com o método selecionado**(a) OM da análise dos dados de despacho**

A margem de operação calculada pela análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinada com base nas usinas conectadas à rede que geram e entregam energia elétrica a cada hora (h) em que a usina está operando. Esta abordagem não é aplicável para dados históricos e, portanto, requer monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$. O fator de emissão é calculado como segue:

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

Em que:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Margem de operação calculada pela análise dos dados de despacho no ano y (tCO₂/MWh)

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

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

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

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

y = Ano em que o projeto desloca eletricidade da rede

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

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

Em que:

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

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

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

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

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

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

ETAPA 5: Calcule a margem de construção (BM)

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

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

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

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

Em que:

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

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

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

m = Usinas incluídas na margem de construção

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

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

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

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

- Média ponderada CM; ou
- CM Simplificado.

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

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

Em que:

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

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

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

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

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

- Atividades de projetos de geração eólica e solar: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ para o primeiro período de obtenção de créditos e para os períodos subsequentes;
- Demais projetos: $W_{OM} = 0,5$ e $W_{BM} = 0,5$ para o primeiro período de obtenção de créditos, e $W_{OM} = 0,25$ e $W_{BM} = 0,75$ para o Segundo e tercio 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 Bugres, o valor padrão de 50% será considerado para ambos os fatores de emissão da margem de operação e construção.

Fugas

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

Reduções de Emissão

As reduções de emissão são calculadas a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Em que:

ER_y = Reduções de emissão no ano y (tCO₂e)

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

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e)

**B.6.2 Dados e parâmetros fixados ex ante**

Dado / Parâmetro:	$EG_{\text{historical}}$
Unidade	MWh
Descrição	Média histórica anual da eletricidade líquida entregue à rede pela usina existente que era operada antes da implantação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Local da atividade de projeto
Valor aplicado	Por favor, veja tabela no Anexo 4
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Toda a eletricidade gerada pela PCH Bugres desde o início de sua operação em 1952 até hoje foi medida por medidores de energia.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro:	$\sigma_{\text{historical}}$
Unidade	MWh
Descrição	Desvio padrão da média histórica anual da energia líquida gerada e entregue à rede pela usina existente que era operada antes da implantação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Calculado a partir dos dados de $EG_{\text{historical}}$
Valor aplicado	1.091
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Este parâmetro será calculado como o desvio padrão da geração anual de energia utilizada para calcular $EG_{\text{historical}}$.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-



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

Dado / Parâmetro:	Cap _{BL}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina anterior à implantação da atividade do projeto. Para novas usinas, este valor é zero.
Fonte do dado	Local da atividade de projeto
Valor aplicado	11.200.000
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	-
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

Dado / Parâmetro:	A _{BL}
Unidade	m ²
Descrição	Área do reservatório medida pela superfície d'água, antes da implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m ²). Para novos reservatórios, este valor é zero.
Fonte do dado	Local da atividade de projeto.
Valor aplicado	12.650.000
Escolha do dado Ou Métodos e procedimentos de medição	Pesquisa topográfica realizada por empresa terceirizada.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-



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

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

B.6.3 Cálculo ex ante das reduções de emissão

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

$$ER_y = BE_y$$

Em que:

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

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

$$ER_y = EG_{BL,y} * EF_{CO2,grid,y}$$

Em que:

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

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

$EF_{CO2,grid,y}$ = Fator de emissão da rede no ano y (tCO_2/MWh).

Uma vez que a AND brasileira é responsável pela publicação dos fatores de emissão da rede elétrica nacional, os últimos valores publicados²⁴ para o fator de emissão foram utilizados para estimar as reduções de emissão como segue:

Fator de Emissão - Média Anual da Margem de Construção (tCO_2/MWh)	
2011	
0,1056	

Média Mensal da Margem de operação (tCO_2/MWh) - 2011											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,2621	0,2876	0,2076	0,1977	0,2698	0,341	0,3076	0,3009	0,2734	0,3498	0,3565	0,3495

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

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

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

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

$$EF_{grid, OM,y} = 0,1987 tCO_2/MWh$$

Espera-se que a PCH Bugres gere aproximadamente 30.660 MWh adicionais; no entanto, considerando-se o ajuste pelo desvio padrão histórico, a atividade de projeto irá gerar aproximadamente 29.568 MWh adicionais, conforme a tabela abaixo:

