

1

Eletróbrás  
Relatório de Validação - Brasil PCH  
Português

Atendimento Ressalvas Ofício nº 29535/2016/SEI-MCTIC  
(CIMGC)



**Formulário de relatório de validação para atividades de projeto do MDL**

**(Versão 01.0)**

*Preencha este formulário de acordo com o "Anexo: Instruções para preencher o formulário de relatório de validação para atividades de projeto do MDL" ao fim deste formulário.*

**RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO**

<b>Título da atividade de projeto</b>	Projetos de Pequena Central Hidrelétrica: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé, doravante chamados de grupo ("agrupamento")
<b>Número da versão do relatório de validação</b>	1.4 Aa
<b>Data de conclusão do relatório de validação</b>	05/07/2016
<b>Número da versão do DCP ao qual este relatório se aplica</b>	Versão 4.4 de 17/06/2016
<b>Data na qual o DCP foi carregado para consulta da parte interessada global</b>	05/10/2012
<b>Participante (s) do Projeto</b>	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS São Pedro Energia S/A Carangola Energia S/A Calheiros Energia S/A São Simão Energia S/A Funil Energia S/A São Joaquim Energia S/A Caparaó Energia S/A Jataí Energética S/A Irara Energética S/A Bonfante Energética S/A Monte Serrat Energética S/A Santa Fé Energética S/A
<b>Anfitrião</b>	Brasil
<b>Reduções estimadas anuais médias de emissões de GHG ou remoções líquidas no período de créditos (tCO<sub>2</sub>e)</b>	Média anual de 650.438 tCO <sub>2</sub> e
<b>Escopos setoriais e metodologias selecionados</b>	Escopo Setorial: 1 – Indústrias da energia (fontes renováveis - / não renováveis). ACM0002: "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 16.0.0).
<b>Nome da EOD</b>	RINA Services S.p.A. (RINA)
<b>Nome, cargo e assinatura do aprovador do relatório de validação</b>	Laura SEVERINO – Gerente do Setor Sustentabilidade, Meio Ambiente e Mudança Climática

## **SEÇÃO A. Sumário executivo**

### **Objetivo e descrição geral da atividade de projeto**

O principal objetivo dos Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé, doravante chamadas de grupo (“*agrupamento*”) é aumentar a parcela de fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo desta forma para maior sustentabilidade ambiental. Para atingir estas metas, o governo brasileiro designou a Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras) para atuar como principal compradora de produtos de eletricidade firmando Contratos de Compra e Venda de Energia (PPAs) de longo prazo. A atividade de projeto consiste na implementação de doze (12) usinas hidrelétricas. De acordo com a legislação brasileira 30 MW é a capacidade limite que pode ser classificada como Pequena Central Hidrelétrica (PCH). As autorizações emitidas pela ANEEL consideraram todas as 12 usinas como PCH. Porém, a densidade de potência calculada usando a capacidade instalada total de cada planta é maior que 4 W/m<sup>2</sup>, o que está de acordo com a aplicabilidade da metodologia de ACM0002 grande, apesar do projeto ser considerado como SHHP no Brasil. As usinas ficam localizadas nos estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Goiás e Mato Grosso do Sul, totalizando 275,6 MW de capacidade instalada. A atividade de projeto de MDL proposta não é CPAs que foram excluídos de um MDL PoA registrado como resultado de inclusão errada de CPAs. A atividade de projeto se enquadra na categoria “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” e Escopo Setorial 1 – Indústrias da energia (fontes renováveis / não renováveis).

### **Escopo de validação**

O escopo de validação é revisar o DCP em comparação com os critérios da UNFCCC para o MDL.

Critérios da UNFCCC para MDL se referem ao Artigo 12 do Protocolo de Kyoto, modalidades e procedimentos do MDL e as decisões posteriores da Diretoria Executiva do MDL.

Validação não tem a intenção de fornecer qualquer consultoria aos participantes do projeto. Entretanto, solicitações de esclarecimentos e/ou ações corretivas podem fornecer dados para melhoria do projeto.

### **Processo de validação**

Validação foi realizada usando procedimentos da RINA de acordo com os requisitos especificados em MDL M&P, na versão mais recente da Norma de Validação e Verificação de MDL e nas decisões relevantes de COP/MOP e MDL EB e aplicando técnicas padrão de auditoria.

Validação consistiu das três fases a seguir:

Revisão de documentos;

Ações de acompanhamento;

Resolução de questões pendentes e emissão do relatório de validação final.

### **Conclusão**

RINA Services S.p.A. (RINA), comissionada por Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS, realizou validação de atividades dos Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé, doravante chamadas de grupo (“*agrupamento*”) no Brasil, com relação aos requisitos relevantes para atividades do MDL. Concluindo, na opinião da RINA a atividade dos Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé, doravante chamadas de grupo (“*agrupamento*”) no Brasil, conforme descrito no DCP Versão 4.4 de 6, cumpre com todos os requisitos relevantes para atividades de MDL e todos os critérios relevantes do Anfitrião e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002: “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 16.0.0). A LoA está aguardando.

**SEÇÃO B. Equipe de validação, revisor técnico e aprovador****B.1. Membro da equipe de validação**

Nº.	Cargo	Tipo de recurso	Sobrenome	Primeiro nome	Afiliação (Ex. nome do escritório central ou outro ou entidade terceirizada)	Envolvimento em			
						Revisão documental	Inspeção no local	Entrevista (s)	Descobertas de validação
1.	Líder da Equipe	IR	Príncipe Branco Saettoni	Geisa Maria	RINA Brasil	x	x	x	x
2.	Líder da Equipe MDL (até 25/02/2014)	IR	Poll Herrmann	Lilian Cristine	RINA Brasil	x			
3.	Validador / Especialista Técnico	IR	De Lima Carvalho	Thaís	RINA Brasil	x	x	x	
4.	Especialista Financeiro (até 17/03/2015)	IR	Varkulya	Américo	RINA Brasil		x	x	
5.	Especialista Financeiro	IR	Rocha	Mayra	RINA Brasil				x

**B.2. Revisor técnico e aprovador do relatório de validação**

Nº.	Cargo	Tipo de recurso	Sobrenome	Primeiro nome	Afiliação (ex. nome do escritório central ou outro ou entidade terceirizada)
1.	Revisor técnico	IR	Valoroso	Rita	RINA Itália
2.	Aprovador	IR	Severino	Laura	RINA Central Office

**SEÇÃO C. Meios de validação****C.1. Revisão documental**

O DCP, Versão 4.4 de 17/06/2016 e versões anteriores /01/, particularmente na aplicabilidade da metodologia, determinação de linha de base, adicionalidade da atividade de projeto, data de início do projeto, plano de monitoramento, cálculos de redução de emissões fornecidos em forma de planilha, "Eletrobras\_Estimated CERs\_v 5\_2016 05 30.xls" e versões anteriores /2/, foram avaliados como parte da validação. A tabela no Apêndice 3 lista a documentação que foi revisada durante a validação.

**C.2. Inspeção no local**

<b>Duração da inspeção no local: 14-15-16-21-29-30/01/2013</b>				
<b>Nº.</b>	<b>Atividade realizada no local</b>	<b>Localização</b>	<b>Data</b>	<b>Membro da equipe</b>
1.	Revisão de documento, entrevista, verificação cruzada de dados	Eletrobras no Rio na Rua do Ouvidor, 107 e as pequenas centrais hidrelétricas de São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat e Santa Fé	13/03/2013	Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
2	Inspeção do local, equipamentos instalados, revisão de documentos, entrevista, verificação cruzada de dados		14/03/2013	Américo Varkulya
3	Inspeção do local, equipamentos instalados, revisão de documentos, entrevista, verificação cruzada de dados		15/03/2013	Thaís De Lima Carvalho

## C.3. Entrevistas

No.	Entrevistado			Data	Assunto	Membro da equipe	
	Sobrenome	Primeiro nome	Afiliação				
1.	Laubenbacher Sampaio	Lilian -	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	6-7/11/2012	Gerentes e Membros de Projeto: Adicionalidade; Linha do tempo do projeto, consideração do MDL, descrição de equipamentos	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni	
2.	Oliveira Camargo	Jorge	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6-7/11/2012		Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni	
3.	Figueiredo Rocha	Tadeu	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6-7/11/2012		Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni	
4.	Rigamonti	Rafael	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6-7/11/2012	Analista sênior: emissões de linha de base e projeto; Limites de projeto Esclarecimentos sobre estabelecimento de linha de base, plano de monitoramento e cálculos de redução de emissão Recursos, necessidades de treinamento e procedimentos para operação e manutenção Plano de Monitoramento / Registros (backups) Programa de manutenção (calibração)	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni	
5.	Corga Cardinot	Flavio	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6-7/11/2012		Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni	
6.	Modenesi Pitta Pinheiro	Ricardo	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6-7/11/2012		Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni	
7.	de Souza Teixeira da Silva-	André Luiz	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6-7/11/2012		Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni	
8.	Pernes Monsores	Natasha	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6-7/11/2012		Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni	
9.	Rodrigues Ribeiro Silva	Anibal	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6-7/11/2012		Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni	
10.	Soares Pessoa	Flávia	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6-7/11/2012		Membros do Projeto (área ambiental) Licenças ambientais	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
11.	Monteiro Neves	Frederico	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6-7/11/2012		Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni	
12.	Miranda	Vinicius	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6-7/11/2012	Analista: Consulta a parte interessada local	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni	

13.	Nascimento	Renato	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	6-7/11/2012	Engenheiro Elétrico: Equipamentos instalados, operação, monitoramento, manutenção: geração de energia	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
14	Pereira de Souza	João	Brasil PCH	14/01/2013	Monitoramento, geração de energia	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
15	Eidi Ozawa	Willian	Brasil PCH	14/01/2013	Monitoramento, geração de energia	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
16	Pinheiro	Ricardo	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	14/01/2013	Monitoramento, geração de energia	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
17	Andrade	Ateles José	Brasil PCH	15/01/2013	Visita ao local e monitoramento	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
18	Benetti	Evandro Roberto	Brasil PCH	16/01/2013	Visita ao local e monitoramento	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
19	Copano	Diego Alfonso	Brasil PCH	21/01/2013	Visita ao local e monitoramento	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
20	Pernes Monsores	Natasha	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	21/01/2013	Visita ao local e monitoramento	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
21	Baliza	José Altair	Brasil PCH	21/01/2013	Visita ao local e monitoramento	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
22	Marcelo	Marques-Manutenção	Brasil PCH	21/01/2013	Visita ao local e monitoramento	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
23	Carneiro	Atila	Brasil PCH	21/01/2013	Visita ao local e monitoramento	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
24	Miranda	Eduardo	Brasil PCH	21/01/2013	Visita ao local e monitoramento	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
25	Abrev	Tiago	Brasil PCH	29-30/01/2013	Visita ao local e monitoramento	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni

26	Rosostolato	Bruno	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	29-30/01/2013	Visita ao local e monitoramento	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni
27	Wackert	Eric	Brasil PCH	29-30/01/2013	Visita ao local e monitoramento	Thaís De Lima Carvalho Américo Varkulya Geisa Maria Príncipe Branco Saettoni

**C.4. Abordagem de amostragem**

N/A

**C.5. Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitações de ação futura geradas**

Áreas de descobertas de validação	Nº. da CL	Nº. da CAR	Nº. da FAR
Consulta a parte interessada global	-	01	-
Aprovação	-	-	-
Autorização	-	-	-
Contribuição para o desenvolvimento sustentável	-	-	-
Modalidades de comunicação	-	01	-
Documento de concepção de projeto	-	02	-
Descrição da atividade de projeto	02	-	-
Aplicação da linha de base selecionada e metodologia de monitoramento e linha de base padronizada selecionada			
- Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada	02	03	-
- Desvio da metodologia	-	-	-
- Esclarecimento da aplicabilidade da metodologia, ferramenta e/ou linha de base padronizada	-	-	-
- Limite de projeto	-	01	-
- Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base		01	
- Demonstração de adicionalidade	01	06	
- Reduções de emissões	01	04	
- Plano de monitoramento	-	04	-
Duração e período de créditos	-	01	-
Impactos ambientais	-	02	-
Consulta a parte interessada local	-	01	-
Outros (favor especificar)			
<b>Total</b>	<b>06</b>	<b>27</b>	<b>0</b>

**SEÇÃO D. Resultados da validação****D.1. Consulta a parte interessada global**

<b>Meios de validação</b>	O DCP versão 1 de 09/11/2012 /01/ foi disponibilizado ao público no website MDL UNFCCC e as Partes, partes interessadas e ONGs através do website MDL ( <a href="https://MDL.unfccc.int/Projects/Validation/DB/LTU09FBC00HRURZ11HCOYQ5Q80VVA0/view.html">https://MDL.unfccc.int/Projects/Validation/DB/LTU09FBC00HRURZ11HCOYQ5Q80VVA0/view.html</a> ) foram convidadas a fornecer comentários durante um período de 30 dias de 05/10/2012 – 03/11/2012
<b>Resultados</b>	N/A
<b>Conclusão</b>	Nenhum comentário foi recebido durante Consulta à parte interessada global. Na opinião da RINA as mudanças no DCP durante o processo de validação não exigem publicação do DCP revisado para consulta à parte interessada global.

**D.2. Aprovação**

<b>Meios de validação</b>	<p>O Anfitrião do projeto é o Brasil.</p> <p>Os participantes do projeto são Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRAS (sociedade pública) e São Pedro Energia S/A, Carangola Energia S/A, Calheiros Energia S/A, São Simão Energia S/A, Funil Energia S/A, São Joaquim Energia S/A, Caparaó Energia S/A, Jataí Energética S/A, Irara Energética S/A, Bonfante Energética S/A, Monte Serrat Energética S/A, Santa Fé Energética S/A que são entidades privadas, o projeto é unilateral e portanto o país anfitrião (Brasil) é a única Parte envolvida na atividade de projeto proposta. Brasil cumpre com os requisitos para participação no MDL, tendo ratificado o Protocolo de Kyoto em 23/08/2002 estabelecendo como AND a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) sob tutela do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI de acordo com o website UNFCCC /12/. Os participantes do projeto foram listados corretamente na tabela A.4 do DCP e as informações são consistentes com as informações de contato fornecidas no Apêndice 1 do DCP /1/. O projeto proposto não envolve qualquer financiamento público de Parte de Anexo I e a validação não revelou qualquer informação que indicasse que o projeto pudesse ser visto como desvio de assistência de financiamento de desenvolvimento oficial (ODA) relacionado ao país anfitrião.</p>
<b>Resultados</b>	N/A
<b>Conclusão</b>	Antes da apresentação do Documento de Projeto e do Relatório de Validação à Diretoria Executiva do MDL, o Projeto precisará receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo confirmação de que o Projeto ajuda o país a atingir desenvolvimento sustentável.

**D.3. Autorização**

<b>Meios de validação</b>	Participantes do projeto	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS São Pedro Energia S/A Carangola Energia S/A Calheiros Energia S/A São Simão Energia S/A Funil Energia S/A São Joaquim Energia S/A Caparaó Energia S/A Jataí Energética S/A Irara Energética S/A Bonfante Energética S/A Monte Serrat Energética S/A Santa Fé Energética S/A	Anexo Nº. 1	
	Partes envolvidas	Brasil		
	<b>APROVAÇÃO</b>			
	LoA recebida			
	Data da LoA			
	LoA recebida de			
	Validação da autenticidade			
	Validade da LoA			
	<b>PARTICIPAÇÃO</b>			
	A Parte faz parte do Protocolo de Kyoto			
	Participação voluntária			
	Contribuição do projeto para SD			
	<b>Resultados</b>	N/A		
	<b>Conclusão</b>	Antes da apresentação do Documento Concepção de Projeto e do Relatório de Validação à Diretoria Executiva do MDL, o Projeto precisará receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo confirmação de que o Projeto ajuda o país a atingir desenvolvimento sustentável.		

**D.4. Contribuição para o desenvolvimento sustentável**

<b>Meios de validação</b>	A seção A.1 do DCP descreve que a implementação de pequenas centrais hidrelétricas garante geração de energia renovável, reduz a demanda para o sistema elétrico nacional, evita impacto negativo social e ambiental causado pela construção de grandes usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e usinas termoeletricas de combustível fóssil e impulsiona economias regionais, aumentando a qualidade de vida em comunidades locais. Portanto, o projeto tem impactos ambientais reduzidos e desenvolveu economias regionais, resultando em melhor qualidade de vida. Em outras palavras, sustentabilidade ambiental combinada à justiça social e econômica inegavelmente contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião. Aprovação da LoA brasileira pendente.
<b>Resultados</b>	CAR 2: o DCP não explicou como a <u>atividade de projeto</u> contribui para o desenvolvimento sustentável. Para encerrar esta CAR, o DCP foi revisado seguindo a última versão do modelo do DCP
<b>Conclusão</b>	LoA brasileira pendente.

**D.5. Modalidades de comunicação**

<b>Meios de validação</b>	A MoC datada de 10/03/2014 /64/ foi fornecida pela Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS com quem RINA tem um relacionamento contratual confirmado pela ordem de serviço assinada em 29/05/2012 /54/. A identidade corporativa de todos os PPs e pontos focais inclusos na declaração das MoC /62/ /63/ além de identidades pessoais /62/, assinaturas e as assinaturas autorizadas relacionadas e o status de emprego passaram por verificação cruzada pela RINA /64/. RINA confirma que a declaração da MoC fornecida por PPs /64/ é baseada no formulário válido atualmente “Modalidades de Declaração de Comunicação” (F-MDL-MoC) /65/, as informações exigidas pelo formulário, incluindo o Anexo 1, foram implementadas corretamente e os PPs signatários autorizados assinaram as MoC correspondentes às inclusas no Anexo 1.
<b>Resultados</b>	CAR 4: O PP não forneceu a MoC e documentos de suporte Concluindo a CAR 4, o PP não forneceu MoC e documentos de suporte.
<b>Conclusão</b>	RINA confirma que a declaração das MoC fornecida por PPs /37/ é baseada no formulário válido atualmente “Modalidades de Declaração de Comunicação” (F-MDL-MoC) /38/, as informações exigidas pelo formulário, incluindo o Anexo 1, foram preenchidas corretamente e os PPs signatários autorizados assinaram as MoC correspondente às inclusas no Anexo 1. Concluindo, RINA confirma que a declaração da MoC fornecida por PPs está de acordo com os requisitos de 61 – 68 assim como está de acordo com os requerimentos para 66 do MDL-VVS versão 9./8/

**D.6. Documento de concepção de projeto**

<b>Meios de validação</b>	O DCP para a atividade “Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé, doravante chamadas de grupo (“ <i>agrupamento</i> ”), no “Brasil”, DCP Versão 4.4 e versões anteriores /1/, apresentadas pela Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS, foram a base do processo de validação.	
	As principais mudanças entre o DCP versão 1 de 11/09/2012 publicado por GSC e DCP Versão 4.4 de 17/06/2016 apresentadas para registro são as seguintes:	
	<b>Seção do DCP</b>	<b>Descrição e motivo para mudar as informações naquela seção</b>
	Seção A	Orientações para preenchimento do DCP foram atualizadas
		Atualizar a versão do modelo de MDL-DCP
	Seção B	A versão da metodologia e ferramentas relacionadas foram atualizadas
		Adicionalmente, o seguinte foi revisado: a análise de barreira foi excluída e a análise de investimento foi aplicada
		Prática comum foi revisada para cumprir com orientações na prática comum
		A data de início do projeto foi revisada considerando a data do PPA
	Revisão de cálculos de redução de emissão	
Seção C	A data de início e o período de crédito foram revisados.	
Seção E	A consulta a Partes Interessadas locais foi feita para cumprir com o Art. 1 da Resolução nº. 10 da AND.	

