



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO  
PARA ATIVIDADE DE PROJETO DE MDL (F-MDL-DCP)  
Versão 04.1**

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

<b>Título da atividade de projeto</b>	Pequena Central Hidrelétrica Rondinha
<b>Número da versão do DCP</b>	<b>7</b>
<b>Data de conclusão do DCP</b>	<b>09/09/2013</b>
<b>Participante(s) do projeto</b>	Rondinha Energética S.A. (Privado)
<b>Parte(s) Anfitriã(s)</b>	Brasil
<b>Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)</b>	Indústrias Energéticas (fontes renováveis/não-renováveis).  Referência e metodologia de monitoramento ACM0002 "Metodologia consolidada para rede de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis"
<b>Quantidade média anual estimada de reduções de emissões de GEE</b>	<b>10,238 tCO<sub>2</sub></b>

## SECTION A. Descrição da atividade de projeto

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

>>

A atividade de projeto será desenvolvida por uma entidade de fins específicos chamada **Rondinha Energética S.A.**, propriedade de **Atlantic Energias Renováveis S.A. (ATLANTIC)**<sup>1</sup> holding do setor de energia sediada no estado do Paraná que possui atividades em diversas regiões do Brasil. Seus investidores e fornecedores de tecnologia são do Brasil e da Espanha. A ATLANTIC tem como foco a exploração de fontes de energia limpas e renováveis e está constantemente desenvolvendo projetos e empreendimentos para implementação de padrões de eficiência de uso de energia.

A atividade de projeto consiste em uma Pequena Central Hidrelétrica localizada no rio Chapecó, parte da bacia hidrográfica do rio Uruguai, no município de Passos Maia, parte do estado brasileiro de Santa Catarina. Antes da implementação da atividade de projeto, a área não tinha nenhuma outra hidrelétrica instalada e, portanto, o projeto é uma unidade inédita. O cenário de referência, que é estabelecido com base na metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) é a geração de eletricidade que teria sido gerada por redes hidrelétricas e pela adição de novas fontes de energia. Espera-se que o projeto contribua para a redução de emissões de GEE em **10,238 CO<sub>2</sub>** anuais em comparação com o cenário de referência no primeiro período de crédito. A Atlantic investiu na Pequena Central Hidrelétrica Rondinha (a seguir referida como “o projeto”) com base nas contribuições ambientais e financeiras positivas do MDL.

O projeto consiste em uma usina de energia hidrelétrica com capacidade instalada de 9.6 MW e área reservada de 0.76 km<sup>2</sup>. A usina consiste em dois geradores com turbinas horizontais Kaplan, onde cada gerador tem potência nominal de 5.333 kVA. A geração de energia líquida anual é projetada para 51,500 MWh/ano.

Aa atividade de projeto ajudará o Brasil a atingir seus objetivos de promover desenvolvimento sustentável. O projeto está alinhado aos requerimentos de MDL do país anfitrião, uma vez que:

(a) Evitará outros projetos que possam gerar energia através da queima de combustíveis fósseis, reduzindo a potencial emissão de GEE destes projetos.

(b) Gera empregos para a população do estado de Santa Catarina durante a construção da usina e na sua operação quando finalizada. O projeto criará aproximadamente 300 empregos diretos e 50 indiretos. Uma vez que o projeto estiver totalmente operacional, irá gerar empregos permanentes para aproximadamente 12 pessoas para desempenharem tarefas como operação e manutenção, incluindo manutenção das áreas verdes, limpeza e segurança. Vale ressaltar que o projeto oferece condições de trabalho formal.

(c) Contribui para a economia da região, uma vez que a operação da usina requer diversos fornecedores de serviços de diversas áreas (saúde, administrativo e judicial, técnicos, engenheiros, etc.) Por outro lado, a operação do projeto, e, conseqüentemente, o fornecimento controlado de energia, proporcionará incentivos para o aumento de atividades produtivas em diversos setores econômicos. Tem impacto na geração de empregos para os setores primário e secundários a médio prazo (torna as atividades econômicas de uso intenso de energia mais dinâmicas, como processos agroindustriais) e para os setores de bens e serviços a médio-longo prazo.

(d) Mesmo o projeto apresentando impactos ambientais baixíssimos, a Atlantic fará investimentos consideráveis para o desenvolvimento de programas ambientais para evitar ou diminuir possíveis impactos. Em relação aos regulamentos estaduais, seja por CONAMA ou ANEEL, o projeto adotou inúmeras ações de mitigação, como um programa de comunicação educacional socioambiental, programa de monitoramento da qualidade da água, programa de recuperação e replantio de áreas degradadas, programa de controle ambiental para prevenção de processos de erosão em áreas de acesso e internas da PCH Rondinha e um programa de monitoramento da fauna e da conservação.

---

<sup>1</sup> <http://www.atlanticenergias.com.br/>

(e) O equipamento necessário para este projeto será fornecido por manufaturas nacionais; seu uso requer treinamento para o pessoal de locais especializados para operar a pequena central hidrelétrica e gerenciar corretamente o projeto.

## **A.2. Localização da atividade de projeto**

### **A.2.1. Parte(s) Anfitriã(s)**

>>Brasil

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

>>

Estado de Santa Catarina

### **A.2.3. Cidade/Município/Comunidade etc.**

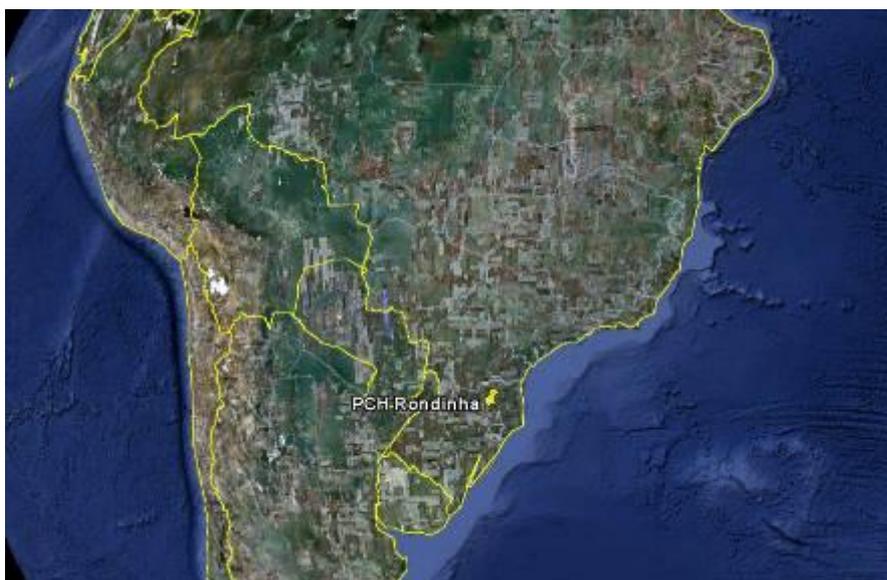
>>

Município de “Passos Maia”.

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

>>

A localização exata do projeto é 26° 40' 57” Sul e 52° 02' 44” Oeste (Coordenadas por GPS). A localização é apoiada pelo LAP N° 121/09 (Licença Preliminar entregue por FATMA). Também é possível obter a localização do projeto na página da web da ANEEL, no sistema SIGEL<sup>2</sup>.



*Localização do projeto (Dezembro de 2011, fonte: Google Maps)*

<sup>2</sup> <http://sigel.aneel.gov.br/brasil/viewer.htm>



Município de “Passos Maia” (Fonte: Wikimedia Commons<sup>3</sup>)

O projeto será construído em local novo, e não há instalações anteriores ou outras infraestruturas instaladas atualmente, como pode ser visto nas seguintes fotos de satélite.



Localização do projeto como local novo. (Setembro de 2010, fonte: Google Maps)

<sup>3</sup> [http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/e/ed/SantaCatarina\\_Municip\\_PassosMaia.svg/800px-SantaCatarina\\_Municip\\_PassosMaia.svg.png](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/e/ed/SantaCatarina_Municip_PassosMaia.svg/800px-SantaCatarina_Municip_PassosMaia.svg.png)

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

>> A atividade de projeto irá gerar eletricidade através de uma central hidrelétrica, tecnologia que apresenta mínimo impacto ao ambiente,<sup>4</sup> uma vez que o reservatório foi projetada com uma capacidade de armazenamento de um dia de geração de eletricidade.

O projeto utilizará turbinas Kaplan, que são uma tecnologia largamente utilizada. Este tipo de turbina é uma modificação da turbina Francis, com a intenção de produzir energia com alto fluxo e condições de baixa pressão.

A atividade de projeto irá gerar energia renovável que será enviada ao Sistema Interligado Nacional (“SIN”). A energia gerada de 51.500 MWh foi originada do documento apresentado ao banco (BNDES), que está listado no Anexo 11, EB48 (“Diretrizes para a elaboração de relatórios e validação de fatores de carga da usina”).

A especificações técnicas chave da central hidrelétrica são as seguintes:

Tipo de geração	Passagem de rio
Energia (capacidade instalada)	9,6 MW
Fator de capacidade	61,24%
Geração anual média	51.500 MWh
Pressão	25,46 m
Área do Reservatório	0,76 km <sup>2</sup>
Densidade de potência	12,63 W/m <sup>2</sup>
Turbinas (Dados técnicos)	2 Kaplan - Eixo Horizontal – 4,990 MW cada e 400rpm
Geradores (Dados técnicos)	2 geradores síncronos, 5,333 kVA cada – voltagem calculada de 13,8 kV – PF 0,9
Equipamentos de Monitoramento (Dados técnicos)	Ainda a definir, (o fornecedor deve ser Power Metrics ou Actaris)

O equipamento de monitoramento seguirá os procedimentos de calibração anual indicados pelo ONS: Portaria Inmetro No. 431 de 4 de Dezembro de 2007; Medição de alta precisão atende a ANSI C12.1 Classe 0,2 e IEC 62053-22 Classe 0,2S, com duas casas decimais padrão. Cálculo de perda de um segundo e capacidade de correção de erros estabelece perdas do sistema e correção de erros de medidas em tempo real.

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

Partes envolvidas (anfitrião) indica a parte envolvida	Entidade(s) pública(s) e/ou privada(s) participantes do projeto (conforme o caso)	Indica se a parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Rondinha Energética S.A. (Privado)	Não

### A.5. Financiamento público da atividade de projeto

>> Não há financiamento público das partes do Anexo I neste projeto.