Tabela 22 – Geração esperada de energia elétrica do projeto

LINHA DE BASE			ADIÇÃO DE CAPACIDADE		
EG_{hist} (1)	σ_{hist} (2)	$EG_{hist} + \sigma_{hist}$ (1) + (2) = (3)	Produção Adicional Esperada (4)	$EG_{facility,y}$ (1) + (4) = (5)	Energia Adicional (5) – (3)
MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
85.484	1.091	86.576	30.660	116.144	29.568

Portanto, a redução de emissão do projeto é:

²⁴ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303076.html#ancora>



$$ER_y = 29.568 * 0,1987$$

$$ER_y = 5.875 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

B.6.4. Síntese da estimativa ex ante das reduções de emissão

Ano	Emissões de linha de base (t CO ₂ e)	Emissões do projeto (t CO ₂ e)	Fugas (t CO ₂ e)	Reduções de emissão (t CO ₂ e)
01/Jun/2015	3.427	0	0	3.427
2016	5.875	0	0	5.875
2017	5.875	0	0	5.875
2018	5.875	0	0	5.875
2019	5.875	0	0	5.875
2020	5.875	0	0	5.875
2021	5.875	0	0	5.875
31/Mai/2022	2.448	0	0	2.448
Total	41.125	0	0	41.125
Número de anos do período de créditos	7			
Média anual do período de créditos	5.875	0	0	5.875

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

Dado/parâmetro:	$EG_{\text{facility},y}$
Unidade	MWh
Descrição	Quantidade de energia elétrica fornecida pelo projeto à rede no ano y
Fonte do dado	Medidores de energia
Valor aplicado	116.144
Métodos e procedimentos de medição	<p>Há dois medidores no ponto de saída da subestação do projeto: o principal e o de retaguarda. Ambos são do tipo bi-direcional. Quando o medidor principal falhar e não operar normalmente, o medidor de retaguarda iniciará as medições de modo que a informação de geração não será perdida. A precisão dos medidores é Classe – 0,2%, de acordo com a Norma Brasileira Medidores Eletrônicos de Energia Elétrica (estáticos) NBR 14.519.</p> <p>Medidores de alta voltagem irão enviar a informação de geração para quatro pontos:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Painel de Controle Operacional da PCH;2. ONS – via VPN;3. Sala de controle da CEEE-GT em Porto Alegre;4. CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) na qual os totais mensais serão utilizados para fatura de comercialização. <p>Serão utilizadas planilhas obtidas mensalmente dos medidores com dados da geração mensal consolidada que serão comparadas com as planilhas de geração mensal disponíveis no site da CCEE.</p>
Frequência de monitoramento	Mensal
Procedimentos de GQ/CQ	O nível de incerteza da informação é Baixo. Esta informação será utilizada para calcular as reduções de emissão. A energia gerada será monitorada pela CEEE-GT e será checada de acordo com as planilhas disponíveis no site da CCEE (comparação entre os dados de operação e relatórios da CCEE pelo Relatório ME001).
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-



Dado/parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Margem combinada CO ₂ das usinas conectadas à rede no ano y calculada de acordo com a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”
Fonte do dado	CIMGC/ONS
Valor aplicado	0,1987
Métodos e procedimentos de medição	O fator de emissão ex-post será calculado pela AND Brasileira – CIMGC com dados do ONS. Os itens da fórmula deste parâmetro ($EF_{grid,BM,y}$ e $EF_{grid,OM,y}$) também serão monitorados e calculados pela CIMGC e ONS com os dados de despacho do sistema elétrico.
Frequência de monitoramento	Este parâmetro será atualizado anualmente de acordo com os cálculos da CIMGC do SIN.
Procedimentos de GQ/CQ	Este dado é referenciado por uma fonte oficial e está publicamente disponível. A margem de erro deste valor é baixo.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .

Dado/parâmetro:	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Margem de construção CO ₂ para o sistema elétrico do projeto no ano y
Fonte do dado	CIMGC/ONS
Valor aplicado	0,2919
Métodos e procedimentos de medição	A margem de operação será calculada com dados da CIMGC e ONS. Os itens da fórmula do parâmetro $EF_{grid,OM,y}$ também serão monitorados e calculados pela CIMGC e ONS com os dados de despacho do SIN.
Frequência de monitoramento	Este parâmetro será atualizado anualmente de acordo com os cálculos da CIMGC para o SIN.
Procedimentos de GQ/CQ	Estes dados serão aplicados no cálculo ex-post do fator de emissão. Os dados serão preenchidos anualmente (arquivo eletrônico). Os dados serão arquivados eletronicamente até dois anos após a conclusão do período de crédito.
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	Este dado está disponível no site www.mct.gov.br .



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

Dado/parâmetro:	Cap _{PJ}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da usina após a implantação da atividade de projeto.
Fonte do dado	Local do projeto
Valor aplicado	19.200.000
Métodos e procedimentos de medição	A capacidade instalada do projeto é definida pelo conjunto turbo-gerador e não será alterada. Estes equipamentos serão verificados anualmente para garantir que não sejam modificados.
Frequência de monitoramento	Anual.
Procedimentos de GQ/CQ	-
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

Dado/parâmetro:	A _{PI}
Unidade	m ²
Descrição	Área do reservatório único ou múltiplos medido na superfície da água, após a implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte do dado	Local do projeto
Valor aplicado	12.650.000
Métodos e procedimentos de medição	Este valor não será alterado e será avaliado pela entidade ambiental que é responsável pela emissão da Licença de Operação. Logo, este parâmetro será verificado anualmente pela Licença de Operação da PCH Bugres.
Frequência de monitoramento	Annual
Procedimentos de GQ/CQ	-
Propósito do dado	Cálculo das emissões de linha de base.
Comentários adicionais	-

B.7.2. Plano de amostragem

Não aplicável.

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

Os parâmetros que devem ser monitorados durante o tempo de duração do contrato do projeto são a quantidade de energia elétrica gerada e enviada à rede pela usina/unidade do projeto no ano y ($EG_{\text{facility},y}$), a qual o patrocinador do projeto irá medir continuamente, e o fator de emissão da margem combinada de CO₂ para geração de energia interligada à rede no ano y ($EG_{\text{grid,CM},y}$), conforme os procedimentos definidos na metodologia aprovada de monitoramento “ACM0002 – Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede por fontes renováveis”.

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

Procedimentos de Monitoramento

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

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

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

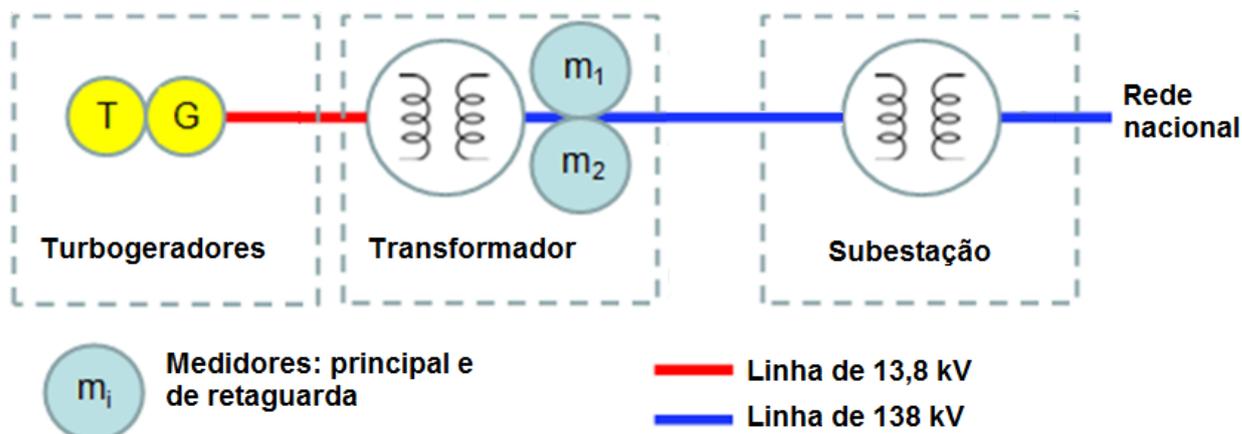


Figura 9 – Diagrama unifilar simplificado

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

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

Estrutura de Gerenciamento e Organizacional

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

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

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

Controle e Garantida da Qualidade

Calibração

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

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

Manutenção e procedimentos de treinamento

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

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

Arquivo de informações

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

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

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

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

SEÇÃO C. Duração e período de crédito**C.1. Duração da atividade de projeto****C.1.1. Data de início da atividade de projeto**

01/Mar/2014

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

23a-0m

C.2. Período de crédito da atividade de projeto**C.2.1. Tipo do período de crédito**

Primeiro período renovável de crédito.