<b>Resultados</b>	CAR 01 e CAR 02: O DCP não foi preenchido de acordo com as "Orientações para Documento de Concepção de Projeto (MDL-DCP)" mais recentes, versão 01.0 Para fechar CAR01 e CAR02, PP forneceu o DCP revisado no último modelo disponível.
<b>Conclusão</b>	RINA confirma que a versão 4.4 de 17/06/2016 é baseada no modelo de DCP versão 07.0 válido atualmente e é preenchido de acordo com as Instruções para preencher o formulário de projeto para atividades de projeto do MDL

### D.7. Descrição da atividade de projeto

<b>Meios de validação</b>	<p>A atividade de projeto se enquadra na categoria "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" e Escopo Setorial 1 – Indústrias da energia (fontes renováveis - / não renováveis). A atividade de projeto consiste da implementação de doze (12) usinas hidrelétricas. De acordo com a legislação brasileira 30 MW é a capacidade limite que pode ser classificada como Pequena Central Hidrelétrica (PCH). As autorizações emitidas pela ANEEL consideraram todas as 12 usinas como PCH. Porém, a densidade de potência calculada usando a capacidade instalada total de cada planta é maior que 4 W/m<sup>2</sup>, o que está de acordo com a aplicabilidade da metodologia de ACM0002 larga escala, apesar do projeto ser considerado como PCH no Brasil. As usinas ficam localizadas nos estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Goiás e Mato Grosso do Sul, totalizando 275,6 MW de capacidade instalada.</p> <p>De acordo com o regulamento brasileiro, usinas hidrelétricas de pequena escala são definidas como usinas com capacidades instaladas entre 1MW e 30MW e áreas de reservatório de não mais de 3km<sup>2</sup> (Resolução ANEEL nº. 652/2003) /45/. Apesar da capacidade instalada da pequena central hidrelétrica de São Pedro passar de 30 MW (os critérios de elegibilidade para ser classificada como pequena central hidrelétrica de acordo com a Resolução ANEEL nº. 394/1998) /45/, todas as usinas inclusas na atividade de projeto proposta são consideradas como Pequena Central Hidrelétrica (PCH) pelo governo brasileiro e se qualificam para PROINFA. Pequenas centrais hidrelétricas foram desenvolvidas no contexto do programa brasileiro "Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica" (PROINFA). O principal objetivo do programa é aumentar a parcela de fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo desta forma para maior sustentabilidade ambiental. Para atingir estas metas, o governo brasileiro designou a Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras) para atuar como principal compradora de produtos de eletricidade firmando Contratos de Compra e Venda de Energia (CCVEs) de longo prazo.</p> <p>O total de reduções de emissões de GHG dos "Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé, doravante chamadas de grupo ("agrupamento") está estimado em 6.504.377 tCO<sub>2</sub>e durante o período de crédito fixo de 10 anos, resultando em reduções de emissão média anual de 650.438 tCO<sub>2</sub>e / ano.</p> <p>A Energia assegurada das usinas foi confirmada no website da ANEEL (informações disponíveis ao público, conforme descrito na tabela abaixo:</p>																										
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>PCH</th> <th>Energia assegurada (MW-medio)</th> <th>Verificação cruzada</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>São Pedro</td> <td>18,41</td> <td>Resolução MME 118, de 22/03/2004 /69/</td> </tr> <tr> <td>Carangola</td> <td>9,63</td> <td rowspan="10">Confirmado no website da ANEEL /68/</td> </tr> <tr> <td>Calheiros</td> <td>10,92</td> </tr> <tr> <td>São Simão</td> <td>15,2</td> </tr> <tr> <td>Funil</td> <td>13,09</td> </tr> <tr> <td>São Joaquim</td> <td>13,28</td> </tr> <tr> <td>Fumaça IV</td> <td>2,61</td> </tr> <tr> <td>Jataí</td> <td>19,25</td> </tr> <tr> <td>Irara</td> <td>18,21</td> </tr> <tr> <td>Bonfante</td> <td>13,48</td> </tr> <tr> <td>Monte Serrat</td> <td>18,28</td> </tr> </tbody> </table>	PCH	Energia assegurada (MW-medio)	Verificação cruzada	São Pedro	18,41	Resolução MME 118, de 22/03/2004 /69/	Carangola	9,63	Confirmado no website da ANEEL /68/	Calheiros	10,92	São Simão	15,2	Funil	13,09	São Joaquim	13,28	Fumaça IV	2,61	Jataí	19,25	Irara	18,21	Bonfante	13,48	Monte Serrat
PCH	Energia assegurada (MW-medio)	Verificação cruzada																									
São Pedro	18,41	Resolução MME 118, de 22/03/2004 /69/																									
Carangola	9,63	Confirmado no website da ANEEL /68/																									
Calheiros	10,92																										
São Simão	15,2																										
Funil	13,09																										
São Joaquim	13,28																										
Fumaça IV	2,61																										
Jataí	19,25																										
Irara	18,21																										
Bonfante	13,48																										
Monte Serrat	18,28																										

Santa Fé	16,40
----------	-------

É importante destacar que o fator de carga da usina é emitido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e os cálculos foram estabelecidos na Resolução no. 169 de 3 de maio de 2001 /71/. Dados históricos foram usados no cálculo e o fator de carga é específico para cada usina. A Energia assegurada de uma usina hidrelétrica é emitida pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e tem basicamente duas finalidades:

- (i) estabelecer um limite superior para contratos de fornecimento de energia (PPAs), e
- (ii) definir a parte de cada usina de geração na quantidade total de energia gerada no sistema pelas hidroelétricas.

A Energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é definida como a produção máxima de energia que pode ser fornecida praticamente continuamente por usinas hidrelétricas com o passar dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de sequências de fluxo criadas estatisticamente, admitindo certo risco de não cumprir com a carga, ou seja, em determinada porcentagem dos anos simulados algum racionamento é permitido até um limite considerado aceitável pelo sistema. A determinação da Energia assegurada está relacionada às condições que cada usina pode fornecer ao sistema a longo prazo, presumindo um critério de risco específico de não atender ao mercado (risco de déficit), considerando principalmente a variabilidade hidrológica à qual a usina está sujeita.

#### Localização do projeto

O projeto fica localizado no Brasil. Os municípios e estados onde PCHs estão localizadas foram confirmados no website da ANEEL/SIGEL /66/, disponível ao público, conforme descrito abaixo:

PCH	Município
São Pedro	Domingos Martins
Carangola	Carangola
Calheiros	Bom Jesus de Itabapoana (RJ) e São José do Calçado (ES)
São Simão	Alegre
Funil	Dores de Guanhães
São Joaquim	Alfredo Chaves
Fumaça IV	Caiana (MG) e Dores do Rio Preto (ES)
Jataí	Jataí
Irara	Rio Verde
Bonfante	Simão Pereira (MG) e Comendador Levy Gasparian (RJ)
Monte Serrat	Simão Pereira (MG) e Comendador Levy Gasparian (RJ)
Santa Fé	Comendador Levy Gasparian e Três Rios (RJ) e Santana do Deserto (MG)

As coordenadas geográficas foram confirmadas nas Resoluções ANEEL listadas abaixo:

PCH	Latitude (S)	Longitude (W)	Referência
São Pedro	20°19' 30"	40°38' 05"	Resolução ANEEL 604/03, datada de 18/11/2003 /67/
Carangola	20°42'	42°04'	Resolução ANEEL 356/99, datada de 22/12/1999 /67/
Calheiros	21°01'	41°43'	Resolução ANEEL 12/00, datada de 13/01/2000 /67/
São Simão	20°37'	41°29'	Resolução ANEEL 84/01, datada de 22/03/20001 /67/

Funil	19° 05'	42° 51'	Resolução ANEEL 361/99, datada de 22/12/1999 /67/
São Joaquim	20° 36'	40° 48'	Resolução ANEEL 404/00, datada de 18/10/2000 /67/
Fumaça IV	20° 45'	41° 52'	Resolução ANEEL 369/99, datada de 29/12/1999 /67/
Jataí	17°53' 36"	51°43' 24"	Resolução ANEEL 2686/06, datada de 16/11/2006 /67/
Irara	18° 04' 03"	51° 10' 03"	Resolução ANEEL 525/02, datada de 24/09/2002 /118/
Bonfante	22° 00' 32"	43°15'55"	Resolução ANEEL 357/01, datada de 27/08/2001 /67/
Monte Serrat	22° 01' 11"	43° 18' 08"	Resolução ANEEL 356/01, datada de 27/08/2001 /67/
Santa Fé	22° 01' 23"	43°09'46"	Resolução ANEEL 608/02, datada de 05/11/2002 /67/

#### Cenário existente antes da implementação da atividade de projeto

Antes da implementação da atividade de projeto nenhuma pequena central hidrelétrica estava operando no local onde os projetos foram desenvolvidos. A atividade de projeto reduz emissões de GHG evitando geração de eletricidade a partir de fontes de combustível fóssil, que seriam gerados (e emitidos) na ausência do projeto. Concluindo, o cenário de linha de base e o cenário sem a atividade de projeto são os mesmos.

De acordo com ACM0002, no cenário da atividade de projeto, há emissões de metano (CH<sub>4</sub>) do reservatório de água de usinas hidrelétricas. Entretanto, como as densidades de potência de pequenas centrais hidrelétricas incluídas neste DCP são maiores do que 10 W/m<sup>2</sup>, não há emissões de GHG envolvidas na atividade de projeto.

Descrição detalhada de cada usina apresentada nas tabelas a seguir.

Equipamentos	Especificação	São Pedro	Carangola	Calheiros
<b>Gerador</b>	Quantidade	2	2	2
	Potência nominal (kVA)	16.700	8.500	1.700
	Voltagem nominal (V)	6.900	13.800	13.800
	Fator de potência	0,9	0,9	0,9
	Frequência (Hz)	60	60	60
	Rotação (rpm)	600	900	327,3
	Fabricante	Alstom	WEG	Voith Siemens
	Ano de Fabricação	2008	2007	2007
<b>Turbina</b>	Quantidade	2	2	2
	Potência nominal	15.464	7.730	9.794

		(kW)				
		Tipo	Francis – Eixo Horizontal	Francis – Eixo Horizontal	Francis – Eixo Horizontal	
		Rotação (rpm)	600	900	327,3	
		Fabricante	Alstom	Voith Siemens	Voith Siemens	
		Ano de Fabricação	2008	2008	2008	
	<b>Medidor Elétrico (Principal)</b>		Localização	Conexão	Conexão	Conexão
			Fabricante	Power Measurement	ELO	ACTARIS
			Número de Série	PT-0901A254-01	90004410	37103629
			Modelo / tipo	ION 8600	2180SP	SL7000
	<b>Medidor Elétrico (Retaguarda)</b>		Localização	Conexão	Conexão	Conexão
			Fabricante	Power Measurement	ELO	ACTARIS
			Número de Série	PT-0901A265-01	90002795	37103628
			Modelo / tipo	ION 8600	2180SP	SL7000
	<b>Equipamentos</b>	<b>Gerador</b>	Quantidade	2	3	3
			Potência nominal (kVA)	2.500	11.110	11.110
			Voltagem nominal (V)	6.900	13.800	13,8
Fator de potência			0,9	0,9	0,9	
Frequência (Hz)			60	60	60	
Rotação (rpm)			900	327	360	
Fabricante			WEG	WEG	WEG	
Ano de Fabricação			2007	2007	2007	
<b>Turbina</b>		Quantidade	2	3	3	
		Potência nominal (kW)	2.340	10.299	10.467	
		Tipo	Francis - Horizontal Axle	Francis - Horizontal Axle	Francis - Horizontal Axle	

		Rotação (rpm)	900	327,27	360																																																																					
		Fabricante	Energy Power	Brumazi - Vatech Hydro	Vatech Hydro																																																																					
		Ano de Fabricação	2007	2008	2008																																																																					
	<b>Medidor Elétrico (Principia)</b>	Localização	Conexão	Conexão	Conexão																																																																					
		Fabricante	Power Measurement	SCHULUMBERGER	ITRON																																																																					
		Número de Série		31681514	50712519																																																																					
		Modelo / tipo	ION 8600	Q1000	Q1000																																																																					
	<b>Medidor Elétrico (Retaguarda)</b>	Localização	Conexão	Conexão	Conexão																																																																					
		Fabricante	Power Measurement	SCHULUMBERGER	ITRON																																																																					
		Número de Série		31681514	50712522																																																																					
		Modelo / tipo	ION 8600	Q1000	Q1000																																																																					
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Equipamentos</th> <th>Especificação</th> <th>Bonfante</th> <th>Monte Serrat</th> <th>Santa Fé</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="8"><b>Gerador</b></td> <td>Quantidade</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Potência nominal (kVA)</td> <td>19.200</td> <td>14.150</td> <td>16.700</td> </tr> <tr> <td>Voltagem nominal (V)</td> <td>6.900</td> <td>6.9</td> <td>13.800</td> </tr> <tr> <td>Fator de potência</td> <td>0,95</td> <td>0,95</td> <td>0,9</td> </tr> <tr> <td>Frequência (Hz)</td> <td>60</td> <td>60</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>Rotação (rpm)</td> <td>514</td> <td>500</td> <td>327</td> </tr> <tr> <td>Fabricante</td> <td>Alstom</td> <td>Alstom</td> <td>Alstom</td> </tr> <tr> <td>Ano de Fabricação</td> <td>2007</td> <td>2007</td> <td>2007</td> </tr> <tr> <td rowspan="6"><b>Turbina</b></td> <td>Quantidade</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Potência nominal (kW)</td> <td>19.390</td> <td>12.990</td> <td>15.540</td> </tr> <tr> <td>Tipo</td> <td>Kaplan - Horizontal Axle</td> <td>Kaplan - Horizontal Axle</td> <td>Kaplan - Horizontal Axle</td> </tr> <tr> <td>Rotação (rpm)</td> <td>135</td> <td>175</td> <td>327.27</td> </tr> <tr> <td>Fabricante</td> <td>Alstom</td> <td>Alstom</td> <td>Alstom</td> </tr> <tr> <td>Ano de Fabricação</td> <td>2007</td> <td>2007</td> <td>2007</td> </tr> <tr> <td><b>Medidor</b></td> <td>Localização</td> <td>Conexão – SE Integração</td> <td>Conexão</td> <td>Conexão</td> </tr> </tbody> </table>						Equipamentos	Especificação	Bonfante	Monte Serrat	Santa Fé	<b>Gerador</b>	Quantidade	1	2	2	Potência nominal (kVA)	19.200	14.150	16.700	Voltagem nominal (V)	6.900	6.9	13.800	Fator de potência	0,95	0,95	0,9	Frequência (Hz)	60	60	60	Rotação (rpm)	514	500	327	Fabricante	Alstom	Alstom	Alstom	Ano de Fabricação	2007	2007	2007	<b>Turbina</b>	Quantidade	1	2	2	Potência nominal (kW)	19.390	12.990	15.540	Tipo	Kaplan - Horizontal Axle	Kaplan - Horizontal Axle	Kaplan - Horizontal Axle	Rotação (rpm)	135	175	327.27	Fabricante	Alstom	Alstom	Alstom	Ano de Fabricação	2007	2007	2007	<b>Medidor</b>	Localização	Conexão – SE Integração	Conexão	Conexão
	Equipamentos	Especificação	Bonfante	Monte Serrat	Santa Fé																																																																					
	<b>Gerador</b>	Quantidade	1	2	2																																																																					
		Potência nominal (kVA)	19.200	14.150	16.700																																																																					
		Voltagem nominal (V)	6.900	6.9	13.800																																																																					
Fator de potência		0,95	0,95	0,9																																																																						
Frequência (Hz)		60	60	60																																																																						
Rotação (rpm)		514	500	327																																																																						
Fabricante		Alstom	Alstom	Alstom																																																																						
Ano de Fabricação		2007	2007	2007																																																																						
<b>Turbina</b>	Quantidade	1	2	2																																																																						
	Potência nominal (kW)	19.390	12.990	15.540																																																																						
	Tipo	Kaplan - Horizontal Axle	Kaplan - Horizontal Axle	Kaplan - Horizontal Axle																																																																						
	Rotação (rpm)	135	175	327.27																																																																						
	Fabricante	Alstom	Alstom	Alstom																																																																						
	Ano de Fabricação	2007	2007	2007																																																																						
<b>Medidor</b>	Localização	Conexão – SE Integração	Conexão	Conexão																																																																						