<sup>4</sup> [http://www.eshab.be/fileadmin/eshab\\_files/documents/publications/publications/Brochure\\_EN.pdf](http://www.eshab.be/fileadmin/eshab_files/documents/publications/publications/Brochure_EN.pdf)  
e <http://www.watershed-watch.org/publications/files/Run-of-River-long.pdf>

## SECTION B. Aplicação da metodologia de linha de base e de monitoramento

### B.1. Referência da metodologia

1. Metodologia de linha de base e de monitoramento ACM0002 “Metodologia consolidada para rede de geração de energia elétrica através de fontes renováveis”, versão 13.0.0
2. Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico, Versão 3.0.0
3. Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade, Versão 7.0.0

### B.2. Aplicabilidade da metodologia

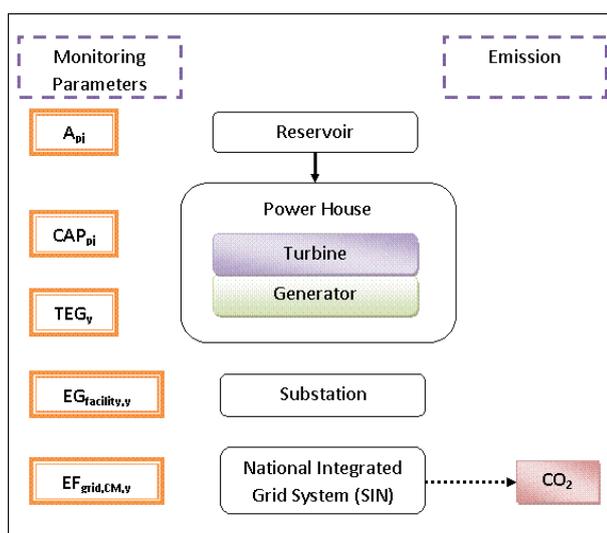
>> A metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) é aplicável para atividades de projeto de rede de geração de energia renovável que (a) instalam uma nova usina em um local onde nenhuma outra usina de energia renovável operou anteriormente à implementação da atividade de projeto (usina inédita); (b) implica em adição de capacidade; (c) implica em reabilitação de (uma) usina(s) existente(s); ou (d) implica em substituição de (uma) usina(s) existente(s). Neste caso, o projeto concorda com a condição (a). Há informações complementares no Apêndice 3.

### B.3. Limites do projeto

De acordo com a “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico, Versão 3.0.0”, a definição de sistema elétrico interligado é um sistema que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto. Usinas com sistema elétrico interligado podem ser expedidas sem restrições significativas na transmissão, mas a transmissão para o sistema elétrico do projeto tem restrição de transmissão significativa. No presente caso, a Autoridade Nacional Designada (AND) definiu o Sistema Interligado Nacional (SIN) como o único sistema utilizado em todos projetos de MDL em cumprimento com as metodologias ACM0002 e AMS-I.I. Isto de acordo com a Resolução N°8, de 26 de Maio de 2008, e também com a Nota que esclarece o procedimento para chegar a esta decisão<sup>5</sup>.

De acordo com a ACM0002 (versão 13.0.0), a extensão espacial dos limites do projeto incluem a central elétrica do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual o projeto proposto é conectado.

*Diagrama de Fluxo dos Limites do Projeto*



<sup>5</sup> <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/full/47953.html>

**Fontes de emissões incluídas ou excluídas dos limites do projeto**

Fonte		Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
<b>Linha de base</b>	Emissões de CO <sub>2</sub> por geração de energia elétrica em usinas de combustível fóssil que são deslocadas devido à atividade do projeto.	CO <sub>2</sub>	Sim	Fonte de emissão principal
		CH <sub>4</sub>	Não	Fonte de emissão menor
		N <sub>2</sub> O	Não	Fonte de emissão menor
<b>Atividade de Projeto</b>	Para usinas de energia geotérmica, emissões fugitivas de CH <sub>4</sub> e CO <sub>2</sub> de gases não-condensáveis contidos no vapor geotérmico.	CO <sub>2</sub>	Não	Fonte de emissão principal
		CH <sub>4</sub>	Não	Fonte de emissão principal
		N <sub>2</sub> O	Não	Fonte de emissão menor
	Emissão de CO <sub>2</sub> da combustão de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica em usinas termo-solares e usinas de energia geotérmica.	CO <sub>2</sub>	Não	Fonte de emissão principal
		CH <sub>4</sub>	Não	Fonte de emissão menor
		N <sub>2</sub> O	Não	Fonte de emissão menor
	Para hidrelétricas, emissões de CH <sub>4</sub> do reservatório	CO <sub>2</sub>	Não	Fonte de emissão menor
		CH <sub>4</sub>	Não	Fonte de emissão principal
		N <sub>2</sub> O	Não	Fonte de emissão menor

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

>> A linha de base para esta atividade de projeto foi estabelecida em referência à metodologia aplicável ao projeto “Metodologia de linha de base consolidada para rede de geração de energia elétrica por fontes renováveis”, ACM0002v13.0.0. A atividade de projeto enviará energia elétrica renovável ao SIN e em concordância com a metodologia selecionada; a instalação de uma nova rede de energia hidrelétrica produzirá o seguinte cenário de linha de base:

*A energia elétrica enviada à rede através da atividade de projeto teria sido gerada pela operação de redes elétricas e pela adição de novas fontes geradoras, conforme refletido nos cálculos de margem combinada (MC) descritos na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.*

Na falta da atividade de projeto, a energia elétrica continuaria sendo gerada pelas fontes existentes. Os valores da Margem Combinada (MC) são emitidos pela AND, devido ao fato de que os dados de geração por hora são informações confidenciais. Estes valores são calculados todo ano e publicados no website da AND<sup>6</sup>; portanto, uma *análise* ex-post será adotada.

O cenário de linha de base foi identificado como a continuação da prática atual no Sistema Interligado Nacional (SIN), onde energia elétrica seria gerada pelas atuais fontes da rede.

<sup>6</sup> <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>

### B.5. Demonstração de Adicionalidade

>> Em coerência com a ACM0002/Versão 13.0.0, a adicionalidade da atividade de projeto agrupada deve ser demonstrada e avaliada utilizando a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” versão 7.0.0, conforme descrita abaixo:

#### Consideração Prévia

Como a data de início do projeto é após 2 de Agosto de 2008 e de acordo com as “DIRETRIZES PARA A DEMONSTRAÇÃO E AVALIAÇÃO DE CONSIDERAÇÕES PRÉVIAS DO MDL” versão 4 (EB 62 Anexo 13), o proponente do projeto informado por escrito a AND e a EB conforme exigido nas diretrizes.

Dado	Evento
Outubro de 2007	Projeto Básico realizado por RTK
Junho de 2008	EAS (Estudo Ambiental Simplificado) realizado por RTK
Março de 2009	Análise financeira da PCH Rondinha realizada por MS engenharia (Data de Decisão de Investimento)
12 de Maio de 2009	Licença Preliminar emitida por FATMA
Julho de 2009	Contratação de consultor de MDL
<b>24 de Julho de 2009</b>	<b>Cartas de consideração prévia da AND para MDL (Data da consideração prévia)</b>
<b>29 de Julho de 2009</b>	<b>Cartas de consideração prévia de UNFCCC para MDL (Data da consideração prévia)</b>
2 de Outubro de 2009	Licença de Instalação emitida por FATMA
<b>19 de Maio de 2010</b>	<b>4 PPs assinados com o grupo de subsidiárias da Tramontina (Data de Início) (Data de Decisão de Investimento)</b>
5 de Outubro de 2010	Autorização da ANEEL para o primeiro PBO
27 de Abril de 2011	Pedido para financiamento pelo BNDES (Carta enviada ao BRDE)
27 de Abril de 2011	Contrato com "Impacto Assessoria Ambiental" a fim de executar os programas definidos no EAS
Maio de 2011	Novo PBO desenvolvido por VLB
15 de Junho de 2011	Contrato para aquisição de Turbinas, Geradores todos os equipamentos relacionados sancionados

#### ***Passo 0: Demonstração de que a atividade de projeto proposta é "primeiro-do-tipo"***

Não se aplica.

#### ***Passo 1: Identificação de alternativas à atividade de projeto coerentes com as leis e regulamentos vigentes***

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

Há dois cenários realistas e críveis alternativos à atividade de projeto

Cenário 1: A atividade de projeto proposta realizada sem ser registrada como atividade de projeto de MDL.

Cenário 2: A continuação da situação atual (sem atividade de projeto realizada).

##### ***Sub-passo 1b: Coerência com as leis e regulamentos obrigatórios***

Todas as alternativas e a atividade de projeto cumprem as leis e regulamentos.



***Passo 2: Análise de investimentos***

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” a análise de investimento foi selecionada.

***Sub-passo 2a . Determinar o método de análise apropriado***

A análise de referência (Opção III) foi selecionada como o método de análise mais apropriado a considerar.

***Sub-passo 2b . Opção III. Análise de referência***

Para a análise de investimento, a Taxa Interna de Retorno Patrimonial foi escolhida como o indicador financeiro/econômico mais adequado ao projeto. Uma comparação do TIR Patrimonial com a referência escolhida (custo patrimonial) será utilizada para demonstrar que o projeto necessita do incentivo de finanças de carbono.

A data de decisão de investimento é considerada **19/05/2010**, na qual o proponente do projeto assina um PP com diversos clientes.

***Sub-passo 2c. Cálculo e comparação de indicadores financeiros*****Referência: Custo patrimonial real depois de impostos**

O proponente do projeto selecionou o cálculo de custo patrimonial, com base na metodologia CAPM e as diretrizes para este cálculo foram publicadas pela "Fundação Getúlio Vargas"<sup>7</sup>.

$$K_e = R_f + \text{Beta}(R_m - R_f)$$

$R_f$  (Taxa Sem Risco)

A taxa sem risco considera dois componentes: primeiro, a taxa sem risco de títulos dos EUA, e segundo, o risco brasileiro, valor não incluído nos títulos dos EUA<sup>20</sup>.

A taxa sem risco de títulos dos EUA considera uma média de um ano do título de maturidade de 30 anos<sup>20</sup>, sendo este valor 4,45%. Uma vez que este valor é nominal, deve ser convertido para real calculando a previsão de inflação esperada, utilizando os Títulos do Tesouro dos EUA em 20 anos e os Títulos do Tesouro dos EUA indexados à inflação de 20 anos<sup>20</sup>, portanto, a inflação tem valor 2,38%.

$$R_{feua} = \left( \frac{1 + 4,45\%}{1 + 2,38\%} \right) - 1 = 2,02\% \text{ (Real)}$$

No caso do risco brasileiro (Página 17)<sup>20</sup>, é recomendado uma média de 5 anos para o "EMBI+Brasil", sendo este valor 2,67%.