C.2.2. Data de início do período de crédito

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

C.2.3. Duração do período de crédito

7a-0m

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

Os impactos ambientais que serão gerados pela atividade de projeto não são consideradas significantes. A adição de capacidade que será realizada na PCH Bugres não terá nenhum impacto na área dos reservatórios existentes.

A PCH Bugres obedece a todos os requisitos ambientais necessários à sua implantação, como demonstrado na tabela 23 abaixo. Ainda assim, quando desenvolvendo o Projeto Básico do projeto, os principais impactos negativos que podem ocorrer pela implantação do projeto foram identificados e discutidos. Estes impactos estão considerados e descritos no Projeto Básico do projeto e são apresentados a seguir.

Incremento de vazão na transposição de bacias

A PCH Bugres iniciou sua operação em 1952 e foi concebida sob o princípio de transposição de bacias.

O volume de água transposto no Sistema Salto já encontrou o equilíbrio no que se refere às questões bióticas e de usos de água, a jusante dos barramentos. O eventual incremento na vazão de transposição é teórico, obtido mediante ligeira otimização numérica da capacidade de adução do túnel existente, imperceptível na observação visual. Portanto, mantidas as condições atuais, com ligeira otimização da vazão aduzida pelo túnel adutor, a reforma do conduto pretendida não implicará na necessidade de um estudo ambiental específico, uma vez que não haverá mudança nas condições estabelecidas há décadas.

Talvegue do Arroio Cascatinha – “By-Pass”

Baseado no tempo de existência da válvula “by-pass” e nas características ambientais locais, pode-se concluir que o curso d’água em questão se encontra edonizado por espécies da biota aquática local.

As vazões excedentes, que atualmente são lançadas no talvegue, serão conduzidas para geração, restituindo ao Arroio Cascatinha suas características originais. Entretanto, a válvula “by-pass” não será desativada, podendo operar eventualmente, com menor frequência, ou seja, na pior das hipóteses o curso d’água manterá suas características ambientais atuais.

Execução das Obras

A área onde será implantado o canteiro de obras caracteriza-se pela presença de vegetação rasteira, não sendo necessário o corte da vegetação de porte. Durante a existência do pequeno canteiro de obras, será estabelecido um plano de saneamento, contemplando questões como produção de lixo e esgoto sanitário.

- Área diretamente afetada pela implantação da tubulação

Para a implantação da nova tubulação forçada será necessário remover pequena área de cobertura vegetal a montante da casa de força. A vegetação eventualmente retirada será repostada mediante plantio compensatório dos espécimes retirados. Ao longo da tubulação adutora não é previsto remoção de vegetação.

- Jazidas e Bota-Fora

O pequeno volume de rocha a ser escavado para a implantação do novo conduto adutor será totalmente utilizado na confecção do concreto e das obras de contenção. Já o volume de solo escavado para rebaixamento do greide será totalmente utilizado nos aterros de alargamento da estrada. Visando a recomposição de áreas eventualmente atingidas será estabelecido um plano de controle de erosão e de armazenagem das camadas de solo fértil.

- Área para estocagem da tubulação

A tubulação a ser instalada será estocada ao longo da tubulação existente, sobre a estrada de acesso. Não haverá danos à vegetação arbórea quando da movimentação da tubulação, face à distância até o arvoredo e ao método empregado para içamento (com caminhões equipados com “munck” ou similar).

- Área de aterro

Um volume de empréstimo de solo, da ordem de 7.000 m³, será obtido através da compra a terceiros, ou por exploração de uma pequena jazida situada na área da CEEE.