	<b>Elétrico (Principal)</b>	Fabricante	Power Measurement	SCHNEIDER	Power Logic
		Número de Série	PT0707A403-01	PT-0707A403-01	PT-0612A235-01
		Modelo / tipo	ION 8600	ION8600-4Q	ION8600C
	<b>Medidor Elétrico (Retaguarda)</b>	Localização	Conexão – SE Integração	Conexão	Conexão
		Fabricante	Power Measurement	SCHNEIDER	Power Logic
		Número de Série	PT0707A403-01	PT-0707A404-01	PT-0612A235-01
		Modelo / tipo	ION 8600	ION8600-4Q	ION8600C
	<p>Como o Brasil tem grande potencial hidrelétrico, o know-how usado na atividade de projeto já foi transferida para o País Anfitrião. Portanto, os principais equipamentos usados na atividade de projeto foram fabricados no Brasil. Isto contribui para desenvolvimento do setor energético (resultando em mais pesquisa) e aumento da capacidade do setor industrial do País Anfitrião.</p>				
<p><b>Implementação do projeto</b></p> <p>A data de início da atividade de projeto, isto é, o momento em que a ação de fato começa, é a data da assinatura do PPA de acordo com PROINFA /24/. RINA verificou que a data de início de 30/06/2004 é a primeira data na qual a implementação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto do MDL começa de acordo com a definição apresentada no Glossário de Termos do MDL /16/. Termos/penalidades do PPA podem ser considerados como compromisso firme e ação real dos PPs com relação a implementação do projeto e despesas relacionadas. No momento da visita ao local, usinas do projeto estavam implementadas e operacionais.</p>					
<p><b>Período de créditos e Reduções de Emissão estimadas</b></p> <p>A vida útil operacional esperada para a atividade de projeto é 27 anos (0 meses), considerada razoável. DCP descreve a vida útil do projeto de acordo com a Resolução ANEEL nº. 474, datada de 07/02/2012 /68/.</p> <p>Um período de crédito fixo de 10 anos foi selecionado começando em 01/01/2016 ou data de registro do MDL, o que acontecer mais tarde. A duração do período de crédito é claramente definida e considerada razoável para esta atividade de projeto. O total de reduções de emissões de GHG dos “Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé, doravante chamadas de grupo (“<i>agrupamento</i>”) está estimado em 6.504.377 tCO<sub>2</sub>e durante o período de crédito fixo de 10 anos, resultando em reduções de emissão média anual de 650.438 tCO<sub>2</sub>e / ano.</p>					
<p><b>Contribuição para o desenvolvimento sustentável</b></p> <p>O DCP descreve que a implementação de pequenas centrais hidrelétricas garante geração de energia renovável, reduz a demanda para o sistema elétrico nacional, evita impacto negativo social e ambiental causado pela construção de grandes usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e usinas termoeletricas de combustível fóssil e impulsiona economias regionais, aumentando a qualidade de vida em comunidades locais. Portanto, o projeto tem impactos ambientais reduzidos e desenvolveu economias regionais, resultando em melhor qualidade de vida. Em outras palavras, sustentabilidade ambiental combinada à justiça social e econômica inegavelmente contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião.</p> <p>A contribuição para o desenvolvimento sustentável será confirmada pela AND brasileira.</p>					
<b>Resultados</b>	<p>CL 01: A energia assegurada publicada pela ANEEL para 2 das PCHs tem discrepâncias. CL 06: As capacidades instaladas observadas durante visita ao local para todas as PCHs são maiores do que as verificadas pela ANEEL e são diferentes da descrição no DCP Para encerrar CL 1 e CL 06 o DCP revisou a capacidade instalada de todas as PCHs.</p>				

<b>Conclusão</b>	RINA conseguiu verificar toda evidência documentada durante o processo de validação e pode confirmar que dados e considerações são completos e precisos. Adicionalmente RINA confirma que a descrição da atividade de projeto do MDL proposta, conforme apresentada no DCP abrange de forma suficiente todos os elementos relevantes, é precisa e completa e fornece ao leitor entendimento claro da natureza da atividade de projeto de MDL proposta.
------------------	--

## D.8. Aplicação da linha de base selecionada e metodologia de monitoramento e linha de base padronizada selecionada

### D.8.1. Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada

<b>Meios de validação</b>	<p>O projeto aplica corretamente a linha de base e metodologia de monitoramento ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", 16.0.0 de 28/04/2014 /10/.</p> <p>As condições de critérios de aplicabilidade listadas na metodologia aprovada foi avaliada comparando com os critérios incluídos no DCP /1/. A atividade de projeto proposta cumpre com os critérios definidos na metodologia de linha de base, pois garante que:</p> <p>A metodologia de linha de base aplicada seja justificada, pois foi demonstrado que a atividade de projeto garante que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A atividade de projeto consiste na instalação de doze (12) pequenas centrais hidrelétricas inteiramente novas conectadas à rede, resultando em 275,6 MW de capacidade instalada, o que foi verificado na autorização da ANEEL para geração de energia /21/;</li> <li>• Sendo totalmente novas, pequenas centrais hidrelétricas não envolvem qualquer troca de combustível fóssil para energia renovável nos locais de projeto, esta informação passou por verificação cruzada com as licenças ambientais /48/ - /52/ e foi checada durante visita ao local.</li> <li>• A atividade de projeto proposta substitui eletricidade em rede e OM, BM e CM são estimados, aplicando a Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade /15/ ao calcular emissões de linha de base.</li> <li>• O projeto proposto é conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a rede elétrica do Brasil, para a qual limites geográficos e de sistema foram claramente identificados e informações sobre características desta rede foram disponibilizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico /88/.</li> </ul> <p>A atividade de projeto aplica as seguintes ferramentas metodológicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Methodological Tool for the demonstration and assessment of additionality</i> (Ferramenta Metodológica para demonstração e avaliação de adicionalidade), versão 7.0.0, datada de 23/11/2012 /13/. A <i>Tool for the demonstration and assessment of additionality</i> (Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade) é abordada na metodologia de linha de base ACM0002 versão 16 de 28/04/2014, portanto sua aplicação a esta atividade de projeto é obrigatória.</li> <li>• Ferramenta Metodológica para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico versão 5.0.0 de 27/11/2015 /15/.</li> </ul> <p>A Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade é aplicado pela AND brasileira ao calcular o fator de emissão de rede e atende os critérios definidos pois garante que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A energia elétrica seria fornecida pela rede brasileira na ausência da atividade de projeto;</li> <li>• O fator de emissão de rede não incluiu usinas fora da rede e o cálculo do acúmulo do fator de emissão de margem de construção e fator de emissão de margem de operação foi feito pela AND brasileira;</li> <li>• Toda a rede para cálculo de fator de emissão fica no Brasil, que não é o país anfitrião do Anexo I;</li> <li>• A emissão de energia gerada por biocombustíveis é zero.</li> </ul>
---------------------------	--

<b>Resultados</b>	<p>CAR06: O DCP versão 1 não usa a ferramenta mais recente disponível para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico nem a ferramenta mais recente disponível para demonstração e avaliação de adicionalidade</p> <p>CAR07: A seção B.2 do DCP versão 1 não informa o tipo de reservatórios. Além disso não informa se reservatórios são novos ou já existentes, únicos ou múltiplos, com aumento ou sem mudança do volume de água</p> <p>CAR15 Nem a seção B.6.1 nem a B.6.3 do DCP justificam os valores adotados para <math>Cap_{BL}</math> ou <math>A_{BL}</math>.</p> <p>CL06: As capacidades instaladas observadas durante visita ao local para todas as PCHs são maiores do que as verificadas pela ANEEL e são diferentes da descrição no DCP</p> <p>Para encerrar CAR 6, o DCP foi revisado e as ferramentas usadas foram atualizadas. Para encerrar CAR 07, CAR 15 evidências relacionadas a áreas de reservatório de todas as pequenas centrais hidrelétricas foram fornecidas. E para encerrar CL06 a capacidade instalada usada é a capacidade observada na etiqueta dos equipamentos, de acordo com a metodologia.</p>
<b>Conclusão</b>	<p>RINA conforma que a metodologia de linha de base e monitoramento foi previamente aprovada pela Diretoria Executiva do MDL e se aplica a atividade de projeto, que cumpriu com todas as condições de aplicabilidade e também ferramentas metodológicas aplicáveis.</p>

### D.8.2. Desvio da metodologia

<b>Meios de validação</b>	N/A
<b>Descobertas</b>	N/A
<b>Conclusão</b>	N/A

### D.8.3. Esclarecimento da aplicabilidade da metodologia, ferramenta e/ou linha de base padronizada

<b>Meios de validação</b>	N/A
<b>Descobertas</b>	N/A
<b>Conclusão</b>	N/A

## D.8.4. Limite de projeto

<b>Meios de validação</b>	De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002, “Geração de eletricidade conectada à rede 1. A partir de fontes renováveis”, versão 16.0 de 28/04/2014 /10/ o limite de projeto proposto (extensão espacial) inclui usina de projeto e todas as usinas fisicamente conectadas ao sistema elétrico nacional (SIN – Sistema Interligado Nacional) ao qual a atividade de projeto proposta está relacionada. O diagrama do limite de projeto apresentado na seção B.3 do DCP Versão 4.4 de 17/06/2016 inclui usinas de projeto e todas as usinas fisicamente conectadas ao SIN e descreve os gases inclusos nas variáveis de limite de projeto e monitoramento. Delineação do Sistema Interligado Nacional é fornecida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico /88/, de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 versão 16.0 de 28/04/2014 /10/.													
	Fontes de emissões inclusas no limite de projeto são apresentadas na tabela abaixo:													
		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GHGs envolvidos</th> <th>Descrição</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Emissões de linha de base</td> <td>CO2</td> <td>Emissões de geração de eletricidade em usinas de combustível fóssil conectadas à rede nacional que é deslocada devido à atividade de projeto.</td> </tr> <tr> <td>Emissões de projeto</td> <td>N/A</td> <td>Como a densidade de potência da atividade de projeto é maior do que 10 W/m<sup>2</sup>, emissões de projeto são consideradas iguais a zero de acordo com a metodologia aprovada ACM0002 /10/.</td> </tr> <tr> <td>Vazamento</td> <td>N/A</td> <td>As principais emissões que potencialmente geram vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são emissões geradas devido a atividades como construção de usina e emissões upstream de uso de combustível fóssil. Conforme definido pela metodologia aplicada /10/, estas fontes de emissão são negligenciadas (nenhum vazamento precisa ser considerado).</td> </tr> </tbody> </table>		GHGs envolvidos	Descrição	Emissões de linha de base	CO2	Emissões de geração de eletricidade em usinas de combustível fóssil conectadas à rede nacional que é deslocada devido à atividade de projeto.	Emissões de projeto	N/A	Como a densidade de potência da atividade de projeto é maior do que 10 W/m <sup>2</sup> , emissões de projeto são consideradas iguais a zero de acordo com a metodologia aprovada ACM0002 /10/.	Vazamento	N/A	As principais emissões que potencialmente geram vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são emissões geradas devido a atividades como construção de usina e emissões upstream de uso de combustível fóssil. Conforme definido pela metodologia aplicada /10/, estas fontes de emissão são negligenciadas (nenhum vazamento precisa ser considerado).
		GHGs envolvidos	Descrição											
Emissões de linha de base	CO2	Emissões de geração de eletricidade em usinas de combustível fóssil conectadas à rede nacional que é deslocada devido à atividade de projeto.												
Emissões de projeto	N/A	Como a densidade de potência da atividade de projeto é maior do que 10 W/m <sup>2</sup> , emissões de projeto são consideradas iguais a zero de acordo com a metodologia aprovada ACM0002 /10/.												
Vazamento	N/A	As principais emissões que potencialmente geram vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são emissões geradas devido a atividades como construção de usina e emissões upstream de uso de combustível fóssil. Conforme definido pela metodologia aplicada /10/, estas fontes de emissão são negligenciadas (nenhum vazamento precisa ser considerado).												
Fontes de emissões que não foram abordadas pela metodologia aplicada e que espera-se que contribuam com mais de 1% da redução de emissões anual média esperada geral não foram identificadas.														
<b>Resultados</b>	CAR 25: O DCP versão 1 descreve o limite de projeto como “Extensão espacial do limite de projeto inclui a usina e todas as usinas fisicamente conectadas ao sistema elétrico definido para o projeto do MDL”, entretanto não especifica as usinas.													
	Para encerrar CAR 25 O limite foi revisado de acordo com ACM0002.													
<b>Conclusão</b>	Verificando informações e evidências disponíveis em documentos da ANEEL /21/, licenças ambientais /48/ - /52/ e a localização física, RINA confirma que todas as fontes de emissão e gases foram inclusos no limite de projeto e a descrição no DCP é precisa e completa e também que as fontes e gases selecionados se justificam para a atividade de projeto proposta.													

## D.8.5. Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base

<b>Meios de validação</b>	<p>De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002 versão 16.0 de 28/04/2014 /10/ o cenário de linha de base é Eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto seria gerada alternativamente pela operação de usinas conectadas à rede e adição de novas fontes de geração, como refletido pelos cálculos de margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” versão 5.0, datada de 27/11/2015 /15/.</p> <p>O cenário de linha de base prescrito se aplica a atividade de projeto desde que esteja em conformidade com as políticas nacionais e/ou setoriais conforme verificado nos documentos ANEEL /24/ /45/ /67/.</p> <p>RINA conseguiu verificar toda evidência documentada e pode confirmar que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Com relação ao fator de emissão aplicado, de acordo com o Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT, o Sistema Interligado Nacional é definido como um único</li> </ul>
---------------------------	---

	<p>sistema de eletricidade para calcular o fator de emissão de CO<sub>2</sub>. O fator de emissão da rede é fornecido pela AND brasileira e será monitorado <i>ex-post</i> durante o período de créditos /87/.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Todos os dados usados para calcular o fator de emissão fornecido no DCP passaram por verificação cruzada com fontes confiáveis fornecidas pela AND brasileira /87/.</li> </ul> <p>De acordo com a metodologia de linha de base aprovada ACM0002 versão 16.0 de 28/04/2014 /10/ os seguintes cenários alternativos para a atividade de projeto proposta foram considerados e discutidos para o cenário de linha de base:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cenário 1: A alternativa à atividade de projeto é a continuação da situação atual (anterior) de eletricidade fornecida pelas usinas existentes do sistema interligado;</li> <li>• Cenário 2: A atividade de projeto proposta realizada sem registro como atividade de projeto do MDL.</li> </ul> <p>A metodologia de linha de base aprovada, ACM0002 versão 16.0 de 28/04/2014 /10/ foi aplicada corretamente para identificar o cenário de linha de base mais razoável e este representa o que ocorreria na ausência da atividade de projeto de MDL proposta.</p>
<b>Resultados</b>	CAR 8: o cenário de linha de base não foi descrito de acordo com a metodologia ACM0002. Para encerrar CAR 8 o DCP foi revisado para aplicar a versão mais recente da "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade".
<b>Conclusão</b>	RINA confirma que as suposições e dados usados na identificação do cenário de linha de base confirmado representam razoavelmente o que ocorreria na ausência da atividade de projeto proposta.

#### D.8.6. Demonstração de adicionalidade

<b>Meios de validação</b>	<p>De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002 /10/, a adicionalidade do projeto foi estabelecida aplicando a Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade, versão 07.0.0, datada de 23/11/2012 /13/.</p> <p>A opinião da RINA acima sobre adicionalidade do projeto proposto é explicada mais detalhadamente nos passos a seguir.</p> <p>Consideração prévia sobre o mecanismo de desenvolvimento limpo</p> <p>Foi demonstrado que MDL foi seriamente considerado antes da decisão de prosseguir com o projeto proposto, de acordo com as "Orientações para demonstração e avaliação de prévia consideração do MDL" /20/.</p> <p>Evidência da séria consideração do MDL pode ser demonstrada através da emissão do Decreto brasileiro nº. 5.025 datado de 30 de março de 2004, que regula a Lei nº. 10.438/2002. Este Decreto afirma que a meta da PROINFA é redução dos gases estufa conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) sob o Protocolo de Kyoto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política "Tipo E". Adicionalmente, o Artigo 16 do Decreto nº. 5.025/2004 determina a criação da conta PROINFA, administrada pela Eletrobras (compradora de energia) e é composta por rendimentos e custos relacionados, entre outros, a atividades do projeto do MDL.</p> <p>Para participar do programa o proprietário do projeto deve cumprir com todos os requisitos apresentados no "Guia de Habilitação" PROINFA de acordo com a Lei nº. 10.438/2002 e seus Decretos regulatórios.</p> <p>Créditos de carbono são claramente mencionados em Decretos PROINFA, poder-se-ia alegar que o governo realmente espera receber tais valores e portanto eles foram considerados no preço contratado. Por outro lado, patrocinadores do projeto estavam cientes dos requisitos do programa e que rendimentos de créditos de carbono ajudariam a superar as barreiras tecnológicas e financeiras existentes no momento.</p> <p>A data de início da atividade de projeto é 30/06/2004, correspondendo a data na qual PPAs foram assinados /24/. No momento da assinatura do PPA, proprietários do projeto sabiam e estavam cientes das condições e requisitos estabelecidos para sua participação no PROINFA. Sob sua responsabilidade o governo brasileiro demonstrou seu compromisso e esforços em fazer com que projetos PROINFA sejam registrados no MDL.</p> <p>A linha do tempo de marcos chave a seguir foi elaborada com base em evidências verificáveis coletadas durante o processo de validação. As informações são consistentes com a linha do tempo fornecida no DCP e todos os eventos apresentam uma sequência lógica, que está de acordo com os requisitos e regras do MDL.</p>
---------------------------	---

	Data	Atividades marco verificadas
1	26/04/2002	Publicação da Lei nº. 10.438, que cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) /55/.
2	30/03/2004	Publicação do Decreto nº. 5.025 que regula a Lei nº. 10.438/2002, que afirma que a meta da PROINFA é redução dos gases estufa conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) sob o Protocolo de Kyoto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável /56/.
3	30/06/2004	Assinatura dos Contratos de Compra de Energia da atividade de projeto com a Eletrobrás /24/.
4	30/08/2004	Nota Técnica nº. 006/2004 do Departamento de Meio Ambiente da Eletrobrás. Apresenta discussão sobre o quadro mercado de MDL e créditos de carbono e inserção da Eletrobrás no MDL.
5	13-17/06/2005	Participação da equipe da Eletrobrás no curso de treinamento de MDL promovido pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito ("CRESESB").
6	02/08/2005	Nota Técnica nº. 007/2005 do Departamento de Meio Ambiente da Eletrobras. Apresenta discussão relacionada a propriedade de créditos de carbono e análise detalhada relacionada a registro de projetos PROINFA no MDL.
7	09-11/11/2005	VIII ENGEMA (Encontro Nacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente). Encontro Nacional realizado pela Eletrobrás e Fundação Getúlio Vargas (FGV) sobre as vantagens de projetos MDL no Brasil. Apresentou os benefícios do MDL e riscos relacionados a incertezas depois de 2012.
8	11/11/2005	Reunião internacional da Eletrobrás para criação de uma Equipe Técnica relacionada ao Protocolo de Kyoto e mercados de créditos de carbono.
9	16/11/2005	Debate da Equipe Técnica criada para discutir créditos de carbono em MDL de projetos PROINFA.
10	17/01/2006	Ofício nº. MDL/02/2006/CIMGC. Esclarecimentos fornecidos pela AND brasileira sobre data de início e créditos de carbono retroativos para o Ministério de Minas e Energia. A AND brasileira informou que projetos PROINFA não poderiam receber créditos retroativos, pois projetos elegíveis para créditos retroativos devem iniciar a operação de 01/01/2000 a 18/11/2004, o que não é o caso dos projetos PROINFA.
11	01/06/2007	Relatório "PROINFA – Grupo Executivo dos Créditos de Carbono do Proinfa" elaborado para apresentação a Diretoria Executiva da Eletrobras. O relatório apresentou estimativa de reduções de emissões e rendimentos relacionados. Conclui com a proposta de criação de departamentos internacionais para gestão de assuntos do MDL relacionados a projetos PROINFA.
12	12/06/2007	2183ª Reunião da Diretoria Executiva da Eletrobrás para discutir o Relatório "PROINFA – Grupo Executivo dos Créditos de Carbono do Proinfa". Cria Departamentos de Coordenação para gestão, desenvolvimento e comercialização de créditos de carbono em MDL de projetos PROINFA.
13	30/10/2008	Previsão de custos MDL da Eletrobras (treinamento de pessoal, validação, taxa de registro, verificação e contratação de companhia de consultoria) a serem inclusos no Plano Anual do Proinfa 2009 ("PAP").
14	25/03/2009	Nota Técnica DE/UEP nº. 108/2009 emitida pela Unidade Gestora do PROINFA solicitando a inclusão na previsão de despesas relacionadas ao desenvolvimento de MDL para projetos PROINFA no Plano Anual do Proinfa ("PAP") /60/.
15	01/02-18/02/2010	Discussões internas da Eletrobras com relação a possibilidade de assinatura de um acordo de cooperação com a Universidade do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) e cumprimento dos requisitos legais/normativos relacionados.