Então o valor final para  $R_f$  é igual a 4,69% (2,02% + 2,67%).

---

<sup>7</sup> <http://www.abce.org.br/downloads/ingleswacc.PDF>

*Rm-Rf*

Esta fórmula (Página 17)<sup>20</sup> corresponde ao retorno anual médio das ações menos o retorno dos títulos norte-americanos. Conforme recomendação, a média é obtida de 1928 ao ano da decisão de investimento. O valor de Rm corresponde a 11,32% e o Rf para este caso é 5,28%, sendo Rm-Rf igual a 6,03%.

*Beta*

Da lista completa de companhias negociadas, são selecionadas as relacionadas ao setor de energia. O coeficiente beta ponderado para o setor é 2,71 (calculado), e este valor não ponderado é 0,90 (calculado). A seguinte fórmula é utilizada para impulsionar o beta considerando a situação do Brasil:

$$Beta = Bu \left[ 1 + (1 - t) \left( \frac{Wd}{We} \right) \right]$$

Bu=0,90 (calculado)

t=0% (Taxa Marginal de Imposto igual a zero, uma vez que o proponente do projeto está considerando lucro para o cálculo de imposto)

Wd=66,92% (apoio médio do BNDES entre 2003 e 2011)

We=33,08% (apoio médio do BNDES entre 2003 e 2011)

$$Beta = 0,90 \left[ 1 + (1 - 0\%) \left( \frac{66,92\%}{33,08\%} \right) \right] = 2,71$$

*Cálculo da referência*

$$Ke = Rf + Beta(Rm - Rf) = 4,69\% + 2,71(6,03\%) = 21,03\%$$

Logo, o custo patrimonial real corresponde a 21,03%.



## Análise de Investimento

Para estar alinhado à referência selecionada, é calculado o TIR patrimonial real depois dos impostos.

### Dados de Investimento de Rondinha

Parâmetro	Valor	Documentação de Referência
Capacidade (MW)	9,6	PP Assinado em 19/05/2010
Preço da Energia (R\$/MWH)	150	PP Assinado em 19/05/2010
Geração Inicial (MWh)	53,611	Projeto de Engenharia Básico datado de 2007, esta informação foi utilizada anteriormente à data de decisão de investimento. O que foi apresentado ao banco em 2011 é mais alto, portanto este valor é conservador.
Investimento (R\$)	57.907.824	Diversos documentos, apresentados na análise de investimento.
O&M (mil R\$/ano)	44.1.320.	Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas Electrobras, 2007
Fim da concessão	31/12/2040	Resolução de Autorização ANEEL 2568, 2010
Impostos		
PIS + COFINS	3,65%	Lei nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004
IMPOSTO DE RENDA	34%	Composto de 9% do CSLL (Imposto de Contribuição Social), mais 15% de imposto de renda e também 10% para lucro acima de R\$ 240.000/ano.
TUSD (R\$/kW/Month)	1,16	Resolução de Retificação Nº 1.037,2010
IMPOSTO DA ANEEL (TFSEE)	0,5% de 363,60 R\$/kW	DESPACHO Nº 4774, 2009 (Típico benefício econômico unitário anual (R\$)). DECRETO Nº 2.410,1997 (ônus % 0,5%)
Empréstimo		
Dívida (R\$)	46.326.259	Este é o pedido máximo possível ao BNDES (fonte de 2010), que é 80% do total. O valor após a data da decisão de investimento era 71%, o que oferece uma TIR de 14,20, abaixo da calculada.
Taxa de Juros (%)	8,92%	Taxa de Juros de Longo Prazo de 2010 (6%) (Fonte BNDES, 2010) + Spread BNDES (0,9%) (Fonte Conferência Porto, 2010) + Taxa de risco de crédito (2,02%) (Fonte Conferência Porto, 2010)

**TIR patrimonial depois dos impostos.** A TIR patrimonial real depois dos impostos computada do projeto é 16,64% para o projeto *Rondinha*. Considerando a contribuição do CER, a TIR patrimonial real depois dos impostos do projeto é 18,19%.

### Sub-passo 2d. Análise de sensibilidade



A análise de sensibilidade foi desenvolvida para verificar a solidez do modelo financeiro e de seus indicadores. ATIR patrimonial real depois dos impostos CERs foi reavaliada acerca de quatro variáveis: preços de energia, PLF, custos de investimento e operacionais, baseando-se no fato de que eles representam ou mais de 20% dos custos de investimento ou mais de 20% da renda.

*Análise de sensibilidade com base em limites padrão de +/- 5% e +/- 10%*

A tabela e o gráfico abaixo mostram a TIR do projeto para limites padrão de 5% e 10%, assim como -5% e -10% aplicados nas quatro variáveis:

### **Rondinha**

	TIR com decréscimo de 10%	TIR com decréscimo de 5%	TIR Patrimonial	TIR com acréscimo de 5%	TIR com acréscimo de 10%
Mudança na Geração de Energia do Projeto	12,83%	14,68%	16,64%	18,72%	20,93%
Mudança do Preço da Energia	12,83%	14,68%	16,64%	18,72%	20,93%
Mudança no Investimento	19,20%	17,91%	16,64%	15,37%	14,09%
Mudança em O&M	16,87%	16,75%	16,64%	16,53%	16,41%

*Análise de Sensibilidade com base em atingir a meta*

A tabela abaixo mostra o decréscimo ou acréscimo nas variáveis necessárias para a TIR atingir a meta:

### **TABELA Rondinha**

	Decréscimo necessário para atingir a meta	Meta	TIR Patrimonial	Meta	Acréscimo necessário para atingir a meta
Mudança na Geração de Energia do Projeto	-	21,03%	16,64%	21,03%	10,20%
Mudança do Preço da Energia	-	21,03%	16,64%	21,03%	10,20%
Mudança no Investimento (INV)	-17,09%	21,03%	16,64%	21,03%	-
Mudança em O&M (limite máximo -100%)	-100,00%	21,03%	16,64%	21,03%	-

Este projeto atingiria a meta se ocorresse uma das seguintes circunstâncias:



1/ A Geração de Energia é 10,20% maior do que o previsto. A estimativa de PLF foi feita com base em estatísticas históricas de longo prazo, portanto, é improvável que esta situação possa ocorrer. Além disso, no pedido de empréstimo ao BNDES este valor é maior do que aquele considerado no Projeto de Engenharia Básico.

2/ O Preço da Energia é 10,20% maior do que o preço estimado. Esta situação é improvável, uma vez que os preços indicados na presente análise são baseados no PP assinado com alguns clientes.

3/ O Investimento teria que ser 17,09% menor do que o estimado. O dono do projeto tomou esta decisão em 19 de maio de 2010. Em abril de 2011, a quantia pedida ao banco era R\$ 68.211.203 maior para a análise de investimento em questão e, portanto, é improvável que esta situação possa ocorrer. Este pedido de empréstimo foi baseado na força de um estudo de investimento financeiro entregue ao BRDE (Banco Regional de Desenvolvimento). Diferenças de preços podem ocorrer, mas elas provavelmente não iriam atingir um ajuste negativo tão substancial, especialmente porque a inflação tem sido positiva nos últimos anos, preços de equipamentos tem aumentado devido aos ajustes da economia, etc.

4/ Os custos de O&M tem um impacto limitado na TIR. Mesmo com O&M aumentando 10%, conforme solicitado na análise de sensibilidade, a TIR de ambos os projetos não atinge a meta.

Como resultado, a TIR patrimonial permanece abaixo da meta em todas as circunstâncias e, portanto, não pode ser considerado como financeiramente atraente sob as regras do MDL.

### ***Passo 3: Análise de barreiras***

De acordo com as regras da análise de adicionalidade, não é necessário realizar a análise de barreiras se optar pela análise financeira, como é o caso aqui, portanto, o passo 3 não se aplica.

### ***Passo 4: Análise de Prática Comum***

As “Diretrizes para prática comum”, EB69 Anexo 08, Versão 2, são utilizadas para esta análise, conforme exigido na ferramenta de adicionalidade.

***Sub-passo 4a. A(s) atividade(s) de projeto de MDL proposto(s) aplicam(m) medida(s) listada(s) na seção de definições acima.***

#### ***Medida***

Conforme as “Diretrizes para prática comum”, este tipo de projeto encaixa-se na medida (b) “Mudança de tecnologia com ou sem mudança de fonte de energia (incluindo melhoramento de eficiência energética, assim como uso de energias renováveis” (parágrafo 2 das diretrizes).

### **Abordagem passo-a-passo para a prática comum**

***Passo 1: calcular a faixa de saída ou capacidade aplicável como +/-50% da capacidade ou faixa projetada na atividade de projeto proposta.***

Uma vez que Rondinha tem uma capacidade instalada de 9,6MW, a comparação será feita com usina com faixa de capacidade de -50% a +50%, portanto entre 4,8MW e 14,4MW.

***Passo 2: identificar projetos similares (MDL e não-MDL) que cumpram todas as seguintes condições:***

***(a) Os projetos são localizados na área geográfica aplicável;***

Como a AND declarou o Sistema Interligado Nacional - SIN como o único sistema em rede no Brasil, e, portanto, somente as usinas ligadas ao SIN serão consideradas. Esta também é a razão para considerar,



por padrão, o país anfitrião (Brasil) como a área geográfica aplicável, de acordo com as diretrizes para prática comum.

*(b) Os projetos aplicam a mesma medida que a atividade de projeto proposta;*

Conforme as “Diretrizes para prática comum”, estes projetos encaixam-se na medida (b) “Mudança de tecnologia com ou sem mudança de fonte de energia (incluindo melhoramento de eficiência energética, assim como uso de energias renováveis)” (parágrafo 2 das diretrizes).

*(c) Os projetos utilizam o mesmo combustível/fonte de energia e matéria-prima que a atividade de projeto proposta, se a medida de mudança de tecnologia é implementada pela atividade de projeto proposta;*

Este projeto não é uma medida de mudança de tecnologia.

*(d) As usinas nas quais os projetos estão implementados produzem bens ou serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação (e. g. clínquer) comparáveis aos da usina do projeto proposto;*

Todas as usinas produzem energia elétrica, que é um produto comparável.

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

As centrais hidrelétricas serão entre 4,8MW e 14,4MW

*(f) Os projetos iniciaram suas operações comerciais antes do documento de concepção do projeto (MDL-DCP) ser publicado para consulta de interessados globais ou antes da data de início da atividade de projeto proposta, seja qual for que ocorra antes para a atividade de projeto proposta.*

A data de início do projeto é considerada 19/05/2010 e a publicação para interessados globais foi em 08/02/2012. Portanto, a primeira data é 19/05/2010.