Considerações finais

Os impactos ambientais em razão das obras de ampliação da PCH Bugres serão insignificantes. Salienta-se que todos os cuidados serão tomados visando preservar o ambiente e recompor os eventuais impactos ocorridos.



Na área da usina foram plantados 204 ha de floresta “Eucaliptus” intercalada com a mata natural existente, sendo mantidos 4,5 ha em viveiros de plantas nativas e exóticas para preservação e recuperação das áreas pertencentes ao Sistema Salto.

Tendo em vista o exposto acima, pode-se afirmar que:

- Não haverá danos ao meio ambiente, em razão do porte e da natureza das obras previstas;
- Não ocorrerão alterações nos reservatórios e nas barragens em operação, após ampliação da usina. Logo, o impacto ambiental pode ser considerado nulo por não existir acréscimo de áreas alagadas ou modificações no regime de operação do mesmo.

D.2. Avaliação dos impactos ambientais

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 serão apresentados durante a construção e operação.
- Licença de Instalação;
- Licença de Operação – emitida antes do fechamento da barragem.

Em relação às licenças e autorizações, o projeto da PCH Bugres já obteve o seguinte:

Tabela 23 – Licenças e Autorizações da PCH Bugres

DOCUMENTO	DATA	DESCRIÇÃO	ÓRGÃO RESPONSÁVEL
Portaria nº 278	11/08/1999	Estabelece prazo de 20 anos para a concessão de energia elétrica da PCH Bugres, a partir de 08/07/1995.	ANEEL
Extrato do Contrato de Concessão de Geração nº 25/2000	12/04/2000 até 07/07/2035	Regula a concessão de energia elétrica da PCH Bugres.	ANEEL
LI 230/2010-DL	05/03/2010 até 04/03/2014	Renovação da Licença de Instalação da PCH Bugres (adição de capacidade de 13 MW).	FEPAM



SEÇÃO E. Consulta às partes interessadas locais

E.1. Solicitação de comentários das partes locais interessadas

Conforme a Resolução n.º 1 de 01 de setembro de 2003 e Resolução n.º 7 de 7 de março de 2008, emitida pela AND brasileira - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), os projetos MDL devem enviar uma carta descrevendo as atividades e solicitando comentários de partes interessadas locais. Cartas-convite foram enviadas em 16/11/2011 para os agentes listados abaixo (cópias das cartas e confirmação de envio do correio recebimento estão disponíveis mediante solicitação). Os avisos de recebimento das cartas foram recebidos entre 02/12/2011 e 06/12/2011.

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

O DCP da PCH Bugres está disponível no link:

<http://luminaenergia.com.br/>

E.2. Sumário dos comentários recebidos

Os seguintes comentários foram recebidos durante o processo de consulta global às partes interessadas da atividade de projeto, em 01/Jul/2012.

- 1) A EOD deve garantir que os valores do DCP são consistentes e garantem que o projeto MDL é genuíno.
- 2) A EOD deve checar o Relatório Detalhado do Projeto e o Estudo de Viabilidade submetidos pelo dono do projeto a outras agências e Bancos e garantir que os valores são os mesmos que os apresentados no DPR/FR submetido à EOD.
- 3) Deve ser feito um estudo cuidadoso de que o DPR/FR não tem versões diferentes submetidas com diferentes fins para diferentes agências, o que é totalmente inaceitável, ilegal e antiético.
- 4) O dono do projeto deverá apresentar alguma carta do gerente do banco à EOD declarando que ambos os DPRs apresentados são os mesmos. Este tipo de carta não deverá ser aceita pela EOD como valor nominal, mas deverá ser verificada independentemente. Ao coletar o DPR/FR dos bancos e demais agências, todas as páginas do DPR/FR deverão ter assinatura dos bancos e demais agências para que o DPR/FR real entregue às outras partes pelo PP/Consultor seja o mesmo submetido à EOD.