16	26/05/2010	Relatório elaborado para apresentação à Diretoria Executiva da Eletrobrás com relação a assinatura de um Acordo de Cooperação entre a Eletrobrás e a Universidade do Rio de Janeiro (UFRJ), escopo, módulos e previsão de custos.
17	31/08/2010	Rascunho do Acordo de Cooperação entre a Eletrobrás e a Universidade do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) para treinamento técnico das equipes da Eletrobrás e COPPE/UFRJ sobre metodologias e procedimentos de MDL a serem usados em projetos PROINFA.
18	07-11/2011	Publicação de DCPs em português para consulta pública.
19	05/10/2012	Validação do MDL começando com a publicação do DCP para Consulta a Partes Interessadas Globais no website da UNFCCC.

Concluindo, de acordo com os requisitos da VVS /9/, RINA pode confirmar que MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto.

#### Identificação de alternativas

De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002 versão 16.0 de 28/04/2014 /10/, como este projeto consiste na implementação de doze (12) usinas/unidades de energia renovável conectadas a rede novas o cenário de linha de base é definido como “Eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto seria gerada alternativamente pela operação de usinas conectadas à rede e adição de novas fontes de geração, como refletido pelos cálculos de margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

De acordo com ACM 0002, o projeto se aplica a atividades de geração de eletricidade renovável conectada à rede que:

- (a) Instalem uma usina totalmente nova;
- (b) Envolvam capacidade de ser adicionado a usinas existentes;
- (c) Envolvam adaptação posterior de uma usina/unidade em operação existente;
- (d) Envolvam reabilitação de usinas/unidades existentes; ou
- (e) Envolvam substituição de usinas/unidades existentes.

Foi confirmado durante visita ao local e a partir de licenças da ANEEL /21/ que a opção (a) se aplica à atividade de projeto proposta.

Adicionalmente a metodologia se aplica sob as seguintes condições:

(a) A atividade de projeto pode incluir usinas/unidades de energia renovável dos seguintes tipos: usina/unidade hidrelétrica com ou sem reservatório, usina/unidade eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade solar, usina/unidade de ondas ou usina/unidade de marés.

A atividade de projeto proposta consiste na instalação de doze (12) pequenas centrais hidrelétricas /21/.

(b) No caso de aumento de capacidade, adaptação posterior, reabilitação ou substituição (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, solar, de ondas ou marés): a usina existente iniciou operação comercial antes do início do período histórico de referência mínimo de cinco anos, usado para cálculo de emissões de linha de base e definido na seção de emissões de linha de base e nenhum aumento de capacidade, adaptação posterior ou reabilitação da usina/unidade foi realizada entre o início deste período histórico de referência mínimo e implementação da atividade de projeto.

Não aplicável pois somente projetos/unidades novos são considerados na atividade de projeto proposta.

No caso de usinas hidrelétricas, uma das seguintes condições se aplica:

(a) A atividade de projeto é implementada em reservatórios únicos ou múltiplos existentes, sem mudança no volume de qualquer dos reservatórios; ou

(b) A atividade de projeto é implementada em reservatórios únicos ou múltiplos existentes, com aumento do volume de qualquer dos reservatórios e densidade de potência calculada usando a equação (3) é maior que  $4 \text{ W/m}^2$ ; ou

(c) A atividade de projeto resulta em novos reservatórios únicos ou múltiplos e densidade de potência calculada usando a equação (3) maior que  $4 \text{ W/m}^2$ ; ou

(d) A atividade de projeto é um projeto hidrelétrico integrado envolvendo vários reservatórios, com densidade de potência de qualquer um dos reservatórios calculada usando a equação (3) menor que ou igual a  $4 \text{ W/m}^2$ , todas as condições a seguir se aplicam:

(i) A densidade de potência calculada usando a capacidade instalada total do projeto integrado, de acordo com a equação (4) é maior que  $4 \text{ W/m}^2$ ;

(ii) Fluxo de água entre reservatórios não é usado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade de projeto;

(iii) A capacidade instalada de usinas com densidade de potência menor que ou igual a  $4 \text{ W/m}^2$  deve ser:

a. Menor que ou igual a 15 MW; e

b. Menos de 10 por cento da capacidade instalada total de projeto hidrelétrico integrado.

No caso da atividade de projeto proposta, a opção (c) se aplica, pois pequenas centrais hidrelétricas resultam em novos reservatórios únicos com densidade de potência maior que  $4 \text{ W/m}^2 / 20$ .

SHP	Capacidade Instalada (MW)	Área do Reservatório ( $\text{km}^2$ )	Densidade de Potência ( $\text{W/m}^2$ )
São Pedro	30,06	0,11	273,27
Carangola	15,30	0,0059	2.593,22
Calheiros	19,26	0,26	74,08
São Simão	27,00	0,72	37,50
Funil	22,68	1,5	15,12
São Joaquim	21,60	0,063	342,86
Fumaça IV	4,50	0,04	112,50
Jataí	30,00	0,425	70,58
Irara	30,00	2,58	11,63
Bonfante	18,24	0,55	33,16
Monte Serrat	26,89	0,55	48,88
Santa Fé	30,06	1,278	23,52

No caso de projetos hidrelétricos integrados, o proponente do projeto deve:

- (a) Demonstrar que fluxo de água de usinas/unidades a montante se derrama diretamente no reservatório a jusante e coletivamente representam capacidade de geração do projeto hidrelétrico integrado; ou
- (b) Fornecer uma análise do equilíbrio da água, abrangendo água que alimenta unidades de potência, com todas as combinações de reservatório possíveis e sem a construção de reservatórios. O objetivo de equilíbrio da água é demonstrar que o requisito de combinação específica de reservatórios construídos sob a atividade de projeto do MDL para otimização da saída de energia. Esta demonstração deve ser realizada no cenário específico de disponibilidade de água em diferentes estações para otimizar fluxo de água na entrada de unidades de potência. Portanto, este equilíbrio da água levará em consideração fluxos sazonais do rio, tributários (se houver) e chuva por no mínimo cinco anos antes da implementação da atividade de projeto do MDL.

Não se aplica, pois a atividade de projeto proposta não é do tipo projeto integrado.

Adicionalmente, a metodologia não se aplica ao seguinte:

- (a) Atividades de projeto que envolvam troca de combustível fóssil para fontes de energia renováveis no local da atividade de projeto, pois neste caso a linha de base pode continuar a usar combustíveis fósseis no local.

Não se aplica pois todas as pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta são projetos de eletricidade conectada à rede.

- (b) Usinas movidas a biomassa;

Não se aplica pois apenas pequenas centrais hidrelétricas foram incluídas na atividade de projeto proposta.

O proponente do projeto justificou a escolha do cenário de linha de base de acordo com a metodologia aplicada que é considerada razoável.

#### Análise de investimento

Escolha de abordagem: Participantes do projeto aplicaram a Opção III Análise de Benchmarking, de acordo com a ferramenta de adicionalidade aplicada /12/ e com as “Orientações de Avaliação de Análise de Investimento” /14/. Análise de custo simples não se aplica, pois o projeto gerará benefícios econômicos e financeiro (de vendas de eletricidade) além do rendimento relacionado ao MDL. A análise de comparação de investimento não se aplica porque a única alternativa à atividade de projeto é fornecimento de eletricidade de uma rede, o que não é considerado como projeto de investimento similar. O indicador financeiro/econômico usado para cada pequena central hidrelétrica incluída na atividade de projeto proposta é o Valor Presente Líquido (VPL). O VPL dos projetos foram calculado considerando o benchmark do setor elétrico: o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC).

#### Escolha do Benchmark

O benchmark escolhido é calculado com base em custos médios ponderados de capital (WACC) que é a referência adequada para a atividade de projeto e cumpre com as “Orientações de Avaliação de Análise de Investimento” versão 5.0 /14/, de acordo com as orientações a referência de projeto precisa ser calculada com base em taxas de obrigações. O cálculo de WACC usa dados anteriores a junho de 2004, pois a decisão de investir foi tomada em 30/06/2004 /18/ - /44/. O custo médio ponderado de capital é calculado como segue:

$$WACC = Wd \times Kd + We \times Ke$$

**We** e **Wd** são, respectivamente, pesos de capital e débito normalmente observados no setor. Pesos são derivados das “Orientações de avaliação de análise de investimento”, que considera um valor padrão para projetos MDL: 50% débito (**Wd**) e 50% (**We**) capital foram supostos como valor padrão. **Kd** e **Ke** são, respectivamente o custo de débito e de capital.

O cálculo do custo do débito **kd** é obtido através da seguinte fórmula:

$$Kd = [1 + (a + b + c) \times (1 - t)] / [(1 + \pi) - 1]$$

Onde:

- a é o custo financeiro calculado como 10,97% com base na taxa de juros a longo prazo fornecida pelo BNDES em uma faixa média de 5 anos /78/;
- b é a margem de lucro calculada em 2,50% com base na margem de lucro do BNDES, de acordo com a política de crédito para atividades de geração de energia /79/;

- $c$  é a taxa de risco de crédito calculada em 1,50%. O valor de referência usado é o risco de crédito máximo definido pelo BNDES /80/.
- $\pi$  é a previsão da inflação no Brasil, calculada em 5,5% /81/;
- $t$  é a alíquota marginal presumida como zero, pois o cálculo de IRR do projeto é baseado no lucro presumido, de acordo com a regra de impostos brasileira, não é aplicável /82/.

Portanto, o custo do débito após impostos é calculado como 8,97%.

O Custo de Capital  $K_e$  representa a taxa de retorno de investimentos de capital, e é fornecido pela fórmula:

$$K_e = ((1+R_f)/(1+I)-1) + \beta * (R_m - R_f) + R_c$$

Onde:

- $R_f$  (taxa livre de risco): calculada com base na taxa de retorno média do Título Americano (TBond), de acordo com “Orientações de avaliação de análise de investimento” versão 5.0 /14/, considerando a média de valores de 1999 a 2003, o valor obtido foi 5,42%, de acordo com o período de investimento e com verificação cruzada usando os dados disponíveis no website da Receita Federal, RINA realizou verificação cruzada dos valores apresentados na página da Receita Federal /83/.
- $R_m$  (prêmio de risco em renda variável): calculado como 6,54%, com base na diferença histórica entre os retornos S&P 500 e os retornos de títulos americanos a longo prazo. RINA fez verificação cruzada dos valores apresentados na página da Damodaran /84/;
- $R_c$  (prêmio de risco de país estimado): calculado como 9,71%, com base no Prêmio de Risco do Brasil no período entre 1999 e 2003. RINA fez verificação cruzada dos valores apresentados dados JP Morgan disponíveis na página da IPEA /85/;
- $\beta$  (beta ajustado da indústria): calculado como 0,89%, com base na covariância do retorno diário de indústrias elétricas listadas em S&P500 de 2004. Quando beta foi potencializado novamente as condições do regime de lucro presumido (ou suposto) foram usadas, para as quais a alíquota é zero ao potencializar beta novamente. Companhias da indústria elétrica foram selecionadas para cálculo de beta /84/;
- $(I)$  inflação esperada nos EUA: considerada como 2,02%, supondo que com relação ao mercado de débitos livres de risco dos EUA EMBI+ é 0, o EMBI+ do Brasil seria calculado para o risco aumentado ou reduzido dos mercados de débito do Brasil para os EUA /86/.

Portanto,  $K_e$  é calculado como 18,84%.

Considerando os valores apresentados acima temos o seguinte:

$$WACC = 50\% \times 8,97\% + 50\% \times 18,84\%$$

$$WACC = 13,91\%$$

Este referencial não é específico para os proprietários do projeto, pois foi calculado com base em dados públicos considerando os riscos enfrentados por qualquer projeto de Pequena Central Hidrelétrica no Brasil. Apesar do modelo CAPM geralmente ser usado para calcular um referencial em base de capital, neste caso aceita-se que seja aplicado para um benchmark baseado em projeto, porque foi adaptado ao projeto usando beta potencializado novamente para condição de regime de lucro presumido (ou suposto), para o qual a alíquota é zero em nova potencialização.

RINA também comparou o benchmark demonstrado no DCP com benchmark estimado pelo governo brasileiro no momento do lançamento de PROINFA. Para determinar o preço da energia subsidiada para diferentes tipos de projetos renováveis, o Ministério de Minas e Energia estabeleceu 14,89% ao ano como retorno econômico mínimo exigido para projetos de energia. Este valor foi disponibilizado ao público para audiência pública, depois disso o resultado final foi 13,91% ao ano. Apesar de não haver informação disponível sobre os parâmetros considerados e seu cálculo, este valor é o mesmo como referencial para o setor elétrico calculado por proprietários do projeto.

Adicionalmente, RINA também verificou o benchmark estimado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) para o Custo de Capital para Pequenas Centrais Hidrelétricas /87/, a FGV é um centro independente de estudos econômicos renomado e confiável no Brasil, na estimativa desenvolvida pela FGV o cálculo do benchmark é feito como mencionado acima, também com base em fontes oficiais( BNDES) e na literatura específica. O benchmark estimado pela Fundação Getúlio Vargas para uma usina hidrelétrica hipotética de até 50 MW no Brasil é de

14,7% no ano de 2005, 13,96% em 2006, 12,52% Em 2007, 11,45% em 2008 e 11,88% em 2009 /87/. Todos estes valores são mais altos do que referencial calculado pelo participante do projeto.

RINA confirmou que as suposições feitas e os valores considerados para cálculo do benchmark são razoáveis.

#### Parâmetros de entrada

RINA validou os parâmetros em entrada usados na análise do investimento e os passos abaixo foram seguidos para avaliar a análise de investimento:

Avaliação do período entre o momento da decisão de investir e a data de início da atividade de projeto proposta. Todos os dados usados para análise do investimento estavam disponíveis no momento em que se decidiu investir. A data da decisão de investir e de início da atividade de projeto é 30/06/2004 de acordo com Contratos de Compra e Venda de Energia assinados com a ELETROBRÁS de acordo com PROINFA /24/. Todos os dados aplicados na planilha da decisão de investimento foram avaliados pela Rina e serão explicados na tabela abaixo.