***Passo 3: dentre os projetos identificados no Passo 2, identificar aqueles que não estão registrados como atividades de projetos de MDL, atividades de projeto enviadas para registro, ou atividades de projeto em fase de validação. Observar seus números Nall.***

A quantidade total de unidades geradoras em operação no Brasil, que atendem às condições do Passo 2, de (a) a (f), e que não são atividades de projeto de MDL são:

Tipo de Unidade	Quantidade
PCH-NÃO PROINFA	9
PCH-PROINFA	9
EOL	5
UHE	1
UTE	59
<b>Nall</b>	<b>83</b>

PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCH-PROINFA	Pequena Central Hidrelétrica com incentivo do PROINFA
EOL	Unidade Geradora Eólica (Parque Eólico)
UHE	Central Hidrelétrica de Energia
UTE	Central Termelétrica de Energia

***Passo 4: entre os projetos similares identificados no Passo 3 identificar aqueles que aplicam tecnologias que são diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposta. Observar seus números Ndiff.***

Conforme as diretrizes, tecnologias diferentes podem ser as seguintes:

- 1) *Combustível/fonte de energia*: As usinas que são Eólicas (EOL) ou Térmicas (UTE) encaixam-se nesta categoria.
- 2) *Subsídios ou outros fluxos financeiros (PROINFA)*: Muitos dos projetos de PCH usufruem de benefícios do PROINFA. Este programa visa acrescentar 3.300 MW de capacidade instalada através de pequenas centrais hidrelétricas, eólicas e geração de energia por biomassa. O esquema oferecia contratos a longo prazo com condições especiais, menores custos de transmissão, e menores taxas de juros de bancos de desenvolvimento local. Em 2005, uma versão revisada do PROINFA foi lançada com o requerimento que quaisquer RCEs geradas a partir dos projetos participantes seriam cedidas a Eletrobrás. No âmbito do PROINFA, os projetos deveriam estar plenamente operacionais ao final de 2008. Estes tipos de projetos tem sido denominados PCH-PROINFA na lista.
- 3) *Políticas de promoção (Usinas que são UHE)*: A TUSD tem dois componentes: (i) a remuneração da concessionária para o uso exclusivo da rede local, chamada TUSD-Serviço, que varia dependendo da quantidade utilizada por demanda do cliente, e (ii) os custos regulatórios aplicáveis ao uso da rede local, chamada TUSD-Encargos, estabelecida pelas autoridades reguladoras, e é relacionada à quantidade de energia consumida pelo consumidor. As usinas que são categorizadas como UHE (Usinas Hidrelétricas de Energia) tem desconto total da TUSD-Encargos, além disso, para UHEs, a operação de transmissão e distribuição é coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. As redes de baixa voltagem (abaixo de 230 kV), que comprometem as PCHs, geralmente servem a uma regional (redes de distribuição) e suas coordenações e operações são desempenhadas pela concessionária de distribuição local. Portanto, o ONS é responsável somente pelas UHEs. Além disso, as UHEs devem pagar a CFURH<sup>8</sup>.

Tipo de Unidade	Quantidade
PCH-PROINFA	9
EOL	5
UHE	1
UTE	59
<b>N<sub>diff</sub></b>	<b>74</b>

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

$$F = 1 - 74/83 = 0,11 \text{ (menor que } 0,2)$$

E

$$N_{all}-N_{diff} = 9 \text{ (maior que } 3)$$

De acordo com a ferramenta, a atividade de projeto proposta é uma prática comum se o fator F é maior que 0,2 e  $N_{all}-N_{diff}$  é maior que 3. Neste caso, uma vez que F é menor que 0,2, o projeto não obedece a estes valores; portanto, não é uma projeto de prática comum.

<sup>8</sup> Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídrico; ver o link para mais informações:  
[http://www.furnas.com.br/CFURH\\_arquivos/Relatorio\\_CFURH\\_2010.pdf](http://www.furnas.com.br/CFURH_arquivos/Relatorio_CFURH_2010.pdf)

## B.6. Redução de emissões

### B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas

>> De acordo com a metodologia selecionada aprovada (ACM0002v13.0.0), o fator de emissão de linha de base ( $EF_y$ ) é calculado como uma margem combinada ( $MC$ ), consistindo na combinação dos fatores de margem operacional ( $MO$ ) e margem de construção ( $MC$ ).

Com o propósito de determinar o fator de emissão da margem de construção e da margem operacional, um projeto de sistema elétrico é definido pela extensão espacial das usinas que são fisicamente conectadas através de linhas de transmissão e distribuição a atividade de projeto (e.g. a localização da usina de energia renovável ou os consumidores onde a energia elétrica está sendo armazenada) e que pode ser enviado sem restrições de transmissão significativas. Similarmente, um sistema elétrico conectado é um sistema elétrico que é conectado por linhas de transmissão ao projeto de sistema elétrico. Usinas com sistema elétrico interligado podem ser expedidas sem restrições significativas na transmissão, mas a transmissão para o sistema elétrico do projeto tem restrição de transmissão significativa.

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

#### ◆ Emissões do Projeto

A atividade de projeto pode envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Estas emissões devem ser contadas para as emissões do projeto utilizando a seguinte equação:

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

Onde:

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

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

$PE_{GP,y}$  = Emissões do projeto a partir da operação de usinas geotérmicas devido à liberação de gases não-condensáveis no ano  $y$  ( $tCO_2e/ano$ )

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

= Emissões do projeto a partir do consumo de combustíveis fósseis no ano  $y$  ( $tCO_2/ano$ )

A atividade de projeto não consiste em consumo de combustíveis fósseis,  $PE_{FF,y} = 0 tCO_2/ano$ .

Emissões do projeto a partir da operação de usinas geotérmicas devido à liberação de gases não-condensáveis no ano  $y$  ( $tCO_2e/ano$ )

A atividade de projeto não consiste em operação de usinas geotérmicas,  $PE_{GP,y} = 0 tCO_2/ano$ .

Emissões a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas ( $PE_{HP,y}$ )

A atividade de projeto produzirá um novo reservatório de 0,76 km<sup>2</sup>, o proponente do projeto deve contar com emissões de CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub> a partir do reservatório, estimadas como se segue:

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

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

Onde:

- $PE_{HP,y}$  = Emissões do projeto a partir de reservatórios de água (tCO<sub>2</sub>e/ano)  
 $EF_{Res}$  = Fator de emissão padrão para emissões a partir de reservatórios de centrais hidrelétricas no ano y (kgCO<sub>2</sub>e/MWh)  
 $TEG_y$  = Energia elétrica total produzida pela atividade de projeto, incluindo a energia elétrica fornecida à rede e a energia elétrica fornecida a cargas internas, no ano y (MWh)

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

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

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

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

Onde:

- $PD$  = Densidade de energia da atividade de projeto (W/m<sup>2</sup>)  
 $Cap_{PJ}$  = Capacidade instalada para a central hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto (W)  
 $Cap_{BL}$  = Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade de projeto (W). Para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero  
 $A_{PJ}$  = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m<sup>2</sup>)  
 $A_{BL}$  = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m<sup>2</sup>). Para novos reservatórios, este valor é zero

#### ◆ Emissões de Linha de Base

De acordo com ACM0002(versão13.0.0), emissões de linha de base incluem somente emissões de CO<sub>2</sub> a partir de geração de energia elétrica por usinas alimentadas por combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade de projeto. Isto supõe que toda geração de energia elétrica do projeto acima dos níveis de linha de base seriam geradas por uma rede de usinas existente e pela adição de uma nova rede de usinas. As emissões de linha de base são calculadas como se segue:

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

Onde:

$BE_y$	= Emissões de linha de base no ano $y$ ( $tCO_2$ /ano)
$EG_{PJ,y}$	= Quantidade líquida de geração de energia elétrica que é produzida e introduzida à rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano $y$ (MWh/ano)
$EF_{grid,CM,y}$	= Fator de emissão de $CO_2$ da margem combinada para rede de geração de energia elétrica no ano $y$ calculada utilizando a última versão da “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico” ( $tCO_2$ /MWh)

#### Cálculo de $EG_{PJ,y}$

Uma vez que a atividade de projeto envolve a instalação de uma usina/unidade em rede de energia renovável inédita em um local onde nenhuma outra usina de energia renovável operou anteriormente à implementação da atividade de projeto, então:

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

$EG_{PJ,y}$	= Quantidade líquida de geração de energia elétrica que é produzida e introduzida à rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano $y$ (MWh/ano)
$EG_{facility,y}$	= Quantidade de geração de energia elétrica em rede fornecida pela usina/unidade do projeto à rede no ano $y$ (MWh/ano)

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

De acordo com ACM0002(versão 13.0.0), o fator de emissão de  $CO_2$  da margem combinada para a rede de geração de energia no ano  $y$  ( $EF_{grid,CM,y}$ ) deve ser calculada utilizando a “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”, versão 3.0.0 (última versão).

#### ***Passo 1. Identificar os sistemas elétricos relevantes.I***

A AND brasileira definiu o Sistema Interligado Nacional (SIN) como o único sistema utilizado em todos projetos de MDL em concordância com as metodologias ACM0002 e AMS-I.D. Este procedimento está de acordo com a Resolução N°8, de 28 de maio de 2008, e também a Nota que esclarece o procedimento para chegar a esta decisão<sup>9</sup>.

#### ***Passo 2. Escolher se inclui usinas não ligadas a rede no sistema elétrico do projeto (opcional)..***

Participantes do projeto podem ser escolhidos entre as duas opções seguintes para calcular o fator de emissão da margem operacional e da margem de construção:

Opção I: Somente usinas em rede são incluídas no cálculo.

Opção II: Tanto usinas em rede quanto usinas não ligadas a rede são incluídas no cálculo.

A opção I foi selecionada, já que os cálculos provém da AND e consideram somente usinas em rede.

#### ***Passo 3. Selecionar um método para determinar a margem operacional (OM).***

O cálculo do fator de emissão da margem operacional ( $EF_{grid,OM,y}$ ) baseia-se em um dos seguintes métodos:

(a) OM simples, ou

<sup>9</sup> <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/47953.html>

- (b) OM simples ajustada, ou
- (c) OM de análise de dados enviados, ou
- (d) OM média.

A AND escolheu a análise de dados enviados para cálculo da MO seguindo a "Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico", aprovado pelo Conselho Executivo de MDL. Esta opção não permite a safra de cálculo ex-ante do fator de emissão. Logo, a OM é calculada ex-post. Será atualizada anualmente aplicando os números publicados pela AND em seu website (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327118.html#ancora>) para aquele ano.