- 5) Os valores do DPR/FR devem ser completamente comprovados. A EOD deve obter uma prova assinada dos PP/Consultor sobre a lista de partes a quem este DPR/FR foi submetido e para quais fins. A EOD deverá verificar e confirmar com todas as partes que o mesmo DPR/FR foi corretamente apresentado a todas as partes, sem nenhuma alteração. A EOD não deverá aceitar quaisquer relatórios e documentos dos PP/Consultores. A EOD deverá realizar uma análise independente e utilizar partes totalmente diferentes sem informar os PP/Consultor para verificar os fatos.
- 6) A EOD deverá escrever à parte que preparou o DPR/FR que foi submetido aos bancos e demais agências e o mesmo deverá ser verificado com aquele submetido à EOD pelo PP/Consultor.
- 7) A EOD não deverá aprovar este projeto se for descoberto que o DPR/FR foi adulterado em algum momento. O PP não pode entregar versões diferentes do DPR/FR. Deve ser submetido apenas uma versão dada aos bancos e demais agências ao obter empréstimos e no período de tomada de decisão.
- 8) Os PP consideraram as receitas do MDL ao planejar o projeto? Sem o MDL o projeto não seria viável, certo? Este projeto tem um componente de dívida? Como os bancos ou credores consideraram as receitas do MDL ao aceitar financiar o projeto? Se não, este projeto deverá ser rejeitado agora mesmo pela EOD terminando o contrato. Se sim, qual é a evidência? Qual a data do documento de evidência do Banco? Este documento foi impresso há pouco tempo ou há muito tempo? A EOD deverá verificar isto de modo independente. Se o documento foi disponibilizado pelo Banco deve-se verificar de todos os modos se este é genuíno, se a data não foi forjada ou alterada. Isto normalmente é feito, a EOD deve estar ciente disto, por favor. Favor verificar que tipo de comunicação os PP tiveram neste período com o Banco, verificar os e-mails, recibos do correio e datas referidas nos recibos. Não acreditar em recibos de serviços courier já que estes podem ser facilmente manipulados. Insistir em recibos do serviço postal público apenas. Se o projeto for totalmente realizado com recursos próprios, então qual a base dos PP para investir totalmente com recursos próprios e considerar a receita do MDL? A EOD deverá verificar no mesmo detalhe e verificar os fatos. Há alguma evidência passada de que os PP já investiram ou não em retornos semelhantes ao do projeto? Evidências apropriadas deverão ser revisadas e encontradas pela EOD e a tomada de decisão sobre o projeto deverá se basear em fatos estabelecidos. Não solicitar documentos dos PP, a EOD deverá coletá-los de diferentes fontes para manter uma análise independente.
- 9) Os equipamentos comprados para o projeto são de segunda mão ou de fontes estrangeiras mais baratas? Se sim, esta questão deverá ser avaliada pela EOD já que os recibos serão invariavelmente inflados e adulterados. Os custos totais do projeto mencionados pelos PP serão os mesmos que os originais. Logo, não há adicionalidade. Estes fatos devem ser avaliados totalmente pela EOD verificando toda a documentação e transações financeiras em extratos bancários e contas certificadas por um analista financeiro aceitável.