Os parâmetros de entrada usados na análise financeira passaram por verificação cruzada e todas as fontes de dados usadas para verificação cruzada foram verificadas durante o processo de validação. O seguinte foi realizado:

Valor de entrada	Avaliação																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Investimento – CAPEX em R\$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>JATAÍ</td><td>77.726.750</td></tr> <tr><td>FUMAÇA IV</td><td>12.526.630</td></tr> <tr><td>SÃO SIMÃO</td><td>74.468.670</td></tr> <tr><td>BONFANTE</td><td>102.307.160</td></tr> <tr><td>IRARA</td><td>77.115.070</td></tr> <tr><td>MONTE SERRAT</td><td>75.872.040</td></tr> <tr><td>SÃO PEDRO</td><td>85.986.740</td></tr> <tr><td>CARANGOLA</td><td>44.992.760</td></tr> <tr><td>CALHEIROS</td><td>51.061.680</td></tr> <tr><td>FUNIL</td><td>67.512.620</td></tr> <tr><td>SÃO JOAQUIM</td><td>61.462.030</td></tr> <tr><td>SANTA FÉ</td><td>62.814.519</td></tr> </tbody> </table>	Investimento – CAPEX em R\$		JATAÍ	77.726.750	FUMAÇA IV	12.526.630	SÃO SIMÃO	74.468.670	BONFANTE	102.307.160	IRARA	77.115.070	MONTE SERRAT	75.872.040	SÃO PEDRO	85.986.740	CARANGOLA	44.992.760	CALHEIROS	51.061.680	FUNIL	67.512.620	SÃO JOAQUIM	61.462.030	SANTA FÉ	62.814.519	RINA comparou e verificou os parâmetros de entrada usados na análise financeira com os parâmetros declarados no Orçamento Padrão Eletrobras (“OPE”) apresentado por cada pequena central hidrelétrica para participar do programa PROINFA /5/ e nos PPAs assinados /24/.
Investimento – CAPEX em R\$																											
JATAÍ	77.726.750																										
FUMAÇA IV	12.526.630																										
SÃO SIMÃO	74.468.670																										
BONFANTE	102.307.160																										
IRARA	77.115.070																										
MONTE SERRAT	75.872.040																										
SÃO PEDRO	85.986.740																										
CARANGOLA	44.992.760																										
CALHEIROS	51.061.680																										
FUNIL	67.512.620																										
SÃO JOAQUIM	61.462.030																										
SANTA FÉ	62.814.519																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Capacidade Instalada em MW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>JATAÍ</td><td>30,00</td></tr> <tr><td>FUMAÇA IV</td><td>4,50</td></tr> <tr><td>SÃO SIMÃO</td><td>27,00</td></tr> <tr><td>BONFANTE</td><td>19,00</td></tr> <tr><td>IRARA</td><td>30,00</td></tr> <tr><td>MONTE SERRAT</td><td>25,00</td></tr> <tr><td>SÃO PEDRO</td><td>30,00</td></tr> <tr><td>CARANGOLA</td><td>15,00</td></tr> <tr><td>CALHEIROS</td><td>19,00</td></tr> <tr><td>FUNIL</td><td>22,50</td></tr> <tr><td>SÃO JOAQUIM</td><td>21,00</td></tr> <tr><td>SANTA FÉ</td><td>30,00</td></tr> </tbody> </table>	Capacidade Instalada em MW		JATAÍ	30,00	FUMAÇA IV	4,50	SÃO SIMÃO	27,00	BONFANTE	19,00	IRARA	30,00	MONTE SERRAT	25,00	SÃO PEDRO	30,00	CARANGOLA	15,00	CALHEIROS	19,00	FUNIL	22,50	SÃO JOAQUIM	21,00	SANTA FÉ	30,00	RINA comparou e verificou os parâmetros de entrada usados na análise financeira com os parâmetros declarados no Orçamento Padrão Eletrobras (“OPE”) apresentado por cada pequena central hidrelétrica para participar do programa PROINFA /5/ e nos PPAs assinados /24/.
Capacidade Instalada em MW																											
JATAÍ	30,00																										
FUMAÇA IV	4,50																										
SÃO SIMÃO	27,00																										
BONFANTE	19,00																										
IRARA	30,00																										
MONTE SERRAT	25,00																										
SÃO PEDRO	30,00																										
CARANGOLA	15,00																										
CALHEIROS	19,00																										
FUNIL	22,50																										
SÃO JOAQUIM	21,00																										
SANTA FÉ	30,00																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Fator de Capacidade da Usina</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>JATAÍ</td><td>64,17%</td></tr> <tr><td>FUMAÇA IV</td><td>59,78%</td></tr> <tr><td>SÃO SIMÃO</td><td>56,30%</td></tr> <tr><td>BONFANTE</td><td>70,95%</td></tr> <tr><td>IRARA</td><td>60,70%</td></tr> <tr><td>MONTE SERRAT</td><td>73,00%</td></tr> <tr><td>SÃO PEDRO</td><td>61,37%</td></tr> <tr><td>CARANGOLA</td><td>64,20%</td></tr> <tr><td>CALHEIROS</td><td>57,47%</td></tr> <tr><td>FUNIL</td><td>64,62%</td></tr> <tr><td>SÃO JOAQUIM</td><td>63,24%</td></tr> <tr><td>SANTA FÉ</td><td>87,00%</td></tr> </tbody> </table>	Fator de Capacidade da Usina		JATAÍ	64,17%	FUMAÇA IV	59,78%	SÃO SIMÃO	56,30%	BONFANTE	70,95%	IRARA	60,70%	MONTE SERRAT	73,00%	SÃO PEDRO	61,37%	CARANGOLA	64,20%	CALHEIROS	57,47%	FUNIL	64,62%	SÃO JOAQUIM	63,24%	SANTA FÉ	87,00%	RINA comparou e verificou os parâmetros de entrada usados na análise financeira com os parâmetros declarados no Orçamento Padrão Eletrobras (“OPE”) apresentado por cada pequena central hidrelétrica para participar do programa PROINFA /5/ e nos PPAs assinados /24/.
Fator de Capacidade da Usina																											
JATAÍ	64,17%																										
FUMAÇA IV	59,78%																										
SÃO SIMÃO	56,30%																										
BONFANTE	70,95%																										
IRARA	60,70%																										
MONTE SERRAT	73,00%																										
SÃO PEDRO	61,37%																										
CARANGOLA	64,20%																										
CALHEIROS	57,47%																										
FUNIL	64,62%																										
SÃO JOAQUIM	63,24%																										
SANTA FÉ	87,00%																										

	<p>Energia Produzida em MWh/ano</p> <table border="1"> <tr><td>JATAÍ</td><td>168.630</td></tr> <tr><td>FUMAÇA IV</td><td>23.564</td></tr> <tr><td>SÃO SIMÃO</td><td>133.152</td></tr> <tr><td>BONFANTE</td><td>118.085</td></tr> <tr><td>IRARA</td><td>159.520</td></tr> <tr><td>MONTE SERRAT</td><td>159.870</td></tr> <tr><td>SÃO PEDRO</td><td>161.272</td></tr> <tr><td>CARANGOLA</td><td>84.359</td></tr> <tr><td>CALHEIROS</td><td>95.659</td></tr> <tr><td>FUNIL</td><td>127.370</td></tr> <tr><td>SÃO JOAQUIM</td><td>116.333</td></tr> <tr><td>SANTA FÉ</td><td>228.636</td></tr> </table>	JATAÍ	168.630	FUMAÇA IV	23.564	SÃO SIMÃO	133.152	BONFANTE	118.085	IRARA	159.520	MONTE SERRAT	159.870	SÃO PEDRO	161.272	CARANGOLA	84.359	CALHEIROS	95.659	FUNIL	127.370	SÃO JOAQUIM	116.333	SANTA FÉ	228.636	<p>Calculada com base em 8.760 horas por ano.</p>
JATAÍ	168.630																									
FUMAÇA IV	23.564																									
SÃO SIMÃO	133.152																									
BONFANTE	118.085																									
IRARA	159.520																									
MONTE SERRAT	159.870																									
SÃO PEDRO	161.272																									
CARANGOLA	84.359																									
CALHEIROS	95.659																									
FUNIL	127.370																									
SÃO JOAQUIM	116.333																									
SANTA FÉ	228.636																									
<p>Preço da Energia: 76,92 R\$/MWh</p>	<p>Rina verificou a média dos resultados do 1º Leilão de Energia realizado pelo governo brasileiro em 2003 e o ajuste feito para refletir o início da operação esperado com base na meta de inflação brasileira /81/.</p>																									
<p>Custos Operacionais (R\$/ano):</p> <table border="1"> <tr><td>JATAÍ</td><td>3.886.338</td></tr> <tr><td>FUMAÇA IV</td><td>626.332</td></tr> <tr><td>SÃO SIMÃO</td><td>3.723.434</td></tr> <tr><td>BONFANTE</td><td>5.115.358</td></tr> <tr><td>IRARA</td><td>3.855.754</td></tr> <tr><td>MONTE SERRAT</td><td>3.793.602</td></tr> <tr><td>SÃO PEDRO</td><td>4.299.337</td></tr> <tr><td>CARANGOLA</td><td>2.249.638</td></tr> <tr><td>CALHEIROS</td><td>2.553.084</td></tr> <tr><td>FUNIL</td><td>3.375.631</td></tr> <tr><td>SÃO JOAQUIM</td><td>3.073.102</td></tr> <tr><td>SANTA FÉ</td><td>3.140.726</td></tr> </table>	JATAÍ	3.886.338	FUMAÇA IV	626.332	SÃO SIMÃO	3.723.434	BONFANTE	5.115.358	IRARA	3.855.754	MONTE SERRAT	3.793.602	SÃO PEDRO	4.299.337	CARANGOLA	2.249.638	CALHEIROS	2.553.084	FUNIL	3.375.631	SÃO JOAQUIM	3.073.102	SANTA FÉ	3.140.726	<p>Rina verificou os valores através de evidências da Eletrobrás/Ministério de Minas e Energia: "Orientações para estudos e projetos para pequenas centrais hidrelétricas" /61/.</p>	
JATAÍ	3.886.338																									
FUMAÇA IV	626.332																									
SÃO SIMÃO	3.723.434																									
BONFANTE	5.115.358																									
IRARA	3.855.754																									
MONTE SERRAT	3.793.602																									
SÃO PEDRO	4.299.337																									
CARANGOLA	2.249.638																									
CALHEIROS	2.553.084																									
FUNIL	3.375.631																									
SÃO JOAQUIM	3.073.102																									
SANTA FÉ	3.140.726																									
<p>Custo do Sistema de Conexão TUSD/TUSD (R\$/kW mês)</p> <table border="1"> <tr><td>JATAÍ</td><td>1,56</td></tr> <tr><td>FUMAÇA IV</td><td>1,57</td></tr> <tr><td>SÃO SIMÃO</td><td>1,57</td></tr> <tr><td>BONFANTE</td><td>2,77</td></tr> <tr><td>IRARA</td><td>1,56</td></tr> <tr><td>MONTE SERRAT</td><td>2,39</td></tr> <tr><td>SÃO PEDRO</td><td>1,57</td></tr> <tr><td>CARANGOLA</td><td>2,77</td></tr> <tr><td>CALHEIROS</td><td>2,39</td></tr> <tr><td>FUNIL</td><td>2,77</td></tr> <tr><td>SÃO JOAQUIM</td><td>1,57</td></tr> <tr><td>SANTA FÉ</td><td>2,39</td></tr> </table>	JATAÍ	1,56	FUMAÇA IV	1,57	SÃO SIMÃO	1,57	BONFANTE	2,77	IRARA	1,56	MONTE SERRAT	2,39	SÃO PEDRO	1,57	CARANGOLA	2,77	CALHEIROS	2,39	FUNIL	2,77	SÃO JOAQUIM	1,57	SANTA FÉ	2,39	<p>Rina verificou a taxa de conexão estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através de suas Resoluções e Portaria ANEEL nº 1.005 de 24/12/2003 /73/.</p>	
JATAÍ	1,56																									
FUMAÇA IV	1,57																									
SÃO SIMÃO	1,57																									
BONFANTE	2,77																									
IRARA	1,56																									
MONTE SERRAT	2,39																									
SÃO PEDRO	1,57																									
CARANGOLA	2,77																									
CALHEIROS	2,39																									
FUNIL	2,77																									
SÃO JOAQUIM	1,57																									
SANTA FÉ	2,39																									
<p>Taxa de Inspeção ANEEL (R\$/kW ano): 284,81 R\$/ano</p>	<p>Rina verificou a Taxa de Inspeção ANEEL de acordo com a Lei 9427/1996, Decreto 2410/1997 /73/.</p>																									
<p>Vida útil do equipamento – 50 anos</p>	<p>Rina verificou o valor através de evidência do Orçamento Padrão Eletrobrás ("OPE") apresentado por cada pequena central hidrelétrica para participar do programa PROINFA /5/.</p>																									
<p>PIS – Contribuição Social – 0,65%</p>	<p>Rina verificou a Lei brasileira 10.637/2002 /74/.</p>																									
<p>COFINS – Seguridade Social – 3,00%</p>	<p>Rina verificou a Lei brasileira 10.637/2002 /76/.</p>																									
<p>Renda presumida para Imposto de Renda – 8,00%</p>	<p>Rina verificou o Decreto Nº. 3.000 datado de 26/03/1999 /75/.</p>																									
<p>Renda presumida para Taxa Social – 12,00%</p>	<p>Rina verificou a Lei Nº. 8.981 datado de 20/01/1995 /75/.</p>																									
<p>IR – Imposto de Renda – 25%</p>	<p>Rina verificou a Lei Nº. 8.541 datada de 23/12/1992/75/.</p>																									
<p>CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – 9%</p>	<p>Rina verificou a Lei Nº. 105 datado de 10/01/2001 /75/.</p>																									

Com base nas informações verificadas, RINA conseguiu confirmar que os parâmetros de entrada usados na análise do investimento são razoáveis e representam adequadamente a situação econômica da atividade de projeto no momento em que se decidiu investir.

#### Cálculo e conclusão

Os cálculos da TIR foram fornecidos na planilha de análise financeira: "Eletrobras\_FCF\_" /4/. Os cálculos foram verificados e considerados corretos pela RINA, e as suposições usadas no cálculo também foram consideradas corretas. O VPL de projeto dos projetos sem MDL estava negativo no momento da decisão de investir, como apresentado na tabela abaixo, o que demonstra que a atividade de projeto não é financeiramente atraente ao investidor, o que confirma que a atividade de projeto proposta na ausência de benefícios do MDL e comparada com o benchmark de 13,91% não é financeiramente atraente.

Projeto	VPL
São Pedro	-77.248.723
Carangola	-40.393.244
Calheiros	-48.668.477
São Simão	-70.870.553
Funil	-60.369.666
São Joaquim	-54.100.479
Fumaça IV	-11.324.496
Jataí	-22.273.500
Irara	-68.589.649
Bonfante	-94.493.936
Monte Serrat	-60.650.266
Santa Fé	-29.712.262

#### Análise de sensibilidade

Uma análise de sensibilidade foi realizada para os parâmetros contribuindo com mais de 20% de rendimentos e custos, para demonstrar a robustez da análise financeira. Variações razoáveis do Investimento, potência líquida, preço da energia e custos O&M foram considerados variando os parâmetros em +/- 10%. O resultado da análise de sensibilidade é apresentado na tabela abaixo:

Cenário	São Pedro	Carangola	Calheiros	São Simão	Funil	São Joaquim
Original	-77.248.723	-40.393.244	-48.668.477	-70.870.553	-60.369.666	-54.100.479
Aumento no preço da energia	-71.312.063	-37.287.864	-45.147.111	-65.969.019	-55.680.962	-49.818.086
Aumento no fator de carga (PLF)/energia assegurada da usina de projeto	-71.312.063	-37.287.864	-45.147.111	-65.969.019	-55.680.962	-49.818.086
Redução de custos operacionais	-75.042.756	-39.238.966	-47.358.502	-68.960.079	-58.637.648	-52.523.687
Redução do investimento no projeto	-68.248.913	-35.684.072	-43.324.101	-63.076.283	-53.303.452	-47.667.550

Cenário	Fumaça IV	Jataí	Irara	Bonfante	Monte Serrat	Santa Fé
Original	-	-	-	-	-	-
	11.324.496	22.273.500	68.589.649	94.493.936	60.650.266	29.712.262
Aumento no preço da energia	-	-	-	-	-	-
	10.457.054	16.065.965	62.717.483	90.147.049	54.765.201	21.295.812

Aumento no fator de carga (PLF)/energia assegurada da usina de projeto	- 10.457.054	- 16.065.965	- 62.717.483	- 90.147.049	- 54.765.201	- 21.295.812
Redução de custos operacionais	- 11.003.129	- 20.279.440	- 66.611.282	- 91.869.272	- 58.703.789	- 28.100.771
Redução do investimento no projeto	- 10.013.396	- 14.138.222	- 60.518.393	- 83.785.948	- 52.709.112	- 23.137.774

A análise de sensibilidade acima mostra que mesmo quando os parâmetros mudam em favor do projeto, o VPL de pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta sem registro no MDL é negativo. Concluindo, a análise de investimento e avaliação de sensibilidade, demonstraram que o projeto proposto não é financeiramente atraente.

Análise de barreira: Adicionalidade só foi demonstrada através de análise de investimento.

Análise de prática comum: De acordo com a "*Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade*", versão 7.0.0, a análise de prática comum é realizada em projetos similares considerados como estando na mesma região, em escala similar e que acontecem em ambiente parecido com relação ao quadro regulamento, clima de investimento, acesso à tecnologia, acesso a financiamento, etc.

Para análise de prática comum, o PP comparou outras atividades operacionais e similares à atividade de projeto proposta, incluindo análise de PCHs localizadas nos mesmos estados da atividade de projeto proposta, isto é, Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Goiás (área geográfica), a região foi escolhida com base nas diferentes condições climáticas destas regiões do Brasil, no quadro regulatório ambiental específico, a subdivisão do preço da energia por mercados e valores diferentes de TUSD/TUST e é adequada. Como geração de energia é baseada em energia renovável, a atividade de projeto proposta aplica a opção (b) das "Orientações de prática comum" relacionadas à Medida: "Troca de tecnologia com ou sem mudança de fonte de energia incluindo melhoria da eficiência energética além do uso de energias renováveis".

O resultado produzido pela atividade de projeto proposta é energia renovável gerada por usinas hidrelétricas conectadas a rede. De acordo com o regulamento brasileiro, usinas hidrelétricas de pequena escala são definidas como usinas com capacidades instaladas entre 1MW e 30MW e áreas de reservatório de não mais de 3km<sup>2</sup> (Resolução ANEEL nº. 652/2003). Pequenas centrais hidrelétricas têm regulamentos específicos com relação à legislação/regulamento ambiental e de eletricidade, incluindo impostos. Como a atividade de projeto está inserida no contexto da legislação brasileira, é razoável comparar a atividade de projeto proposta com outras pequenas centrais hidrelétricas de acordo com a definição do País Anfitrião de usinas de pequena escala (e não de acordo com a definição de MDL-EB de pequena escala). Considerando que nenhuma usina hidrelétrica de grande escala de acordo com a definição da ANEEL foi considerada na análise de prática comum.

Portanto, a tecnologia que fornece o mesmo resultado da atividade de projeto proposta no contexto da medição e área geográfica aplicável é geração de eletricidade por pequenas centrais hidrelétricas conectadas à rede. Considerou-se que usinas hidrelétricas de grande escala tinham tecnologia diferente da atividade de projeto proposta.

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

A atividade de projeto proposta inclui doze (12) pequenas centrais hidrelétricas resultando em 275,6 MW de capacidade instalada. Isto resultaria em um intervalo de 137,8 MW e 413,4 MW. Entretanto, apesar das "Orientações para prática comum" que afirmam claramente que o passo 1 deve ser aplicado para a "atividade de projeto", PPs analisaram a capacidade instalada de pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta para uma abordagem conservadora. Portanto um intervalo entre 2,25 MW e 45,09 MW foi considerada.