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

#### *OM de análise de dados enviados*

A OM de análise de dados enviados do fator de emissão ( $EF_{grid,OM-DD,y}$ ) é determinada com base nas unidades em rede que são enviadas à margem a cada hora  $h$  onde o projeto está enviando energia elétrica em rede. Esta abordagem não é aplicável a dados históricos e, portanto, requer monitoramento anual do  $EF_{grid,OM-DD,y}$ .

E fator de emissão foi calculado do seguinte modo:

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

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem operacional de análise de dados enviados no ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)

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

$EF_{EL,DD,h}$  = Fator de emissão de CO<sub>2</sub> para unidades em rede no topo da ordem de despacho na hora  $h$  do ano  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)

$EG_{PJ,y}$  = Energia elétrica total enviada pela atividade de projeto no ano  $y$  (MWh)

$h$  = Horas no ano  $y$  em que a atividade de projeto está enviando energia elétrica em rede

$y$  = Ano em que a atividade de projeto está enviando energia elétrica em rede

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

Para propósitos de estimativa, os dados de margem operacional do ano mais recente (2011) serão utilizados:

MARGEM OPERACIONAL - Fator de Emissão Médio (tCO2/MWh) - mensal													
2011	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
	0,2621	0,2876	0,2076	0,198	0,2698	0,341	0,3076	0,3009	0,2734	0,3498	0,3565	0,3495	0,2919

**Passo 5: Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM)**

*Identificar o grupo de unidades de energia que serão incluídas na margem de construção*

O grupo amostral de unidades de energia utilizado para calcular a margem de construção consiste em um destes:

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

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

Em relação a safra de dados, os projetos participantes podem escolher entre uma das seguintes opções:

Opção 1: Para o primeiro período de crédito, calcular o fator de emissão ex-ante da margem de construção com base na informação mais recente disponível em unidades já construídas para o grupo amostral  $m$  na época da submissão do MDL-DCP para validação do DOE. Para o segundo período de crédito, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base na informação mais recente disponível em unidades já construídas na época da submissão do pedido de renovação do período de crédito para o DOE. Para o terceiro período de crédito, deve ser utilizado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de crédito. Esta opção não requer monitoramento do fator de emissão durante o período de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado anualmente, ex-post, incluindo as unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se as informações até o ano de registro ainda não estiverem disponíveis, incluindo as unidades construídas até o ano mais recente com informações disponíveis. Para o segundo período de crédito, o fator de emissão da margem de construção deve ser calculado ex-ante, conforme descrito acima na Opção 1. Para o terceiro período de crédito, deve ser utilizado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de crédito.

Neste caso, a Opção 2 foi selecionada.

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio de geração ponderada ( $tCO_2/MWh$ ) de todas as unidades de energia  $m$  durante o ano  $y$  mais recente para o qual os dados de geração de energia estão disponíveis, calculado como se segue:

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

Onde:

- $EF_{grid,BM,y}$  = Fator de emissão de  $CO_2$  da margem de construção no ano  $y$  ( $tCO_2/MWh$ )
- $E_{Gm,y}$  = Quantidade líquida de energia elétrica gerada e entregue à rede por unidade de energia  $m$  no ano  $y$  (MWh)
- $EF_{EL,m,y}$  = Fator de emissão de  $CO_2$  por unidade de energia  $m$  no ano  $y$  ( $tCO_2/MWh$ )
- $m$  = Unidades de energia incluídas na margem de construção
- $y$  = Ano histórico mais recente para o qual dados de geração de energia estão disponíveis

O  $EF_{grid,BM,y}$  é calculado pela AND de acordo com a ACM0002 e os números são publicados no website (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora>).



Para propósitos de estimativa, os dados de margem de construção do ano mais recente serão utilizados:

MARGEM DE CONSTRUÇÃO	
Fator de Emissão Médio (tCO <sub>2</sub> /MWh) - ANUAL	
2011	0,1056

### **Passo 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada**

O fator de emissão da margem combinada é calculado do seguinte modo:

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

Onde:

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

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

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

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

Os valores padrão seguintes devem ser utilizados para  $w_{OM}$  e  $w_{BM}$ :

- Atividades de projeto de geração de energia eólica e solar:  $w_{OM} = 0,75$  e  $w_{BM} = 0,25$  (devido a sua natureza intermitente e não-despachável) para o primeiro período de crédito e para os períodos de crédito subsequentes;
- Todos os demais projetos:  $w_{OM} = 0,5$  e  $w_{BM} = 0,5$  para o primeiro período de crédito, e  $w_{OM} = 0,25$  e  $w_{BM} = 0,75$  para segundo e terceiro períodos de crédito, salvo disposição em contrário na metodologia aprovada que se refere a esta ferramenta.

Como este é um projeto de pequena central hidrelétrica, a seguinte ponderação será utilizada para o primeiro período de crédito:

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

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

#### **◆ Fugas**

As principais emissões com possibilidade de provocar fugas no contexto de projetos do setor elétrico são as emissões decorrentes de atividades como construção de usinas e emissões de fluxo pelo uso de combustíveis fósseis (e.g. extração, processamento e transporte). De acordo com a metodologia ACM0002 (versão13.0.0), estas fontes de emissão são negligenciadas neste projeto, portanto, fugas de emissões são desconsideradas.

#### **◆ Redução de Emissões**

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde,

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

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

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

### B.6.2. Dados e parâmetros fixos ex-ante

Esta seção inclui uma compilação de informações dos dados e parâmetros que não são monitorados durante o período de crédito, mas são determinados apenas uma vez e por isso permanecem fixos durante o período de crédito E estão disponíveis quando a validação é realizada. Dados que ficam disponíveis apenas depois da validação da atividade de projeto (e.g. medidas após a implementação da atividade de projeto) são incluídas aqui, mas na tabela da seção B.7.1.

<b>Dado / Parâmetro:</b>	EF <sub>Res</sub>
Unidade:	kgCO <sub>2</sub> e/MWh
Descrição:	Fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios
Fonte do dado:	Decisão por EB23
Valor(es) aplicado(s):	90
Justificativa para a escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição aplicados:	710Esta metodologia estabelece que este valor deve ser aplicado para as emissões de reservatórios de água de centrais hidrelétricas.
Comentário adicional:	-

<b>Dado / Parâmetro:</b>	Cap <sub>BL</sub>
Unidade:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade de projeto. Para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero
Fonte do dado:	Localidade da Pequena Central Hidrelétrica Rondinha
Valor(es) aplicado(s):	0
Justificativa para a escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição aplicados:	Determina a capacidade instalada com base em padrões reconhecidos. Rondinha é uma central hidrelétrica nova, portanto, conforme a metodologia, este valor é zero.
Comentário adicional:	-

<b>Dado / Parâmetro:</b>	A <sub>BL</sub>
Unidade:	m <sup>2</sup>
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m <sup>2</sup> ). Para novos reservatórios, este valor é zero
Valor(es) aplicado(s):	0
Fonte do dado:	Localidade da Pequena Central Hidrelétrica Rondinha
Justificativa para a escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição aplicados:	Medidas de pesquisas topográficas, mapas, imagens de satélites, etc. A atividade de projeto produzirá um novo reservatório de 0,76 km <sup>2</sup> , portanto, este valor é zero.
Comentário adicional:	-

### B.6.3. Cálculo ex-ante da redução de emissões

>>

Neste projeto, o EF médio para o último ano publicado (2011) será utilizado para estimar as reduções de emissões projetadas para a Pequena Central Hidrelétrica Rondinha.

◆ **Emissões do Projeto**

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

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

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

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

$$PD = \frac{Cap_{pj} - Cap_{bl}}{A_{pj} - A_{bl}}$$

Onde:

$$Cap_{PJ} = 9,6 \cdot 10^6 \text{ W}$$

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

$$A_{PJ} = 0,76 \cdot 10^6 \text{ m}^2$$

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

$$PD = (9,6 \cdot 10^6 - 0) / (0,76 \cdot 10^6 - 0) = 12,63 \text{ W/m}^2$$

Como a densidade de energia da Pequena Central Hidrelétrica Rondinha é 12,63 W/m<sup>2</sup>, maior que 10 W/m<sup>2</sup>, de acordo com a metodologia:

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

◆ **Emissões de Linha de Base**

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

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} = 51.500 \text{ MWh/ano}$$

O fator de emissão da margem combinada é calculado do seguinte modo:

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

$$EF_{grid,OM,y} = 0,2919 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$EF_{grid,BM,y} = 0,1056 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$w_{OM} = 0,5$$

$$w_{BM} = 0,5$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0,2919 \times 0,5 + 0,1056 \times 0,5 = 0,1988 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

Portanto, as emissões de linha de base são:

$$BE_y = 51.500 \times 0,1988 = 10.238 \text{ tCO}_2\text{/ano}$$

**◆ Redução de emissões**

As reduções de emissões são calculadas do seguinte modo:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$BE_y = 10.238 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

$$PE_y = 0 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

$$ER_y = 10.238 - 0 = 10.238 \text{ tCO}_2\text{e/ano}$$

**B.6.4. Resumo das estimativas ex-ante das reduções de emissões**

Ano	Emissões de linha de base (t CO <sub>2</sub> e)	Emissões do projeto (t CO <sub>2</sub> e)	Fugas (t CO <sub>2</sub> e)	Redução de emissões (t CO <sub>2</sub> e)
1 Dez 2013 - 30 Nov 2014	0	10.238	0	10.238
1 Dez 2014 - 30 Nov 2015	0	10.238	0	10.238
1 Dez 2015 - 30 Nov 2016	0	10.238	0	10.238
1 Dez 2016 - 30 Nov 2017	0	10.238	0	10.238
1 Dez 2017 - 30 Nov 2018	0	10.238	0	10.238
1 Dez 2018 - 30 Nov 2019	0	10.238	0	10.238
1 Dez 2019 - 30 Nov 2020	0	10.238	0	10.238
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>71.666</b>	<b>0</b>	<b>71.666</b>
<b>Número total de anos de crédito</b>	<b>7</b>			
<b>Média anual durante o período de crédito</b>	<b>0</b>	10.238	<b>0</b>	10.238