- 10) Na perspectiva da EOD, qual auditor fez marketing e desenvolveu os negócios para validar o projeto? Com quem ele ou ela estava coordenando com os PP ou comprador de RCEs? A mesma pessoa que fez marketing para conseguir o trabalho de validação participou no processo de validação? Isto não é aceitável. É contra as regras e normas de acreditação que são seguidas há tempos. A EOD deverá enviar auditores de diferentes escritórios e países para realizar esta auditoria de validação. A EOD deverá tomar cuidado com a imparcialidade e regras de acreditação. Devido às metas estabelecidas pelos auditores gerentes da EOD e reuniões com clientes e promessas feitas de que o projeto será cuidado. Isto deve ser impedido. Nenhum auditor deve fazer marketing. Apenas a equipe não auditora pode fazer marketing. A EOD deve garantir o mesmo, por favor.
- 11) Apenas se aplicável: As máquinas e equipamentos são parte de uma atividade MDL maior prevista e desenvolvida anteriormente? A EOD deve verificar o mesmo por fontes independentes também. Como algumas atividades de projeto parte de outras não são adicionais e obtém opiniões negativas de validação da EOD, os PP esta realizando o mesmo projeto como individual, o que não é um projeto MDL de nenhuma maneira. A EOD deve verificar o mesmo em fontes independentes e elaborar uma declaração dos PP de que nenhuma deturpação ou falso testemunhos com relação a isto atrairiam ações legais estritas da CQNUMC e da EOD. Ademais, o projeto registrado deverá perder seu registro no caso de questões futuras contradizendo as submissões realizadas pelo dono do projeto.
- 12) A EOD deve ser mais cuidadosa para que este seja um projeto MDL genuíno. Qual é o custo exato do projeto? O custo do projeto prevê o quê? Todo valor considerado deve ser validado com evidências. Os equipamentos são comprados de segunda mão ou novos de OEM? Em qualquer caso, a EOD deverá avaliar todas as cotações, propostas, ordens de compra, recibos, etc. A EOD deverá verificar com os bancos sob a forma escrita confirmando os valores transacionados, a quem o dinheiro é pago, quando ele é pago, o destinatário do pagamento é correto conforme as ordens de compra. Pode ocorrer que tais valores, nomes e datas sejam fabricados e deturpados neste projeto. A EOD deve terminar o contrato deste projeto imediatamente. Este é o único meio de proteger o valor do processo do MDL. Se os PPs estiverem comprando equipamentos de segunda mão ou segunda qualidade e inflando os valores das ordens de compra e recibos, isto deverá ser comprovado completamente e com os valores reais utilizados para o cálculo da adicionalidade. Só então terei certeza de que a adicionalidade não existe em tal situação.
- 13) Como o cenário de linha de base foi definido neste projeto? Este cenário foi definido hipoteticamente sem evidências e justificativas adequadas? Neste caso, a EOD não pode considerar o cenário de linha de base sugerido no DCP. Por favor, verifique que o projeto realmente tem reduções de emissão reais além das reais do cenário de linha de base. Pode ocorrer que este projeto não se qualifique para RCEs. A EOD não pode assumir valores como dadas pelos PPs. Quaisquer valores considerados no projeto e documentos incluindo o DPR real (não o preparado para o MDL, mas o dado aos bancos e outros), devem ser validados, verificados. Não peça aos PPs pelo DPR. Pergunte às partes que receberam o DPR pelos PPs. Adquira o documento diretamente do banco e outros com cada página do DPR e estudo de viabilidade assinadas. Tais documentos podem ser considerados reais. O processo MDL da CQNUMC não pode ser degradado pela fabricação e interpretação indevida do cenário de linha de base do projeto e sua adicionalidade.



E.3. Relatório da consideração dos comentários recebidos

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

A atividade de projeto não é viável sem o benefício do MDL conforme justificado e evidenciado na Seção B.5 do DCP. Como justificado nesta seção, a TIR do projeto é de 7,44%, muito menor do que o benchmark de 11,21%.



Ademais, a análise de sensibilidade foi realizada para evidenciar que mesmo com variações nos valores financeiros do projeto, este ainda necessita do benefício do MDL. Conforme explicado nesta análise, seria necessária uma variação de pelo menos -33,80% no investimento total do projeto, de +49,10% no preço da energia e +51,30% na energia gerada para que o projeto se tornasse viável.

Todos estes cenários foram justificados na Seção B.5 e foi confirmado que tais variações não são prováveis. Quanto aos custos de O&M do projeto, mesmo com uma variação de -100%, a TIR do projeto permaneceria abaixo do benchmark.

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

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

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

PP: Não aplicável.

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

PP: Não aplicável.



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

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

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

Ademais, conforme justificado na Seção B.5, o investimento total do projeto estimado quando da data de tomada de decisão é R\$22.000.000 conforme o Relatório de Avaliação da CEEE. Conforme demonstrado na análise de sensibilidade, uma redução neste valor é improvável de ocorrer considerando que o investimento do projeto foi definido como R\$30.763.970,72 de acordo com o Orçamento Padrão da Eletrobrás, que também foi disponibilizado à EOD.