**PASSO 2: Identificar projetos similares (tanto MDL quanto não MDL)**

O participante do projeto considerou projetos de energia renovável conectados à rede localizados nos estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Goiás. Como a "data de início" da atividade de projeto é 30/06/2004, quando PPA's PROINFA foram assinados, somente projetos com início de operação comercial antes de 30/06/2004 foram considerados

	<p>para fins de análise de prática comum. Um total de 71 usinas, incluindo projetos MDL e não MDL foi identificado. A quantidade de usinas foi verificada através do banco de dados da ANEEL /72/.</p> <p><b>PASSO 3: dos projetos identificados no Passo 2, identifique aqueles que não são atividades de projeto MDL, atividades de projeto apresentadas para registro, nem atividades de projeto passando por validação. Anote seu número N<sub>all</sub>.</b></p> <p>Conforme verificado no website da UNFCCC, 05 projetos foram excluídos da lista de projetos identificados no Passo 2 acima, portanto N<sub>all</sub> = 66.</p> <p><b>Passo 4: dos projetos similares identificados no Passo 3, identifique aqueles que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposta. Anote seu número N<sub>diff</sub>.</b></p> <p>Conforme verificado no website da ANEEL, dos 66 projetos considerados, a única pequena central hidrelétrica que pode ser considerada similar à atividade de projeto é Cachoeira do Lavrinha (antiga São Patrício), pois é uma pequena central hidrelétrica com 3 MW de capacidade instalada, localizada no estado de Goiás, e operações começaram em abril de 2004 (depois o novo quadro regulatório do setor elétrico e antes da data de início da atividade de projeto). Portanto, N<sub>diff</sub> = 65</p> <p><b>Passo 5: Calcular o fator <math>F=1-N_{diff}/N_{all}</math> representando a parte de projetos similares (taxa de penetração da medida/tecnologia) usando uma medida/tecnologia similar àquela usada na atividade de projeto proposta que forneça o mesmo resultado ou capacidade da atividade de projeto proposta</b></p> <p><math>N_{all} - N_{diff} = 1 &lt; 3</math> e  <math>F = 1 - N_{diff}/N_{all} = 0,01 &lt; 0,2</math></p> <p>Resultado: A atividade de projeto proposta seria prática comum dentro do setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior do que 0,2 e N<sub>all</sub> - N<sub>diff</sub> é maior que 3. Conforme demonstrado acima, a atividade de projeto não é prática comum na área geográfica aplicável.</p>
Resultados	<p>CAR06 e CAR 10: A versão mais recente da ferramenta de adicionalidade não estava sendo usada na versão 1 do DCP.</p> <p>CAR 9: O DCP versão 1 seção B.5 menciona o Decreto Nº. 5025 de 30/03/2004 que declara que o PROINFA também pretende reduzir emissões de GHG de acordo com os termos do Protocolo de Kyoto e com a UNFCCC. O DCP não explicou de forma transparente ou forneceu evidência de que os benefícios de MDL foram um fator decisivo na <u>decisão de continuar com a atividade de projeto</u> conforme exigido pela VVS parágrafo 108 (a).</p> <p>CAR 11: As datas da decisão de investir de cada usina não são fornecidas pelo PP</p> <p>CAR 12: O argumento de prática comum apresentado no DCP versão 1 seção B.5 não segue as Orientações de Prática Comum versão 02.0</p> <p>CAR 26: O preço da energia considerado para análise de investimento não considera a inflação como declarado.</p> <p>CL 5: Não é claro como os contratos (PPA) considerados como data de início do projeto cumprem com a definição de data de início do projeto fornecida pelo Glossário de Termos de MDL</p> <p>RINA pode confirmar que todos os dados, justificativas, suposições, justificativas e documentação fornecidos pelos participantes do projeto para apoiar a demonstração de adicionalidade foram atualizados e são verdadeiros e confiáveis na versão mais recente do DCP /1/.</p>
Conclusão	<p>Avaliando as evidências apresentadas e fazendo verificação cruzada das informações incluídas, RINA considera os motivos para demonstração de adicionalidade do projeto proposto é verdadeiro e razoável, isto é, o projeto proposto tem a capacidade de reduzir emissões antropogênicas de gases estufa por fontes abaixo das que ocorreriam na ausência da atividade de projeto do MDL registrada.</p>

### D.8.7. Reduções de emissões

Meios de validação	<p>As fórmulas e fatores usados nos cálculos de emissões do projeto estão de acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 – “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” versão 16.0 de 28/04/2014 /9/. De acordo com a metodologia aplicada, reduções de emissão são calculadas como segue:</p>
--------------------	---

$ER_y = BE_y - PE_y$ , onde:

$ER_y$  – reduções de emissões;  
 $BE_y$  – emissões de linha de base;  
 $PE_y$  – emissões de projeto

Como no caso do projeto proposto nem as emissões de projeto nem vazamento foram considerados para a atividade de projeto:  $PE_y = 0$ , então  $ER_y = BE_y$ ,

Todas as estimativas de emissões de linha de base podem ser replicadas usando dados e valores de parâmetro fornecidos no DCP e arquivos de apoio apresentados para registro e as fontes de dados mencionadas foram verificadas por RINA.

#### **Emissões de linha de base**

Cálculos de linha de base estão de acordo com ACM0002 – “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” versão 16.0 de 28/04/2014 /9/, que afirma que, em caso de novas usinas hidrelétricas, a eletricidade gerada e fornecida pela atividade de projeto à rede seria gerada pela operação de usinas conectadas a rede e adição de novas fontes de geração, conforme refletido em cálculos de margem combinada (CM). Portanto, emissões de linha de base consideram emissões de  $CO_2$  de geração de eletricidade em usinas alimentadas por combustíveis fósseis que foram deslocadas devido à atividade de projeto, calculados através das seguintes equações, adequadamente aplicadas por participantes do projeto:

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

- $BE_y$  – Emissões de linha de base no ano  $y$  ( $tCO_2$ /ano);
- $EG_{PJ,y}$  – Quantidade de geração líquida de eletricidade que é produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto MDL no ano  $y$  (MWh/ano)
- $EF_{grid, CM,y}$  – Margem combinada do fator de emissão de  $CO_2$  para geração de eletricidade conectada a rede no ano  $y$

#### **Cálculo ex-ante de reduções de emissão**

O valor do fator de emissão da rede de margem combinada foi calculado com base no fator de emissão da margem construída ( $EF_{grid, BM,y}$ ) de 0.2963  $tCO_2$ /MWh e média de valores mensais do fator de emissão de margem de operação ( $EF_{grid, OM-DD,y}$ ) de 0.5837  $tCO_2$ /MWh. Considerando os pesos aplicados de 0.5 o fator de emissão em rede combinado resulta em  $EF_{grid, CM,y} = 0.4400$   $tCO_2$ /MWh.

Valores de margem de construção e fator de emissão de margem de operação são fornecidos pela AND brasileira /87/, considerando um único sistema elétrico (“Sistema Interconectado Nacional” – SIN) para calcular o fator de emissão de  $CO_2$  e calculado de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” /15/ aplicando dados referentes a 2014.

#### **Cálculo ex-post de reduções de emissão**

O fator de emissão de margem combinada ( $EF_{grid, CM,y}$ ) será calculado ex-post usando fatores de emissão de  $CO_2$  para a margem de construção e margem de operação fornecidos pela AND brasileira /15/. Fatores de emissão de  $CO_2$  para a margem de construção e a margem de operação para geração de eletricidade no Sistema Interconectado Nacional (SIN) são calculados de acordo com a análise do despachante, a partir de registros de geração de usinas despachado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

#### **Emissões de projeto**

No caso do projeto proposto, emissões de projeto, de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 – “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” versão 16.0 /9/, são relacionadas a emissões de reservatórios de água de usinas hidrelétricas (PEHP, $y$ ) e são calculadas de acordo com a seguinte equação:

$PEHP,y = EFRes * TEGy/1000$ , onde:

- PEHP,y – Emissões de projeto de reservatórios de água (tCO<sub>2</sub>e/ano);
- EFRes – Fator de emissão padrão para emissões de reservatórios de usinas hidrelétricas no ano y (kgCO<sub>2</sub>e/MWh);
- TEGy - Total de eletricidade produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida a rede e a eletricidade fornecida a cargas internas no ano y (MWh)

Conforme definido pela metodologia de linha de base aplicada ACM002 versão 16.0 /9/, se a densidade de potência for maior que 10 W/m<sup>2</sup>, as emissões de projeto são presumidas como zero. A densidade de potência (PD) é calculada de acordo com a seguinte equação:

$PD = (CapPJ - CapBL)/(APJ - ABL)$ , onde:

- PD – Densidade de potência da atividade de projeto (W/m<sup>2</sup>);
- CapPJ – Capacidade instalada da usina hidrelétrica após implementação da atividade de projeto (W);
- CapBL – Capacidade instalada da usina hidrelétrica após implementação da atividade de projeto (W). Para usinas hidrelétricas novas este valor é zero;
- APJ – Área do reservatório medida na superfície da água, após implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m<sup>2</sup>);
- ABL – Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m<sup>2</sup>). Para reservatórios novos este valor é zero.

Para determinar se há emissões de projeto envolvidas na atividade de projeto proposta, as densidades de potência de pequenas usinas hidrelétricas foram calculadas como segue:

Projeto	Cap <sub>PJ</sub> (MW)	A <sub>PJ</sub> (km <sup>2</sup> )	PD (W/m <sup>2</sup> )
São Pedro	30,06	0,11	273,27
Carangola	15,30	0,0059	2.593,22
Calheiros	19,26	0,26	74,08
São Simão	27,00	0,72	37,50
Funil	22,68	1,5	15,12
São Joaquim	21,60	0,063	342,86
Fumaça IV	4,50	0,04	112,50
Jataí	30,00	0,425	70,58
Irara	30,00	2,58	11,63
Bonfante	18,24	0,55	33,16
Monte Serrat	26,89	0,55	48,88
Santa Fé	30,06	1,278	23,52

Como as densidades de potência de pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto são maiores do que 10 W/m<sup>2</sup>, não há emissões de projeto envolvidas na atividade de projeto proposta.

#### Vazamento

De acordo com ACM002: "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 16.0.0) de 28/04/2014 /10/ nenhuma emissão de vazamento foi considerada.

#### Resultados

CAR 13; O DCP versão 1 não descreve os métodos usados pela AND brasileira para calcular o fator de emissão daquela mesma seção. Adicionalmente, não há registro nas seções B.6.1 e B.6.3 sobre se BM e OM foram calculados ex-post ou ex-ante de acordo com as Orientações.

CAR 14; Planilhas CERs versão 1 apresentadas pelo PP à equipe de validação não contêm as fórmulas usadas e o DCP não especifica o ano dos dados usados pela AND brasileira para o fator de emissão

CAR 15; Nem a seção B.6.1 nem a B.6.3 do DCP justificam os valores adotados para Cap<sub>BL</sub> ou A<sub>BL</sub>. Adicionalmente as planilhas ERs não apresentam as fórmulas usadas no cálculo de PE.

Todas as fórmulas em cálculos ERs devem ser abertas para validação

CL01: Uma resolução publicada pela ANEEL /8/ afirma que a energia assegurada para a PCH Caçador é 13,53MW em média, entretanto, o Despacho N° 2.755 de 29/08/2007 /13/ afirma

	<p>que o projeto básico para a PCH Caçador foi revisado para aumentar sua capacidade instalada dos 15MW iniciais vistos na Resolução N° 670 de 26/12/2001 /15/ para 22,5MW.</p> <p>CAR 13; O DCP versão 3 /1/ descreve claramente os métodos usados pela AND brasileira para calcular o fator de emissão.</p> <p>CAR 14; As planilhas CERs versão 3 apresentadas contém as fórmulas usadas e o DCP especifica o ano de 2014 como dados usados pela AND brasileira para o fator de emissão.</p> <p>CAR 15; Valores usados para <math>Cap_{BL}</math> ou <math>A_{BL}</math> nas seções B.6.1 e B.6.3 do DCP versão 3 são justificados e considerados razoáveis.</p> <p>CAR 27: O DCP versão 3 corrigiu a quantidade estimada de reduções de emissão média anual de GHG como 215.363 tCO<sub>2</sub>e.</p> <p>CL01: O PP apresentou e-mail oficial datado de 19 de fevereiro de 2016 da ANEEL declarando a energia assegurada para Cotiporã e Caçador.</p>
<b>Conclusão</b>	<p>Na opinião da RINA equações e parâmetros aplicados no DCP e na planilha CERs estimados para calcular emissões de projeto, emissões de linha de base, vazamento e reduções de emissão cumprem com os requisitos da metodologia aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" /10/ e ferramentas aplicáveis.</p>

### D.8.8. Plano de monitoramento

<b>Meios de validação</b>	<p>A metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" /10/ foi aplicada.</p> <p>RINA verificou todos os parâmetros apresentados no plano de monitoramento em comparação com os requisitos da metodologia, nenhum desvio da atividade de projeto relevante foi encontrado no plano.</p> <p><b>Parâmetros determinados ex-ante</b></p> <p>Os parâmetros ex-ante mencionados na metodologia estão inclusos no DCP e são fornecidos em conformidade com a mesma:</p>				
		<b>Dados/parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor aplicado</b>	<b>Avaliação</b>
	1	$EF_{Res}$	kgCO <sub>2</sub> e/MWh	90	Fator de emissão padrão de reservatórios de acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 16.0.0 de 28/11/2014 /10/.
	2	$Cap_{BL}$	W	0	De acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 16.0.0 de 28/11/2014 /10/, $Cap_{BL}$ para usinas hidrelétricas novas é considerado 0, que é o caso desta atividade de projeto, conforme verificado durante visita ao local e verificado através de licenças ambientais /6/.
3	$A_{BL}$	m <sup>2</sup>	0	De acordo com a metodologia de linha de base aplicada ACM0002 "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 16.0.0 de 28/11/2014 /10/, $A_{BL}$ para usinas hidrelétricas novas é considerado 0, que é o caso desta atividade de projeto, conforme verificado durante visita ao local e verificado através de licenças ambientais /48/.	

**Parâmetros monitorados ex-post**

Parâmetros ex-post mencionados na metodologia estão incluídos no DCP e são fornecidos em conformidade com a metodologia e serão monitorados durante o período de créditos:

	Parâmetro	Descrição/Avaliação																										
1	$EG_{facility,y}$ – A quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede será verificada através de medidores de eletricidade (um principal e um de reserva), de acordo com as normas nacionais definidas por NOS /89/	<p>Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecida pela atividade de projeto proposta à rede no ano y. Este valor é calculado com base na energia assegurada de cada PCH, fornecida pela ANEEL /70/, que multiplicada por 8760 horas/ano, resultou nas seguintes quantidades de geração de eletricidade por cada PCH por ano.</p> <p>A quantidade de eletricidade fornecida à rede passará por verificação cruzada com registros de eletricidade vendida. A quantidade de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto será medida por medidores de eletricidade que sigam Procedimentos de Rede ONS com classe de precisão 0.2 /88/.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Projeto</th> <th><math>EG_{facility,y}</math> (MWh/yr)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>São Pedro</td> <td>161.272</td> </tr> <tr> <td>Carangola</td> <td>84.359</td> </tr> <tr> <td>Calheiros</td> <td>95.659</td> </tr> <tr> <td>São Simão</td> <td>133.152</td> </tr> <tr> <td>Funil</td> <td>114.668</td> </tr> <tr> <td>São Joaquim</td> <td>116.333</td> </tr> <tr> <td>Fumaça IV</td> <td>22.864</td> </tr> <tr> <td>Jataí</td> <td>168.630</td> </tr> <tr> <td>Irara</td> <td>159.520</td> </tr> <tr> <td>Bonfante</td> <td>118.085</td> </tr> <tr> <td>Monte Serrat</td> <td>160.133</td> </tr> <tr> <td>Santa Fé</td> <td>143.664</td> </tr> </tbody> </table>	Projeto	$EG_{facility,y}$ (MWh/yr)	São Pedro	161.272	Carangola	84.359	Calheiros	95.659	São Simão	133.152	Funil	114.668	São Joaquim	116.333	Fumaça IV	22.864	Jataí	168.630	Irara	159.520	Bonfante	118.085	Monte Serrat	160.133	Santa Fé	143.664
Projeto	$EG_{facility,y}$ (MWh/yr)																											
São Pedro	161.272																											
Carangola	84.359																											
Calheiros	95.659																											
São Simão	133.152																											
Funil	114.668																											
São Joaquim	116.333																											
Fumaça IV	22.864																											
Jataí	168.630																											
Irara	159.520																											
Bonfante	118.085																											
Monte Serrat	160.133																											
Santa Fé	143.664																											
2	$EF_{grid,CM,y}$ – O fator de emissão de CO <sub>2</sub> de margem combinada é calculado de acordo com a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade”, com base nos valores do fator de emissão de CO <sub>2</sub> de Margem de Operação e valores de fator de emissão de CO <sub>2</sub> de Margem de construção, que foram disponibilizados ao público pela AND brasileira. Portanto, monitoramento deste parâmetro será ex post através do acesso periódico aos dados fornecidos pela AND /87/.	<p>Fator de emissão de CO<sub>2</sub> de margem combinada para geração de eletricidade conectada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade”, de 0,4400 tCO<sub>2</sub>/MWh. Calculado com base nos valores mais recentes do fator de emissão da rede brasileira disponibilizados ao público no website da AND brasileira /87/.</p>																										
3	$Cap_{PJ}$ – monitorado com base em documentos ANEEL	<p>Capacidade instalada da usina hidrelétrica após implementação da atividade de projeto. Com base nas placas de identificação de equipamentos de geração elétrica /6/.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Projeto</th> <th><math>Cap_{PJ}</math> (W)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>São Pedro</td> <td>30.060.000</td> </tr> <tr> <td>Carangola</td> <td>15.300.000</td> </tr> <tr> <td>Calheiros</td> <td>19.260.000</td> </tr> </tbody> </table>	Projeto	$Cap_{PJ}$ (W)	São Pedro	30.060.000	Carangola	15.300.000	Calheiros	19.260.000																		
Projeto	$Cap_{PJ}$ (W)																											
São Pedro	30.060.000																											
Carangola	15.300.000																											
Calheiros	19.260.000																											

4		São Simão	27.000.000
		Funil	22.680.000
		São Joaquim	21.600.000
		Fumaça IV	4.500.000
		Jataí	29.997.000
		Irara	29.997.000
		Bonfante	18.240.000
		Monte Serrat	26.885.000
		Santa Fé	30.060.000
	APJ – levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélite	Área do reservatório medida na superfície da água, após implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m <sup>2</sup> ), com base em licenças ambientais /48/-/52/. A área do reservatório será monitorada através de dados topográficos no local da atividade de projeto (feita uma vez no momento do projeto) e o nível do reservatório será monitorado anualmente pelo patrocinador do projeto.	
		<b>Projeto</b>	<b>APJ (m<sup>2</sup>)</b>
		São Pedro	110.000
		Carangola	5.900
		Calheiros	260.000
		São Simão	720.000
		Funil	1.500.000
		São Joaquim	63.000
		Fumaça IV	40.000
		Jataí	425.000
Irara	2.580.000		
Bonfante	550.000		
Monte Serrat	550.000		
Santa Fé	1.278.000		

#### Sistema de gestão e garantia de qualidade

A quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede será medida a cada hora e registrada e verificada mensalmente através dos medidores de eletricidade (um principal e um de reserva) instalado em cada PCH. Medidores devem estar em conformidade com as normas nacionais apresentadas pelo módulo ONS 12.2 (que pode ser visto no link: [http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo\\_12.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx)) /88/, e regulamentos da indústria para garantir precisão.