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

<b>Dado / Parâmetro</b>	$EG_{project,y}$
<b>Unidade</b>	MWh/ano
<b>Descrição</b>	Quantidade de geração líquida de energia elétrica fornecida pelas usinas do projeto à rede no ano $y$
<b>Fonte do dado</b>	Local da atividade de projeto, medidores de energia elétrica
<b>Valor(es) aplicado(s)</b>	(i) A quantidade de energia elétrica fornecida pela usina/unidade do projeto à rede; 51.500  (ii) A quantidade de energia elétrica enviada à usina/unidade do projeto pela rede; 0
<b>Métodos e procedimentos de medição</b>	<p>O equipamento de monitoramento seguirá os procedimentos de calibração anual indicados pelo ONS são Portaria Inmetro No. 431 de 4 de Dezembro de 2007, anexo. Medição de alta precisão atende rigorosos (ANSI C12.1 Classe 0,2 e IEC 62053-22 Classe 0,2S) padrões de precisão de medição com duas casas decimais. Cálculo de perda de um segundo e capacidade de correção de erros estabelece perdas do sistema e correção de erros em tempo real.</p> <p>Um medidor de energia elétrica é instalado para medir a energia elétrica fornecida à rede e o resultado será comparados com os recibos de venda ou com o relatório oficial (CB002) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).</p> <p>A energia elétrica líquida será medida continuamente e os dados serão arquivados em fontes eletrônicas e impressas. Os registros de hora em hora da energia elétrica fornecida devem ser entregues à CCEE e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Os padrões do ONS serão aplicados, incluindo os submódulos 12.5<sup>10</sup> e 12.3<sup>11</sup>. Haverá uma planilha que forneça as reduções de emissão de GEE do projeto a partir dos dados armazenados e dos procedimentos e equações descritos na metodologia de monitoramento ACM0002.</p> <p>Todos os dados serão armazenados eletronicamente diariamente ao longo de dois anos após o término do período de crédito. O equipamento a ser utilizado deverá ter um intervalo de precisão de 0,005 A a 20 A.</p>
<b>Frequência de monitoramento</b>	O valor líquido gerado é medido continuamente.
<b>Procedimentos de QA/QC</b>	O medidor de energia será calibrado regularmente de acordo com o procedimento estabelecido pelo ONS e de acordo com as diretrizes de manutenção do equipamento. (Procedimentos de QA/QC detalhados são explicados na Seção 7.2). Comparar resultados de medição com registros de energia elétrica vendida.
<b>Objetivo do dado</b>	Medir a quantidade de energia deslocada pela atividade de projeto em comparação com a configuração de linha de base

<sup>10</sup> [http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo\\_12/Submodulo%2012.5\\_Rev\\_1.1.pdf](http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.5_Rev_1.1.pdf)<sup>11</sup> [http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo\\_12/Submodulo%2012.3\\_Rev\\_1.0.pdf](http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.3_Rev_1.0.pdf)



<b>Comentário adicional</b>	
<b>Dado / Parâmetro</b>	$EF_{grid,CM,y}$
<b>Unidade</b>	tCO <sub>2</sub> /MWh
<b>Descrição</b>	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem combinada para rede de geração de energia no ano y calculado utilizando a última versão da "Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico"
<b>Fonte do dado</b>	Website da AND: ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora</a> )
<b>Valor(es) aplicado(s)</b>	0,1988
<b>Métodos e procedimentos de medição</b>	O fator de emissão da margem combinada será calculado ex-post juntamente com seus itens OM e BM, que serão publicados no website da AND.
<b>Frequência de monitoramento</b>	Anualmente
<b>Procedimentos de QA/QC</b>	-
<b>Objetivo do dado</b>	Calcular a quantidade de toneladas de CO <sub>2</sub> deslocadas pela atividade de projeto com cada Megawatt-hora produzido comparado à configuração de linha de base.
<b>Comentário adicional</b>	-

<b>Dado / Parâmetro</b>	$EF_{grid,OM,y}$
<b>Unidade</b>	tCO <sub>2</sub> /MWh
<b>Descrição</b>	O fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem operacional para rede de geração de energia no ano y calculado utilizando a última versão da "Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico"
<b>Fonte do dado</b>	Website da AND: ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora</a> )
<b>Valor(es) aplicado(s)</b>	0,2919 (médias de 12 meses)
<b>Métodos e procedimentos de medição</b>	O fator de emissão da margem operacional será ex-post de acordo com o último valor disponível no website da AND.
<b>Frequência de monitoramento</b>	Anualmente
<b>Procedimentos de QA/QC</b>	-
<b>Objetivo do dado</b>	Informação para cálculo da margem combinada conforme a "Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico"
<b>Comentário adicional</b>	-



<b>Dado / Parâmetro</b>	$EF_{grid,BM,y}$
<b>Unidade</b>	tCO <sub>2</sub> /MWh
<b>Descrição</b>	O fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de construção para rede geração de energia no ano y calculado de acordo com a última versão da “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”
<b>Fonte do dado</b>	Website da AND: ( <a href="http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora">http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333605.html#ancora</a> )
<b>Valor(es) aplicado(s)</b>	0,1056
<b>Métodos e procedimentos de medição</b>	O fator de emissão da margem de construção será ex-post de acordo com o último valor disponível no website da AND.
<b>Frequência de monitoramento</b>	Anual
<b>Procedimentos de QA/QC</b>	-
<b>Objetivo do dado</b>	Informação para cálculo da margem combinada conforme a “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”
<b>Comentário adicional</b>	-



<b>Dado / Parâmetro</b>	$Cap_{pj}$
<b>Unidade</b>	W
<b>Descrição</b>	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto
<b>Fonte do dado</b>	Local da atividade de projeto
<b>Valor(es) aplicado(s)</b>	$9,6 \cdot 10^6$
<b>Métodos e procedimentos de medição</b>	Dados e especificações técnicas de fabricantes, de acordo com as regras de MDL, a capacidade instalada de um projeto de MDL é definida pela capacidade dos geradores. Durante o comissionamento da usina, um dos testes requeridos foi a verificação se a capacidade instalada foi atingida.
<b>Frequência de monitoramento</b>	Anual
<b>Procedimentos de QA/QC</b>	Determinar a capacidade instalada com base em padrões reconhecidos.
<b>Objetivo do dado</b>	Calcular a quantidade de energia potencialmente produzida pela atividade de projeto.
<b>Comentário adicional</b>	-

<b>Dado / Parâmetro</b>	$A_{pj}$
<b>Unidade</b>	m <sup>2</sup>
<b>Descrição</b>	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio
<b>Fonte do dado</b>	Local da atividade de projeto
<b>Valor(es) aplicado(s)</b>	0,76*10 <sup>6</sup>
<b>Métodos e procedimentos de medição</b>	Medidas de pesquisas topográficas, mapas, imagens de satélites, etc. Este valor será calculado anualmente com base no nível de água do reservatório.
<b>Frequência de monitoramento</b>	Anual
<b>Procedimentos de QA/QC</b>	N/A
<b>Objetivo do dado</b>	Calcular a área inundada para determinar o impacto do projeto e a quantidade de água disponível para a operação do projeto em caso de queda de volume do rio.
<b>Comentário adicional</b>	Antes de emitir a L.O. (Licença de Operação), o órgão ambiental verifica se todos os programas ambientais requeridos foram concluídos, incluindo a área vazia do reservatório.

### B.7.2. Plano de amostragem

>> N/A

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

>>

Conforme descrito acima, o parâmetro de medição para este tipo de projeto é a quantidade de energia elétrica gerada pela central hidrelétrica. Por outro lado, o fator de emissão é disponibilizado pela AND e publicado anualmente.

A usina terá dois medidores de faturamento, um principal e outro como backup, para leitura e para manter registros da geração de energia elétrica. Ambos medidores operam em paralelo e com as mesmas características funcionais, para que em caso de falha o medidor restante permaneça em operação. A calibragem dos medidores será realizada de acordo com os procedimentos estabelecidos pelo ONS e de acordo com as diretrizes de manutenção do equipamento.

A informação da energia gerada é salva no servidor do software do medidor de faturamento das usinas da Atlantic, que pode ser utilizado sempre que necessário.

A área operacional da Atlantic deve ser responsável pela elaboração mensal de um relatório contendo os valores diários da geração da usina, assim como os valores totais mensais. Todo mês o relatório será armazenado até 2 anos após o término do projeto. A atividade será desempenhada pelo programador de



operações. Todos medidores de faturamento de todas usinas da Atlantic são armazenados eletronicamente no servidor de medição (UCM), além dos registros da CCEE.

O equipamento de monitoramento seguirá os procedimentos de calibração anual indicados pelo ONS são Portaria Inmetro No. 431 de 4 de Dezembro de 2007, anexo. Medição de alta precisão atende rigorosos (ANSI C12.1 Classe 0,2 e IEC 62053-22 Classe 0,2S) padrões de precisão de medição com duas casas decimais. Cálculo de perda de um segundo e capacidade de correção de erros estabelece perdas do sistema e correção de erros de medidas em tempo real.

Com os dados do relatório, a quantidade de Reduções Certificadas de Emissões gerada será calculada para o período, aplicando o fator de emissão definido de acordo com a metodologia ACM0002 versão 12.3.0. Então, o relatório de monitoramento é elaborado, que deve ser primeiramente aprovado pela área financeira antes de ser apresentado ao DOE para verificação.

Com os dados do relatório, a quantidade de Reduções Certificadas de Emissões gerada será calculada para o período, aplicando o fator de emissão definido de acordo com a metodologia ACM0002 versão 13.0.0. Então, o relatório de monitoramento é elaborado, que deve ser primeiramente aprovado pela área financeira antes de ser apresentado ao DOE para verificação.

*Data de conclusão da versão final desta seção de linha de base e da metodologia de monitoramento:*  
18/02/2013

**Nome da pessoa / entidade determinadora da linha de base:**

Empresa: Carbon Management Consulting Ltd.  
Rua: Don Carlos, 2939, Of. 912 – Las Condes  
Cidade: Santiago  
País: Chile  
Contato: Rodrigo Céspedes/Sebastián Cepeda (Revisor do DCP)  
Título: Gerente de Projeto  
Telefone: +56 (2) 7699577  
E-mail: [info@carbonmcgroup.com](mailto:info@carbonmcgroup.com)

Carbon Management Consulting Ltd. atua como consultora de MDL e não é uma participante do projeto.

**SECTION C. Duração e período de crédito**

**C.1. Duração da atividade de projeto**

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

>>

A data de início da atividade de projeto de MDL é definida no glossário de MDL como a primeira data na qual inicia-se ou a implementação ou a construção ou a ação real de uma atividade de projeto.

O PP assinou o contrato para a venda de energia em 19 de maio de 2010, tornando-se esta uma ação real para iniciar a atividade de projeto e, portanto, é considerada a data de início do projeto. A construção deve ser iniciada em 01 de julho de 2012 e as operações devem iniciar em dezembro de 2013.