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

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

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



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

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

SEÇÃO F. Aprovação e autorização

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

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

Nome da organização	CEEE-GT
Rua/Caixa postal	Av. Joaquim Porto Villanova, 201, 7º andar
Edifício	-
Cidade	Porto Alegre
Estado/Região	Rio Grande do Sul
Código postal	91410-400
País	Brasil
Telefone	-
Fax	-
E-mail	-
Website	www.cee.com.br
Contato pessoal	
Título	-
Saudação	Sr.
Último nome	Mello
Nome do meio	Augusto Silva de
Primeiro nome	Marcos
Departamento	-
Celular	-
Fax direto	-
Tel. Direto	+55 51 3382.5742
E-mail pessoal	marcosm@cee.com.br



Nome da organização	Lumina Engenharia e Consultoria Ltda.
Rua/Caixa postal	R. Bela Cintra, 746, cj. 102
Edifício	-
Cidade	São Paulo
Estado/Região	São Paulo
Código postal	01415-000
País	Brasil
Telefone	+55 11 3259.4033
Fax	+55 113853.0953
E-mail	sergio.ennes@luminaenergia.com.br
Website	www.luminaenergia.com.br
Contato pessoal	
Título	Diretor
Saudação	Sr.
Último nome	Ennes
Nome do meio	Augusto Weigert
Primeiro nome	Sergio
Departamento	-
Celular	+55 11 8384.0022
Fax direto	-
Tel. direto	+55 11 3259.4033
E-mail pessoal	sergio.ennes@luminaenergia.com.br

Anexo 2: Afirmação referente à financiamento público

Não há financiamentos públicos para esse 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 implementação de um projeto e um determinado subsistema para produzir benefícios nos outros subsistemas do SIN.

**Anexo 4: Demais informações sobre o cálculo ex ante das reduções de emissão***Histórico de Geração de Energia da PCH Bugres*

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
2000									8.118,25	8.189,70	8.023,45	8.145,05	32.476,46
2001	8.249,24	7.420,65	8.158,51	7.918,99	8.332,77	8.117,58	8.502,21	8.377,49	8.119,69	8.287,49	5.024,14	-17,30	86.491,44
2002	4.117,53	7.566,11	8.196,57	7.882,35	8.509,04	8.418,34	8.632,42	8.386,02	7.932,05	8.351,41	7.810,80	7.914,99	93.717,62
2003	7.990,64	6.959,07	8.139,24	7.880,39	8.265,00	7.933,85	8.247,53	8.316,61	7.993,02	8.183,93	7.764,35	7.821,87	95.495,50
2004	8.067,29	6.634,09	4.991,24	2.348,26	5.656,97	7.969,44	8.298,59	8.203,92	7.893,72	8.115,05	7.830,79	8.057,40	84.066,77
2005	7.992,84	4.231,39	1.385,55	4.183,19	7.277,20	7.127,03	8.163,15	8.214,07	8.088,02	8.066,30	7.792,95	8.042,94	80.564,64
2006	7.972,49	7.063,60	6.048,72	3.468,99	0,00	221,15	8.104,23	8.134,17	7.835,71	8.009,04	7.673,40	7.924,00	72.455,51
2007	8.005,07	7.099,59	7.875,55	7.462,75	8.186,25	7.963,61	8.292,80	7.634,72	7.764,32	8.039,31	7.662,98	7.909,19	93.896,16
2008	7.970,13	6.957,41	7.771,48	5.982,22	899,34	6.483,55	8.039,68	8.064,83	7.831,48	7.774,92	7.832,83	7.991,31	83.599,18
2009	7.757,67	7.258,55	7.885,50	7.663,48	6.454,46	3.888,62	4.183,67	7.626,01	7.452,58	7.806,58	7.813,23	8.008,95	83.799,31
2010	7.907,91	7.287,16	7.390,06	7.788,00	7.971,36	7.847,69	8.086,30	8.052,98	7.634,40	8.005,91	7.849,48	7.850,46	93.671,70
2011	7.495,19												7.495,19

EG Média histórica de 5 anos da geração de linha de base antes da repotenciação													MÉDIA
(MWh)	7.922,65	7.133,26	7.394,26	6.473,09	4.702,28	5.280,92	7.341,34	7.902,54	7.703,70	7.927,15	7.766,38	7.936,78	85.484

Desvio Padrão (MWh)	1.091
----------------------------	--------------



Anexo 5: Demais informações sobre o plano de monitoramento

O plano de monitoramento será executado baseado nos procedimentos simplificados de linha de base e monitoramento estabelecido na ACM0002 – “Metodologia Consolidada e Aprovada para geração de eletricidade renovável ligada a rede” – versão 13.0.0.

A CEEE-GT 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: Resumo de modificações pós-registro

Nenhuma.