Calibração de medidores será realizada por uma organização qualificada que deve estar em conformidade com normas nacionais e regulamentos da indústria /88/ para garantir precisão do sistema. A frequência de calibração segue o Procedimento 12.3 de ONS. De acordo com procedimentos ONS, calibração dos medidores deve ocorrer a cada dois anos de acordo com os requisitos da diretriz SSC.

Após calibração, medidores devem ser vedados para segurança e certificados de calibração devem ser registrados com outros registros de monitoramento. A classe de precisão de equipamentos que serão usados na atividade de projeto está de acordo com as normas nacionais (NBR 14519 da Associação Brasileira de Normas Técnicas)

Pode ser visualizada no Procedimento 12.2 do ONS /88/.

Medidores de eletricidade localizados na subestação medem a quantidade líquida de eletricidade gerada pela atividade de projeto, isto é, eletricidade enviada à rede. Estes dados são usados para cálculo de reduções de emissão. Eletricidade enviada a rede pode passar por verificação cruzada usando o recibo (registros de eletricidade vendida) ou/e controle interno. Calibração de medidores localizados no "ponto de conexão" da rede deve ser feita a cada 2 anos conforme exigido pelos Procedimentos de Rede ONS /88/.

Além de medições de eletricidade feitas por donos do projeto, toda energia gerada por pequenas centrais hidrelétricas também é monitorada online por medidores CCEE, também de acordo com procedimentos de rede brasileiros /88/. O sistema de medição de CCEE tem um sistema de comunicação com uma função de envio de dados de eletricidade enviada a rede a CCEE. CCEE é responsável por leituras mensais e manter registros da energia enviada.

<b>Resultados</b>	<p>CAR 16: Seção B.6.2. do DCP versão 1 não reflete parâmetros ex-ante usados pelos PPs para cálculos CERs de acordo com a metodologia aplicada.</p> <p>CAR 17: O plano de monitoramento descrito no DCP versão 1 não cumpre com os requisitos de ACM0002 nem com as “Orientações para Documento de Projeto (MDL-DCP)” versão 01.0</p> <p>CAR 18: Seções B.7.2 e B.7.3. não foram preenchidas de acordo com os requisitos das Orientações para preenchimento do formulário de projeto</p> <p>CAR 19: O DCP versão 1 não é transparente ao indicar responsabilidades e arranjos institucionais para coleta, registro, arquivamento e relatório de dados conforme exigido pelas “Orientações de Documento de Projeto (MDL-DCP)” versão 01.0. e ACM0002</p> <p>Para encerrar CAR 16, 17, 18 e 19: O DCP versão 3 /1/ foi revisado de acordo com a metodologia e as “Orientações para preencher o Formulário de Documento de Projeto”.</p>
<b>Conclusão</b>	<p>O plano de monitoramento está de acordo com a metodologia de monitoramento; o plano de monitoramento dará oportunidade para medição real das reduções de emissão obtidas.</p> <p>RINA confirma que arranjos de monitoramento descritos no plano de monitoramento são viáveis dentro do projeto e os meios de implementação do plano são suficientes para garantir que reduções de emissões atingidas pela/resultantes da atividade de projeto do MDL possam ser relatadas ex post e verificadas.</p>

### D.9. Duração e período de créditos

<b>Meios de validação</b>	Conforme publicado no DCP (versão 1) um período de crédito fixo de 10 anos 0 meses foi escolhido, começando em 01/01/2016 ou na data de registro do MDL, que acontece mais tarde.
<b>Descobertas</b>	<p>CAR 20: A data de início do período de crédito definida no DCP versão 1 (01/01/2013) não está de acordo com a linha de tempo de validação.</p> <p>A data de início do período de crédito foi revisada para 01/01/2016 ou data de registro do MDL, Que acontece mais tarde. CAR 20 foi encerrada.</p>
<b>Conclusão</b>	A opinião da RINA é que a data de início do projeto, vida útil operacional esperada, tipo e duração do período de crédito e data de início do período de crédito descritos no DCP estão de acordo com as disposições da Norma de Projeto.

### D.10. Impactos ambientais

<b>Meios de validação</b>	<p>Os impactos em potencial causados pela implementação da atividade de projeto foram analisados nas fases de licenciamento ambiental dos projetos relacionados, sendo considerados na elaboração de estudos ambientais para obtenção de licenças. Para mitigar e/ou compensar estes impactos, os seguintes programas e medidas foram implementados:</p> <p><b>Bonfante:</b>  Restauração de áreas degradadas; Monitoramento da qualidade da água e ictiofauna; Compensação de Atividades de Mineração, Monitoramento do Nível de Lençóis Freáticos; Restauração e Processo de Controle de Erosão e Margens; Indenização por propriedade e melhoria e gestão de população; Saneamento ambiental; Recreação e lazer; Comunicação Social, Plano ambiental para construção; Patrimônio histórico; Plano ambiental para Preservação e Uso da Área do Reservatório; Limpeza do Reservatório.</p> <p><b>Calheiros:</b>  Projeto de Infraestrutura Básica, Programa de Monitoramento de Assoreamento de Reservatório; Programa de Monitoramento do Processo de Erosão em Margens do Reservatório; Plano de Remoção para Áreas Diretamente Afetadas; Restauração de Áreas Degradadas; Medidas de Mitigação para Áreas com Fluxo Reduzido; Programa de Resgate de Ictiofauna; Plano de Monitoramento; Programa de Resgate da Fauna; Plano de Monitoramento da Qualidade da Água e Limnologia; Programa de Relacionamento com a Comunidade – Comunicação Social; Programa de Suporte a Municípios, Programa de Cuidado da Saúde Ocupacional, Projeto de Prospecção Arqueológica; Projeto de Negociação de Terrenos; Plano Ambiental para Preservação e Uso dos Arredores do Reservatório; Gestão Ambiental; Programa de Fortalecimento da Unidade de Preservação, Programa de Monitoramento de Anfíbios e Répteis.</p> <p><b>Carangola:</b>  Programa de Controle do Canteiro de Obras, Programa de Restauração de Áreas Degradadas; Programa de Restauração da Floresta Ripária, Programa de Resgate da Flora, Programa de Desflorestamento, Programa de Monitoramento da Qualidade da Água, Programa de Preservação da Ictiofauna; Programa de Resgate e Monitoramento da Ictiofauna; Subprograma de Implementação do Mecanismo de Transposição, Programa de Comunicação Social; Programa de Educação Ambiental; Programa de Negociação; Programa de Recuperação da Infraestrutura Afetada; Programa de Ação de Fortalecimento</p>
---------------------------	--

para Serviços Comunitários e Públicos, Plano de Monitoramento Socioambiental, Programa de Segurança, Programa de Educação sobre Patrimônio/Resgate Arqueológico; Plano Ambiental para Preservação e Uso dos Arredores do Reservatório; Programa de Coordenação Ambiental; Programa de Suporte a Atividades de Turismo e Lazer, Plano de Assistência Social.

**Fumaça IV:**

Programa de Controle de Águas Residuais e Resíduos no Canteiro de Obras; Programa de Controle do Processo de Erosão; Programa de Restauração de Áreas Degradadas; Plano de Monitoramento de Qualidade da Água e Limnologia, Programa de Restauração da Floresta Ripária; Programa de Desflorestamento, Programa de Compensação Ambiental; Programa de Conservação de Ictiofauna; Programa de Resgate da Fauna; Programa de Monitoramento; Programa de Comunicação Social; Programa de Educação Ambiental, Programa de Prospecção Arqueológica; Programa de Negociação de Terreno; Programa de Educação sobre Patrimônio; Programa de Ação de Fortalecimento de Serviços Comunitários e Públicos; Programa de Registro da Memória da Cachoeira Fumaça, Programa de Restauração da Cachoeira Emília, Plano Ambiental para Preservação e Uso dos Arredores do Reservatório, Programa de Coordenação Ambiental.

**Funil:**

Programa de Controle Ambiental no Canteiro de Obras; Programa de Monitoramento do Processo de Erosão de Reservatório; Programa de Restauração de Áreas Degradadas; Programa de Resgate da Flora; Programa de Desflorestamento; Programa da Restauração da Floresta Ripária; Programa de Preservação da Ictiofauna; Plano de Monitoramento da Qualidade da Água; Plano de Monitoramento de Aves; Programa de Resgate da Fauna; Programa de Educação Ambiental; Programa de Comunicação Social; Programa de Negociação de Terreno; Programa de Educação sobre Patrimônio; Prospecção Arqueológica; Programa de Suporte ao Fortalecimento de Serviços Comunitários e Públicos; Programa de Atendimento Médico; Plano de Assistência Social; Plano Ambiental para Uso dos Arredores; Plano de Monitoramento Socioeconômico; Plano de Monitoramento de Açoreamento de Reservatório; Programa de Coordenação Ambiental.

**Irara:**

Gestão Ambiental, Projeto de Conscientização Ambiental; Projeto de Educação Ambiental; Segurança; Atendimento Médico; Resgate do Patrimônio Arqueológico, Negociação de Terreno, Plano Mestre para o Reservatório e Arredores; Monitoramento de Fluxos Upstream e Dowsntream, Programa de Limpeza do Reservatório; Programa de Resgate da Flora; Incentivo a Restauração da Floresta Ripária; Programa de Prevenção e Combate a Incêndio; Resgate da Fauna; Resgate de Ictiofauna; Programa de Monitoramento de Avifauna, Anfíbios, Repteis e Mamíferos; Programa de Monitoramento de Ictiofauna; Programa de Monitoramento de Qualidade da Água; Monitoramento e Controle de Macrófitas Aquáticas; Criação de Unidades de Preservação.

**Jataí:**

Programa de Educação Ambiental e Cuidado da Saúde Ocupacional; Resgate da Flora e Restauração do Ambiente; Programa de Monitoramento e Gestão da Fauna; Programa de Criação de Parque Linear; Programa de Controle e Monitoramento de Insetos; Programa de Restauração de Áreas Degradadas; Programa de Monitoramento e Gestão de Aves; Programa de Conservação e Resgate de Ictiofauna; Programa de Gestão Ambiental; Programa de Controle de Açoreamento; Programa de Controle de Camping e Instalações; Controle Ambiental em Área de Fluxo de Saída Reduzido; Programa de Negociação de Melhorias do Terreno; Programa de Apoio Institucional; Plano Ambiental para Preservação e Uso dos Arredores do Reservatório; Programa de Monitoramento de Qualidade da Água; Informações Ambientais para a População dos Arredores; Programa Levantamento e Resgate de Patrimônio Arqueológico; Programa de Prevenção de Acidentes com Animais Peçonhentos.

**Monte Serrat:**

Programa de Restauração de Áreas Degradadas, Programa de Monitoramento de Ictiofauna e Qualidade da Água; Compensação de Atividades de Mineração; Monitoramento do Nível do Lençol Freático; Restauração de Margens e Controle de Processos de Erosão; Indenização por Propriedades e Gestão da População Reassentada; Programa de Saneamento Ambiental; Programa de Recreação e Lazer; Programa de Comunicações Sociais; Plano Ambiental para a Construção; Programa de Patrimônio Histórico; Plano Ambiental para Preservação e Uso do Reservatório; Limpeza do Reservatório.

**SHP Santa Fé:**

Programa de Restauração de Áreas Degradadas; Limpeza do Reservatório e Remoção da Vegetação; Programa de Compensação Ambiental; Programa de Reorganização da Infraestrutura; Indenização por Propriedades e Gestão da População Reassentada;

Programa de Proteção de Margens de Rios e Reservatórios; Programa de Preservação e Estudos do Patrimônio Arqueológico; Levantamento e Resgate do Patrimônio Arqueológico; Programa de Valorização do Patrimônio; Programa de Suporte a Atividades de Recreação e Lazer; Programa de Preservação da Fauna e Flora; Programa de Conservação e Monitoramento da Ictiofauna; Programa de Monitoramento de Açoreamento e Fluxo; Programa de Educação Ambiental; Programa de Monitoramento do Lençol Freático; Programa de Monitoramento de Direitos de Mineração; Programa para Preservação e Uso da Área do Reservatório.

**São Joaquim:**

Programa de Monitoramento Meteorológico; Programa de Monitoramento Hidrológico; Caracterização de Intrusão de Água Salgada na Região do Anchieta; Programa de Restauração de Bacia Hidrográfica; Programa de Restauração de Áreas Degradadas; Plano de Monitoramento da Ictiofauna; Programa de Resgate da Fauna; Programa de Comunicações Sociais; Programa de Desenvolvimento de Lazer e Turismo; Programa de Reflorestamento dos Arredores do Reservatório; Programa de Priorização de Mão de Obra Local; Programa de Preservação da Flora; Plano Ambiental para a Construção; Programa de Implementação da Unidade de Preservação; Programa de Prospecção Arqueológica; Programa de Negociação de Terreno.

**São Pedro:**

Programa de Prevenção, Controle e Monitoramento de Processos de Erosão, Plano de Monitoramento Qualitativo e Quantitativo de Recursos Hídricos; Programa de Levantamento de Cargas de Poluição para o Córrego do Gordo e o Rio Jucu Braço Norte; Controle de Emissão Atmosférica; Programa de Coleta de Sementes e Produção de Mudas; Programa de Resgate da Flora; Programa de Restauração de Áreas Degradadas; Programa de Reflorestamento dos Arredores do Reservatório; Programa de Resgate da Fauna; Programa de Monitoramento de Ictiofauna, Anfíbios, Répteis e Aves; Plano de Monitoramento Qualitativo e Quantitativo de Comunidades de Plânctons; Plano Ambiental para Preservação e Uso dos Arredores do Reservatório; Programa de Criação de Unidade de Preservação; Programa de Educação Ambiental; Programa de Incentivo ao Turismo e Entretenimento; Programa de Prospecção Arqueológica.

**São Simão:**

Programa de Educação Ambiental; Programa de Prevenção, Controle e Monitoramento de Processos de Erosão, Plano de Monitoramento Qualitativo e Quantitativo de Recursos Hídricos; Programa de Restauração de Áreas Degradadas; Programa de Coleta de Sementes e Produção de Mudas; Programa de Resgate da Flora; Programa de Reflorestamento dos Arredores do Reservatório; Programa de Monitoramento de Ictiofauna, Anfíbios, Répteis, Aves e Mamíferos; Programa de Criação de Unidade de Preservação; Programa de Resgate da Fauna; Programa de Incentivo ao Turismo e Entretenimento; Programa de Prevenção de Acidentes; Programa de Prospecção Arqueológica.

Todos os projetos inclusos na atividade de projeto proposta estão funcionando e têm as licenças ambientais apresentadas na tabela abaixo. Caso a licença operacional tenha expirado, o protocolo de renovação é apresentado, demonstrando que desenvolvedores do projeto solicitaram renovação da licença e está em processo de renovação na agência ambiental.

**Licenças de operação para pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta**

SHP	Agência Ambiental	Número da Licença de Operação (LO)	Data de emissão da LO	Validade da LO	Protocolo de Renovação
São Pedro	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	197/2014	06/08/2014	06/08/2018	Sim
Carangola	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD)	089/ZM	22/10/2007	22/10/2013	Sim

	Calheiros	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	686/2007	31/10/2011	31/10/2021	Não
	São Simão	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	273/2014	13/11/2014	13/11/2018	Sim
	Funil	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD)	378/2007	27/12/2007	27/12/2011	Sim
	São Joaquim	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	299/2012	08/11/2012	08/11/2016	Não
	Fumaça IV	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	739/2008	04/01/2016	04/01/2022	Não
	Jataí	Secretaria de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos de Goiás (SEMARH)	3359/2011	21/12/2011	21/12/2015	Sim
	Irara	Secretaria de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos de Goiás (SEMARH)	1185/2010	22/12/2010	10/01/2020	Não
	Bonfante	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	756/2008	26/06/2013	26/06/2018	Sim
	Monte Serrat	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	811/2008	05/08/2014	05/08/2024	Sim
	Santa Fé	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	702/2007	13/06/2013	13/06/2018	Não
	Como licenças foram emitidas para implementação dos projetos mencionados acima, estudos ambientais foram realizados durante o processo de licenciamento e impactos para implementação do projeto foram considerados mínimos, senão as licenças não teriam sido emitidas. Cópias de licenças e recebimento da solicitação de renovação estão disponíveis com os Participantes do Projeto e foram apresentados a EOD durante validação.					
<b>Resultados</b>	CAR 22: As datas de emissão e vencimento da última licença operacional para as PCHs Calheiros, Fumaça IV e Monte Serrat não foram corrigidas no DCP versão 1. Adicionalmente as licenças de operação mais recentes ou protocolo de renovação das mesmas para as PCHs Funil, Caçador, Jataí, Santa Fé e Bonfante não foram fornecidas Para encerrar CAR 22 o PP forneceu Licenças de Operação e também confirmação do					

	recebimento de solicitações de renovação de licença.
<b>Conclusão</b>	RINA verificou que aspectos ambientais da atividade de projeto foram analisados pela agência ambiental durante emissão das licenças /47/48/49//50/.