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

>>>> 30 anos, 0 meses

**C.2. Período de crédito da atividade de projeto**

**C.2.1. Tipo de período de crédito**

>> Renovável

**C.2.2. Data de início do período de crédito**

>>01/12/2013 ou operação comercial do projeto

**C.2.3. Duração do período de crédito**

7 anos

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

>>

O projeto participante, de acordo com as regulações ambientais definidas pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA<sup>12</sup>), é requerido a obter três licenças a fim de obter a permissão ambiental para o desenvolvimento da central hidrelétrica. Estas são a Licença Prévia (LP), na qual é realizada uma avaliação do impacto ambiental, Licença de Instalação (LI), em que são estabelecidos os requerimentos para a construção, e a Licença de Operação (LO), que aplica testes antes da operação da usina para garantir o cumprimento das exigências ambientais.

O projeto realizou uma avaliação ambiental de acordo com a legislação federal e estadual, seguindo as regras estabelecidas pelo CONAMA na Resolução No. 279, de 27 de Junho de 2001 do Conselho Nacional do Meio Ambiente, que exige a implementação de um Relatório Ambiental Simplificado - RAS, ou um Estudo Ambiental Simplificado (EAS) pela FATMA (Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina), substituindo a correspondente ao EIA / RIMA no caso de fontes de energia alternativas, o caso da PCH. Rondinha também cumpre as exigências da Instrução No. 44 da FATMA que estabelece que usinas com potência instalada máxima abaixo de 10 MW e que não provocam a remoção de vegetação são autorizadas a realizar um Estudo Ambiental Simplificado - EAS, substituindo o EIA / RIMA.

Os EAS avaliam os maiores efeitos no meio ambiente que podem ser identificados e analisados nos períodos de planejamento, implementação e operação, considerando as características do projeto e sua área de influência. À Pequena Central Hidrelétrica Rondinha foi concedida a Licença Ambiental Prévia (LAP) N° 121/09, emitido pela FATMA em 22 de maio de 2009. A Licença Ambiental de Instalação (LAI) N° 22/2009 foi emitida em 2 de outubro de 2009. O projeto não implica em impactos ambientais negativos fora de seus limites; em caso contrário, esta licença não teria sido emitida. A Licença de Instalação foi requerida durante o período de avaliação da Licença Prévia.

**Contribuição da atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável da área**

Durante o período de construção da usina 300 pessoas serão empregadas por um período de 12 meses. Quando o projeto estiver totalmente operacional, irá gerar empregos permanentes para aproximadamente 12 pessoas para desempenharem tarefas como operação e manutenção, incluindo manutenção das áreas verdes, limpeza e segurança.

Uma vez em operação, o projeto gera um impacto positivo na região de operação, pois oferece à população melhoramento na qualidade de vida através do aumento do acesso a energia elétrica e demonstrando uma tendência para o aumento do fornecimento de energia e da reestruturação da oferta alinhada ao crescimento da demanda. A operação da Pequena Central Hidrelétrica Rondinha aumentará a segurança e a confiabilidade da energia, uma vez que foi concebida para atender a demanda de energia da região em caso de racionamento.

**a) Contribuição para a sustentabilidade ambiental local**

A PCH Rondinha obedece às diversas regulações ambientais e do setor elétrico, estabelecidas pelo CONAMA ou pela ANEEL. Em relação a este regulamento, o projeto adotou diversas ações de mitigação, como um programa de comunicação educacional socioambiental, programa de

---

<sup>12</sup> Conselho Nacional do Meio Ambiente

monitoramento da água e dos níveis de sedimentação, plano de monitoramento da qualidade da água e limnologia, programa de conservação, programa de recuperação, programa de reflorestamento, programa de controle ambiental para prevenção de processos de erosão em áreas de acesso e internas da PCH Rondinha e um programa de monitoramento e conservação da fauna. (Ver ponto D.2)

b) Contribuição para o desenvolvimento das condições de trabalho e geração líquida de emprego

Durante o período de construção da usina 300 pessoas serão empregadas por um período de 12 meses. Quando o projeto estiver totalmente operacional, irá gerar empregos permanentes para 12 pessoas para desempenharem tarefas como operação e manutenção, incluindo manutenção das áreas verdes, limpeza e segurança. Vale ressaltar que o projeto oferece para seus trabalhadores condições de trabalho formal, incluindo programas de treinamento para colaboradores. Por outro lado, a operação do projeto, e, portanto, o fornecimento controlado de energia, oferecerá incentivos para o aumento de atividades produtivas em diversos setores econômicos. Tem impacto na geração de empregos para os setores primário e secundários a médio prazo (torna as atividades econômicas de uso intenso de energia mais dinâmicas, como processos agroindustriais) e para os setores de bens e serviços a médio-longo prazo.

O projeto está comprometido com a responsabilidade social da região, realizando um programa de educação ambiental para servir aos educadores municipais e estaduais, colaboradores do projeto e fornecedores de serviços à comunidade em geral. Isto deve permitir a informação de partes envolvidas e também identificar possíveis necessidades da população local.

c) Contribuição para a distribuição de renda

Uma vez em operação, o projeto gera um impacto positivo na região de operação, pois oferece à população melhoramento na qualidade de vida através do aumento do acesso à energia elétrica (a custos menores que importação de energia ou reforço do sistema) e demonstrando uma tendência para o aumento do fornecimento de energia e da reestruturação da oferta alinhada ao crescimento da demanda.

Além disso, conforme discutido acima, o projeto deve afetar positivamente a geração indireta de emprego, trazendo mais dinamismo a diversos setores econômicos. A região também será beneficiada pelos impostos provindos da venda de energia elétrica, que são traduzidos em uma melhoria da infraestrutura local e regional, atendendo a demandas sociais consequentes do dinamismo econômico. Estes fatores, além de contribuírem para um aumento do nível de renda, terão como consequência uma melhor distribuição de renda.

d) Contribuição para capacitação e desenvolvimento tecnológico

O desenvolvimento do projeto envolve capacitação de pessoal especializado para operar a pequena central hidrelétrica e gerenciar corretamente o projeto. Por outro lado, em relação ao desenvolvimento tecnológico, vale ressaltar que o Brasil tem um vasto potencial hidrelétrico e seu sistema elétrico depende em grande parte de centrais hidrelétricas. Ainda assim, a região onde o projeto está sendo desenvolvido tem acesso a energia elétrica por meio do sistema interligado e de um sistema isolado, o que significa que o projeto de fato transfere tecnologia para a rede local. Este caso poderia ser facilmente replicado a fim de impulsionar o desenvolvimento de projetos de hidrelétricas na região.

e) Contribuição para a integração regional e articulação com outros setores

Conforme explicado anteriormente, o projeto gera um impacto positivo na região devido ao aumento das oportunidades de emprego e melhor distribuição de renda. Estas consequências tem impacto em diversos setores conforme mencionado acima, auxiliando a economia local e regional impulsionando a integração energética local, diminuindo a vulnerabilidade elétrica e a dependência de combustíveis fósseis (rede isolada).

## D.2. Avaliação de impacto ambiental

>>

Este projeto tem mínimo impacto ambiental, pois é considerado de pequena escala de acordo com as leis brasileiras. Esta atividade de projeto apresenta menos de 30 MW e tem uma área inundada abaixo do limiar de 3 km<sup>2</sup>. Apesar da pequena escala do projeto, os requisitos para a obtenção das permissões ambientais demandam algumas condições durante sua construção e operação. Um plano chamado EAS (*Estudo Ambiental Simplificado*) foi realizado, que inclui monitoramento de aspectos físico-químicos (qualidade da água e do solo, erosão) e biológicos (fauna íctica, animais terrestres e flora). Este processo de monitoramento será controlado por uma empresa externa já definida, *Impacto Assessoria Ambiental*.

O plano foca em doze áreas de análise diferentes, detalhadas abaixo.

1. A *remoção de cobertura vegetal* irá ocorrer por duas razões. Um, a implementação geral do projeto exigirá a remoção da vegetação. Além disso, fases futuras do projeto envolverão a remoção de vegetação de áreas afetadas com a intenção de minimizar impactos na qualidade da água e biota aquática.
2. Algumas *perdas de habitats* e aumento de *caça e pesca* são esperados na região. A maior preocupação é o impacto que tais perdas podem ter em matas ciliares e secundárias, embora a expectativa seja de perdas mínimas e, portanto, recuperáveis com o tempo.
3. O *processo erosivo* podem ser *acelerado* pela construção das estradas necessárias para o projeto, Isto pode levar a uma interrupção de drenagem e danos para a vegetação ao redor dos vales.
4. A *qualidade da água* também pode ser afetada pelo aumento populacional associado ao projeto. A mobilização de mão-de-obra levaria a um aumento populacional que poderia levar a um aumento da descarga de resíduos líquidos, que, por sua vez, pode resultar em aumento dos níveis de bactérias e aumento da turbidez.
5. *Mudanças na fauna íctica* podem ocorrer com o estabelecimento de enscadeiras que alterariam a estrutura e função dos fluxos bióticos. Entretanto, espera-se que a perda de biodiversidade seja limitada pelo aumento da biomassa.
6. A *elevação do nível de água* pode ocorrer, mas espera-se efeitos mínimos e qualquer deslizamento seria pequeno.
7. A *produção de detritos* pode ter um grande impacto nos níveis de PCH. Este impacto seria causado pelo fornecimento e armazenamento de combustível, assim como trocas de óleo de máquinas e veículos. Estes processos, portanto, precisam ser documentados e executados por colaboradores treinados.
8. *É esperado que ocorra um crescimento populacional* devido a geração de empregos e migrações para a área são esperadas.
9. *São esperadas mudanças no mercado de trabalho* devido ao incentivo imediato de postos de trabalho. Isto levará a um rearranjo do mercado de trabalho que pode trazer impactos para a economia local, resultando em mais opções de investimentos e melhores condições de vida.
10. *Estima-se que o tráfego será intensificado* na rodovia BR-282.
11. *Mudanças no quadro de saúde* são estimadas para ocorrerem devido ao influxo de novas pessoas que poderiam servir como hospedeiros de novas doenças. Também haverá um aumento nas possibilidades de acidentes de trabalho e efeitos psicológicos relacionados ao novo ambiente de trabalho.
12. Finalmente, pode ocorrer um certo grau de *realocação da comunidade*, mas espera-se que seja mínimo e as famílias serão atendidas.

Espera-se que os efeitos gerais sejam mínimos, mas deve-se prestar atenção a todas as áreas de preocupação, especialmente com relação a produção de resíduos.

Dentro dos programas específicos do EAS, e, atualmente, estes são os programas estabelecidos:

- Programa de Monitoramento e Controle de Ecossistemas Aquáticos
- Programa de Monitoramento e Controle de Mudanças no Ecossistema Terrestre
- Programa de recuperação de áreas degradadas
- Programa de Gerenciamento de Resíduos
- Programa de Orientação e Capacitação de Empregados
- Educação Ambiental e Comunicações Sociais
- Programa de Monitoramento Ambiental.

O projeto também assinou acordos de compensação com a população realocada; documentos que provam isto serão anexados<sup>13</sup>.

## **SECTION E. Consulta de grupos de interesse locais**

### **E.1. Solicitação de comentários de interessados locais**

>>

De acordo com a legislação federal e estadual, o processo de licenciamento ambiental pode exigir audiências públicas com a comunidade local. Além disso, a mesma legislação exige o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no Diário Oficial do Estado e em jornais regionais.

Além dos comentários dos interessados solicitados para as licenças, a Autoridade Nacional Designada, “*Comissão Interministerial de Mudanças Globais de Clima*”, exige, a fim de fornecer a carta de aprovação, que sejam pedidos comentários aos interessados locais com base na versão traduzida do DCP, e o relatório de validação é emitido por um DOE autorizado (de acordo com a resolução No. 7, emitida em 5 de março de 2008). A versão traduzida foi enviada aos interessados em 11 de outubro de 2011, demarcando a data para consulta pública.

O proponente do projeto enviou o DCP para consulta aos seguintes interessados:

- Câmara Municipal de Passos Maia;
- Prefeitura de Passos Maia;
- Secretaria Estadual do Desenvolvimento Econômico Sustentável de Santa Catarina;
- Ministério Público Federal;
- Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina;
- Ministério Público de Santa Catarina;

Vale ressaltar que os municípios de João Câmara e Parazinho não tem associação comunitária, portanto, nenhuma carta foi enviada a eles. Acerca do *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento* (FBOMS), o PP pediu seu novo endereço à AND mas ainda não teve resposta.

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

>>

Um comentário foi recebido até o fechamento desta versão do DCP, da Prefeitura de Passos Maia, especificamente da Câmara de Vereadores. O comentário é positivo e reconhece a aquisição da Licença de Instalação, a contribuição do projeto para o desenvolvimento local em diversas áreas como criação de emprego, desenvolvimento de setores de bens e serviços na região e a contribuição com a sustentabilidade da rede de energia elétrica brasileira.

<sup>13</sup> PCH Rondinha - Acordo Assentado INCRA 3.pdf; PCH Rondinha - Acordo Assentado INCRA 4

**E.3. Relatório sobre análise dos comentários recebidos**

&gt;&gt;

O comentário recebido foi positivo e não espera modificações ou esclarecimentos sobre o projeto, então não há problema a ser resolvido.

**SECTION F. Aprovação e autorização**

&gt;&gt; A carta de aprovação do governo brasileiro ainda não está disponível.

-----

**Appendix 1: Informação de contato dos participantes do projeto**

<b>Nome da empresa</b>	Rondinha Energética S.A.
<b>Rua/Caixa Postal</b>	Alameda Dr. Carlos de Carvalho, 555,
<b>Prédio</b>	Conjunto 53
<b>Cidade</b>	Curitiba
<b>Estado/Região</b>	Paraná
<b>CEP</b>	80430-180
<b>País</b>	Brasil
<b>Telefone</b>	+55 (41) 3079-7100
<b>Fax</b>	+55 (41) 3079-1502
<b>E-mail</b>	marcelo.marder@atlanticenergias.com.br
<b>Website</b>	<a href="http://www.atlanticenergias.com.br/">http://www.atlanticenergias.com.br/</a>
<b>Contato</b>	Marcelo Marder
<b>Título</b>	N/A
<b>Saudação</b>	Sr.
<b>Sobrenome</b>	Marder
<b>Nome do meio</b>	N/A
<b>Nome</b>	Marcelo
<b>Departamento</b>	N/A
<b>Celular</b>	N/A
<b>Fax</b>	N/A
<b>Telefone</b>	N/A
<b>E-mail pessoal</b>	marcelo.marder@atlanticenergias.com.br



**Appendix 2: Nenhum financiamento público será utilizado nesta atividade de projeto.**

**Appendix 3: Aplicabilidade da metodologia selecionada**

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

<b>Requerimento</b>	<b>Validação (Aplicável)</b>
A atividade de projeto é a instalação, adição de capacidade, readaptação ou substituição de uma usina/unidade de um dos tipos a seguir: central hidrelétrica (seja com reservatório de passagem ou reservatório de acumulação), central eólica, usina geotérmica, usina solar, usina de ondas ou usina de marés;	A atividade de projeto é a instalação de uma nova central hidrelétrica (de passagem)
<b>Outras Condições</b>	<b>Validação (Não Aplicável)</b>
A atividade de projeto é implementada em um reservatório existente, sem mudança no volume do reservatório.	Não aplicável, já que o projeto é uma instalação inédita.
A atividade de projeto é implementada em um reservatório existente, onde o volume de água do reservatório é aumentado e a densidade de potência da atividade de projeto, conforme definições fornecidas na seção Emissões do Projeto, é maior que $4 \text{ W/m}^2$ .	Não aplicável, já que o projeto é uma instalação inédita.
A atividade de projeto resulta em novos reservatórios e a densidade de potência da usina, conforme definições fornecidas na seção Emissões do Projeto, é maior que $4 \text{ W/m}^2$ .	A atividade de projeto produzirá um novo reservatório de $0,76 \text{ km}^2$ e a potência instalada será de $9,6 \text{ MW}$ , logo, a densidade de potência será $12,63 \text{ W/m}^2$ , que é maior que $4 \text{ W/m}^2$ .
Atividades de projeto envolvendo mudança de combustíveis fósseis para fontes de energia renováveis no local da atividade de projeto, uma vez que, neste caso, a linha de base pode ser o uso contínuo de combustíveis fósseis no local.	Não aplicável, uma vez que o projeto não envolve troca de combustíveis fósseis para fontes de energia renováveis no local do projeto.
Usinas de biomassa	Não aplicável, já que o projeto é uma usina hidrelétrica.
Usinas hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento nos reservatórios existentes nas quais a densidade de potência é menor que $4 \text{ W/m}^2$ .	Não aplicável, uma vez que a atividade de projeto produzirá um novo reservatório de $0,76 \text{ km}^2$ e sua potência instalada será de $9,6 \text{ MW}$ , portanto, a densidade de potência será $12,63 \text{ W/m}^2$ , que é maior que $4 \text{ W/m}^2$ .

#### **Appendix 4: Mais informações básicas sobre o cálculo ex-ante das reduções de emissões**

##### *Sistema Interligado Nacional*

Em julho de 2005, um grupo de colaboradores foi criado para ter certeza que o proponente do projeto de MDL tenha acesso à informação necessária da rede elétrica nacional. Para isto, a versão 2 da metodologia ACM0002 foi selecionada.

Para isto, o Ministério de Minas e Energia, o Ministério de Ciência e Tecnologia, o Operador Nacional do Sistema Elétrico ajustam a metodologia a circunstâncias particulares para o sistema elétrico brasileiro.

O grupo de colaboradores propôs a adoção de quatro subsistemas, seguindo a subdivisão adotada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico; elas são, Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

O problema foi que a estrutura dos 4 subsistemas diferia da estrutura adotada pela grande maioria dos projetos submetidos, que consideravam apenas dois subsistemas (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste), portanto, em uma consulta pública feita pelo CIMGC, a adoção de uma estrutura de 4 subsistemas foi largamente criticada.

Vale ressaltar que durante o período de consulta pública, o Conselho Executivo de MDL, adotou em Bonn, Alemanha, a versão número 7 da metodologia ACM0002, que indica uma ferramenta metodológica específica para o cálculo do fator de emissão para sistemas elétricos.

Portanto, iniciou-se um longo processo que incluiu uma série de simulações, que levaram em conta:

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

Considerando, conforme indicado, a versão número 7 da metodologia ACM0002.

Após completar este processo, o grupo de colaboradores encontrou-se em 28/04/2008 e analisou os resultados das simulações. Os membros do grupo concordaram que a atual transmissão compete entre dois subsistemas do SIN que não são significantes o suficiente para reduzir substancialmente o benefício geral do projeto, sendo, portanto, aconselhável adotar a configuração de um único sistema elétrico no Brasil.



OM= Margem Operacional  
BM= Margem de Construção  
CM= Margem Combinada

DADO		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
OM tonCO2/MWh	50%	0,2621	0,2876	0,2076	0,1977	0,2698	0,341	0,3076	0,3009	0,2734	0,3498	0,3565	0,3495	<b>média</b>  <b>0,1988</b>  <b>10223,0</b>
BM	50%	0,1056	0,1056	0,1056	0,1056	0,1056	0,1056	0,1056	0,1056	0,1056	0,1056	0,1056	0,1056	
CM		0,1839	0,1966	0,1566	0,1517	0,1877	0,2233	0,2066	0,2033	0,1895	0,2277	0,2311	0,2276	
CER		787,9	842,5	671,1	649,9	804,4	956,9	885,4	871,0	812,1	975,8	990,1	975,1	



### **Appendix 5: Mais informações básicas sobre o plano de monitoramento**

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) é a entidade responsável pelos procedimentos e registrará os dados relacionados a geração de energia elétrica por tecnologias renováveis.

O plano de monitoramento será executado baseando-se na linha de base simplificada e procedimentos de monitoramento estabelecidos na versão 13 da metodologia ACM0002.

**Appendix 6: Resumo das alterações pós-registro**

-----

**Histórico do documento**

<b>Versão</b>	<b>Dado</b>	<b>Natureza da revisão</b>
04.1	11 de abril de 2012	Revisão editorial para alterar a linha da versão 02 no box histórico do Anexo 06 ao Anexo 06b.
04.0	EB 66 13 de março de 2012	Revisão exigida para garantir consistência com as “Diretrizes para completar o formulário de documento de concepção das atividades de projeto de MDL ” (EB 66, Anexo 8).
03	EB 25, Anexo 15 26 de julho de 2006	
02	EB 14, Anexo 06b 14 de junho de 2004	
01	EB 05, Parágrafo 12 03 de agosto de 2002	Adoção inicial.
<b>Classe de Decisão:</b> Regulatória <b>Tipo de Documento:</b> Formulário <b>Função de Negócio:</b> Registro		