#### D.11. . Consulta a parte interessada local

<b>Meios de validação</b>	<p>Cartas convite foram enviadas a algumas partes interessadas em agosto de 2011, em caso de impossibilidade de provar que cartas convite foram enviadas para consulta a parte interessada de acordo com a Resolução CIMGC no. 7/2008, a Resolução CIMGC no. 10 datada de 22/05/2013 /89/ determina que audiências públicas devem ser realizadas com as partes interessadas que faltam. Como cartas convite estavam faltando para algumas das entidades identificadas, cartas convite para audiência pública foram enviadas às seguintes partes interessadas em maio de 2014:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Governo dos estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Goiás;</li> <li>• Assembleia Legislativa dos estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Goiás;</li> <li>• Instituto Estadual do Ambiente do estado do Rio de Janeiro (“INEA”);</li> <li>• Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento - FBOMS</li> <li>• Ministério Público do estado de Goiás.</li> </ul> <p>Entretanto, durante a validação do MDL houveram dúvidas e mal entendidos com relação a 2ª audiência pública realizada pelos PPs, como nem todas as partes interessadas listadas mencionadas na Resolução CIMGC nº. 7/2008 foram convidadas, somente as entidades envolvidas no projeto que estavam faltando. Adicionalmente, haviam dúvidas relacionadas às entidades a serem consideradas no processo de consulta às partes interessadas pois há projetos inclusos no DCP que ficam localizados em mais de um estado e há projetos localizados em um único estado do País Anfitrião. Além disso RINA demonstrou preocupações relacionadas à audiência pública feita em maio de 2014, pois foi centralizada no Rio de Janeiro e não foi realizada em outros municípios/estados onde a atividade de projeto foi desenvolvida. Por este motivo várias consultas foram feitas à AND brasileira conforme demonstrado na tabela abaixo:</p>		
	<b>Data</b>	<b>Remetente</b>	<b>Conteúdo</b>
	03/12/2012	Eletrobras	Solicitação de esclarecimento para a CIMGC com relação à possibilidade de consulta à parte interessada local (“LSC”) através de prova eletrônica do recebimento.
	17/12/2012	CIMGC	Rejeição da consulta por meios eletrônicos e confirmação de consulta a parte interessada 15 dias antes do início do processo de validação de MDL (“GSP” Início de Parte Interessada Global). A solicitação do Participante do Projeto foi analisada durante a 14ª Assembleia Extraordinária realizada em 11/12/2012.
	17/12/2012	Eletrobras	O Participante do Projeto informou a CIMGC que o processo de validação do MDL da atividade de projeto proposta começou em 05/10/2012 e, portanto, um procedimento para realizar a LSC foi necessário.
	22/07/2014	Eletrobras	O Participante do Projeto informou o status do processo LSC a qualquer momento, isto é, cartas convite enviadas em agosto de 2011 e audiência pública feita em maio de 2014 com as entidades que faltaram ser convidadas em agosto de 2011.
	23/07/2014	CIMGC	Confirmação de que a audiência pública deve ser realizada com todas as partes interessadas listadas na Resolução CIMGC nº. 10/2013.
	07/08/2014	Eletrobras	O Participante do Projeto solicitou esclarecimentos de se a audiência pública podia ser realizada em um único local com todas as partes interessadas, como a resolução não foi clara quanto a esta possibilidade.
	12/08/2014	CIMGC	CIMGC confirmou que a solicitação feita pelo Participante de Projeto seria analisada durante a 82ª Assembleia Extraordinária em 26/09/2014.
	10/09/2014	-	Reunião com a Participante do Projeto (Eletrobras), o Ministério de Minas e Energia (“MME”), o Ministério do Meio Ambiente (“MMA”) e o Ministério de Ciência, Tecnologia e Informação (“MCTI”) para discutir a LSC realizada para a atividade de projeto proposta.
18/09/2014	Eletrobras	O Participante do Projeto enviou ofício informando o	

			status da atividade de projeto proposta e a contribuição destes projetos para sustentabilidade do País Anfitrião. Também informava que todas as partes interessadas listadas na Resolução CIMGC nº. 7/2008 participaram de alguma forma do processo de consulta de agosto de 2011 a maio de 2014.
	30/09/2014	CIMGC	CIMGC sugeriu que a paralização temporária do processo de validação do MDL para elaboração de convite para comentários de partes interessadas locais após a Resolução CIMGC nº 7/2008. O processo de validação deve começar no mínimo 15 dias depois do convite para comentários da parte interessada local, de acordo com a publicação da versão mais recente do DCP no website UNFCCC para consulta. Neste caso EOD providenciará nova publicação do DCP no website de UNFCCC explicando os motivos apresentados pela AND brasileira.
	17/10/2014	EOD	Solicitação de esclarecimento para a Equipe do MDL pra nova publicação do DCP no website da UNFCCC considerando a sugestão da AND brasileira em 30/09/2014.
	04/11/2014	UNFCCC	A Equipe do MDL confirmou que aditamentos/correções de acordo com os requisitos da AND brasileira poderiam ser feitos durante validação do MDL após nova realização do LSC sem nova publicação do DCP para GSP.
	18/11/2014	Eletobras	O Participante do Projeto enviou a resposta da Equipe do MDL para a CIMGC.
	24/11/2014	CIMGC	CIMGC confirma que a descrição do novo processo LSC deve ser inclusa no DCP e no Relatório de Validação. Informou que, apesar de nova publicação não ser feita no website de UNFCCC, toda evidência documentada de nova LSC deve ser disponibilizada ao público no website de UNFCCC durante registro do projeto.
	08/12/2014	Eletobras	O Participante do Projeto realizou nova consulta a partes interessadas através de cartas convidando para comentários enviadas a todas as partes interessadas listadas na Resolução CIMGC nº. 7/2008.
	Conforme apresentado na tabela acima, Participantes do Projeto realizaram uma nova LSC em dezembro de 2014 convidando as partes interessadas listadas na Resolução CIMGC nº. 7/2008 para comentários, conforme indicado pela CIMGC.		
<b>Resultados</b>	CAR 23: O PP apresentou alguns ARs da consulta a parte interessada local já realizada, mas não foi apresentado de forma clara se a equipe de auditoria poderia rastrear ARs até as cartas enviadas. Concluindo CAR 23, PP revisou a versão mais recente do DCP para incluir todas as ações tomadas para consulta da parte interessada local de acordo com requisitos da CIMGC. Os ARs (Recibos de Reconhecimento) e a carta foram fornecidos.		
<b>Conclusão</b>	RINA pode confirmar que o processo é adequado e confiável para consulta a parte interessada local e está em conformidade com os requisitos brasileiros em vigor para tal consulta.		

### SEÇÃO E. Controle de qualidade interno

Todas as revisões do relatório de validação antes de apresentação ao UNFCCC para solicitação de registro passaram por revisão técnica interna independente para confirmar que todas as atividades de validação foram concluídas de acordo com as instruções da RINA pertinentes.

A revisão técnica foi realizada por um revisor técnico qualificado de acordo com o esquema de qualificação da RINA para validação e verificação do MDL.

### SEÇÃO F. Laudo de validação

RINA Services Spa (RINA), realizou validação de atividades dos Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé, doravante chamadas de grupo (“*agrupamento*”) no Brasil, com relação aos requisitos relevantes para atividades do MDL.

Revisão do documento de projeto e entrevistas de acompanhamento posteriores forneceram evidência suficiente à RINA para determinar cumprimento dos critérios definidos.

O anfitrião é o Brasil. Antes da apresentação do Documento de Projeto e do Relatório de Validação à Diretoria Executiva do MDL, o Projeto precisará receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo confirmação de que o Projeto ajuda o país a atingir desenvolvimento sustentável. O projeto aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002: "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 16.0.0) /10/.

Ao gerar energia renovável de usinas hidrelétricas o projeto resulta em redução de emissões de CO<sub>2</sub> reais, que podem ser medidas e fornecem benefícios de longo prazo para mitigação da mudança climática. Foi demonstrado que o projeto não é um cenário de linha de base provável. Portanto, reduções de emissões que podem ser atribuídas ao projeto são além de qualquer uma que ocorreria na ausência da atividade de projeto.

O total de reduções de emissão dos "Projetos de Pequena Central Hidrelétrica: " é estimado como 650.438 tCO<sub>2e</sub> em média por ano durante o período de crédito fixo selecionado de 10 anos. A previsão de redução de emissões foi verificada e considera-se provável que a quantidade declarada seja atingida, desde que as suposições de base não mudem.

O plano de monitoramento prevê monitoramento das reduções de emissões do projeto. Arranjos de monitoramento descritos no plano são viáveis dentro do projeto e a opinião da RINA é que participantes do projeto são capazes de implementar o plano de monitoramento.

Concluindo, na opinião da RINA a atividade dos Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé, doravante chamadas de grupo ("*agrupamento*") no Brasil, conforme descrito no DCP Versão 4.4 de 17/06/2016 cumpre com todos os requisitos relevantes da UNFCCC para MDL e todos os critérios relevantes do Anfitrião e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002: "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 16.0.0) /10/.

## Apêndice 1. Abreviações

Abreviações	Texto completo
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BE	Emissões de Linha de Base
CAR	Solicitação de Ação Corretiva
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MDL M&P	Modalidades e Procedimentos do MDL
MDL-PCP	Procedimento de Ciclo de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MDL-OS	Norma de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MDL-VVS	Norma de Verificação e Validação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
CER(s)	Reduções de Emissão Certificadas
CH <sub>4</sub>	Metano
CL	Solicitação de Esclarecimento
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CO <sub>2</sub> e	Equivalência em dióxido de carbono
CRT	Equipe de Coordenação e Controle Técnico
DCI	Divisão de Certificação de RINA Services Spa
AND	Autoridade Nacional Designada
EOD	Entidade Operacional Designada
EB	Diretoria Executiva
EIA	Avaliação de Impacto Ambiental
ER	Reduções de Emissões
FAR	Solicitação de Ação Futura
GHG(s)	Gases estufa
GWP	Potencial de Aquecimento Global
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
LoA	Carta de Aprovação
MoV	Meios de Verificação
MoC	Declaração de Modalidades de Comunicação
MP	Plano de Monitoramento
MR	Relatório de Monitoramento
NGO	Organização Não Governamental
ODA	Assistência ao Desenvolvimento Oficial
DCP	Documento Concepção de Projeto
PE	Emissão de Projeto
PP(s)	Participante (s) do Projeto
Ref.	Referência de Documento
RINA	RINA Services Spa
SS(s)	Escopo Setorial
TA(s)	Área (s) Técnica (s)
SSC	Pequena Escala
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

## Apêndice 2. Competência de membros da equipe e revisores técnicos



### CERTIFICADO DE QUALIFICAÇÃO

Declaramos que o Sr. / Sra: Geisa Maria Principe Branco Saettoni

é qualificado como<sup>1</sup>: CDM-TEC, VAL, VER, TL

para as seguintes áreas técnicas: 1.1, 1.2, 13.1

ÁREA TÉCNICA	DESCRIÇÃO DA ÁREA TÉCNICA	ESCOPO SETORIAL
1.1	Geração de energia térmica	1
1.2	A geração de energia a partir de fontes renováveis de energia	1
13.1	Manipulação e eliminação de resíduos	13

de acordo com as instruções da Divisão de Certificação

REVISÃO	DATA	MOTIVOS DA REVISÃO
0	27-08-2009	-
9	17-07-2015	Atualização qualificação conforme a versão 6

*Chefe de QPT*

<sup>1</sup> Legenda

VAL:	Validador	CDM: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
VER:	Verificador	VCS: Padrão de Carbono Verificado
TEC:	Técnico Especialista	GS: Padrão Ouro
TL:	Chefe de Equipe	SCS: Padrão Social de Carbono
FIN-EXP:	Especialista Financeiro	JI: Implementação Conjunta
DET:	Determinador	

RINA Services SpA é acreditada pela UNFCCC como Entidade Operacional Designada (EOD), para executar a verificação e validação de projetos MDL, pelo VCSA, executar validação e verificação de projetos VCS, pela Fundação GS, para executar validação e verificação de projetos GS e pelo Instituto Ecológico, para executar validação e verificação de relatórios SCS.



## CERTIFICADO DE QUALIFICAÇÃO

Declaramos que o Sr. / Sra: Lilian Cristine Poll Herrmann  
 é qualificado como<sup>1</sup>: CDM(TEC, VAL, VER, -TL, FIN-EXP)  
 VCS, GS (TEC, VAL, VER, TL, FIN-EXP)  
 JI. SCS (TEC, FIN-EXP)  
 para as seguintes áreas técnicas: 13.1, 13.2, 15.2

ÁREA TÉCNICA	DESCRIÇÃO DA ÁREA TÉCNICA	ESCOPO SETORIAL
13.1	Manuseio e descarte de resíduos	13
13.2	Gestão de resíduos animais	13
15.2	Gestão de resíduos animais	15

de acordo com as instruções da Divisão de Certificação

REVISÃO	DATA	MOTIVOS DA REVISÃO
0	06-03-08	-
10	03-06-2013	Revisão anual

II Resp. QPT  
 Chefe de QPT

<sup>1</sup> Legenda

VAL:	Validador	CDM: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
VER:	Verificador	VCS: Padrão de Carbono Verificado
TEC:	Técnico Especialista	GS: Padrão Ouro
TL:	Chefe de Equipe	SCS: Padrão Social de Carbono
FIN-EXP:	Especialista Financeiro	JI: Implementação Conjunta
DET:	Determinador	

RINA Services SpA é acreditada pela UNFCCC como Entidade Operacional Designada (EOD), para executar a verificação e validação de projetos MDL, pelo VCSA, executar validação e verificação de projetos VCS, pela Fundação GS, para executar validação e verificação de projetos GS e pelo Instituto Ecológico, para executar validação e verificação de relatórios SCS.



## CERTIFICADO DE QUALIFICAÇÃO

Declaramos que o Sr. /Sra: Thais De Lima Carvalho

é qualificado como<sup>1</sup>: CDM - TEC, -VAL, -VER, -TL

para as seguintes áreas técnicas: 1.1, 1.2, 2.1, 13.1

ÁREA TÉCNICA	DESCRIÇÃO DA ÁREA TÉCNICA	ESCOPO SETORIAL
1.1	Geração de Energia Térmica	1
1.2	Energias Renováveis	1
2.1	Distribuição de Eletricidade	2
13.1	Resíduos sólidos e águas residuais	13

de acordo com as instruções da Divisão de Certificação

REVISÃO	DATA	MOTIVOS DA REVISÃO
0	19-08-2009	-
12	15-01-2015	Adicionado TA 2.1

II Resp. QPT  
Chefe de QPT

**\*Legenda**

VAL:	Validador	CDM: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
VER:	Verificador	VCS: Padrão de Carbono Verificado
TEC:	Técnico Especialista	GS: Padrão Ouro
TL:	Chefe de Equipe	SCS: Padrão Social de Carbono
FIN-EXP:	Especialista Financeiro	JI: Implementação Conjunta
DET:	Determinador	

RINA Services SpA é acreditada pela UNFCCC como Entidade Operacional Designada (EOD), para executar a verificação e validação de projetos MDL, pelo VCSA, executar validação e verificação de projetos VCS, pela Fundação GS, para executar validação e verificação de projetos GS e pelo Instituto Ecológico, para executar validação e verificação de relatórios SCS.



RINA

## CERTIFICADO DE QUALIFICAÇÃO

Declaramos que o Sr. /Sra:

Americo Junior Varkulya

é qualificado como<sup>1</sup>:

CDM - TEC, -VAL, -VER, -TL, - FIN EXP

para as seguintes áreas técnicas:

1.1, 1.2

ÁREA TÉCNICA	DESCRIÇÃO DA ÁREA TÉCNICA	ESCOPO SETORIAL
1.1	Geração de Energia Térmica	1
1.2	Energias Renováveis	1

de acordo com as instruções da Divisão de Certificação

REVISÃO	DATA	MOTIVOS DA REVISÃO
0	30-01-2009	-
13	22-12-2014	Atualizar qualificação de acordo com AS v6.0

 II Resp. QPT  
 Chefe de QPT
<sup>1</sup> Legenda

VAL:	Validador	CDM: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
VER:	Verificador	VCS: Padrão de Carbono Verificado
TEC:	Técnico Especialista	GS: Padrão Ouro
TL:	Chefe de Equipe	SCS: Padrão Social de Carbono
FIN-EXP:	Especialista Financeiro	JI: Implementação Conjunta
DET:	Determinador	

RINA Services SpA é acreditada pela UNFCCC como Entidade Operacional Designada (EOD), para executar a verificação e validação de projetos MDL, pelo VCSA, executar validação e verificação de projetos VCS, pela Fundação GS, para executar validação e verificação de projetos GS e pelo Instituto Ecológico, para executar validação e verificação de relatórios SCS.



## CERTIFICADO DE QUALIFICAÇÃO

Declaramos que o Sr. /Sra: Mayra Rocha

é qualificado como<sup>1</sup>: CDM – FIN EXP, CDM-TEC

para as seguintes áreas técnicas: 1.2

ÁREA TÉCNICA	DESCRIÇÃO DA ÁREA TÉCNICA	ESCOPO SETORIAL
1.2	Energias Renováveis	1

de acordo com as instruções da Divisão de Certificação

REVISÃO	DATA	MOTIVOS DA REVISÃO
0	05-08-2015	Primeira edição

II Resp. QPT  
Chefe de QPT

**\* Legenda**

VAL:	Validador	CDM: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
VER:	Verificador	VCS: Padrão de Carbono Verificado
TEC:	Técnico Especialista	GS: Padrão Ouro
TL:	Chefe de Equipe	SCS: Padrão Social de Carbono
FIN-EXP:	Especialista Financeiro	JI: Implementação Conjunta
DET:	Determinador	

RINA Services SpA é acreditada pela UNFCCC como Entidade Operacional Designada (EOD), para executar a verificação e validação de projetos MDL, pelo VCSA, executar validação e verificação de projetos VCS, pela Fundação GS, para executar validação e verificação de projetos GS e pelo Instituto Ecológico, para executar validação e verificação de relatórios SCS.



RINA

## CERTIFICADO DE QUALIFICAÇÃO

Declaramos que o Sr. /Sra:

Rita Valoroso

é qualificado como<sup>1</sup>:CDM – TEC, -VAL, -VER, -TL  
REVISOR TÉCNICO

para as seguintes áreas técnicas:

1.2, 1.3, 13.1

ÁREA TÉCNICA	DESCRIÇÃO DA ÁREA TÉCNICA	ESCOPO SETORIAL
1.2	Energias Renováveis	1
3.1	Demanda de Energia	3
13.1	Resíduos sólidos e águas residuais	13

de acordo com as instruções da Divisão de Certificação

REVISÃO	DATA	MOTIVOS DA REVISÃO
0	18-01-10	-
10	06-04-2016	Atualizar qualificação TA 3.1

II Resp. QPT  
Chefe de QPT<sup>1</sup> Legenda

VAL:	Validador	CDM: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
VER:	Verificador	VCS: Padrão de Carbono Verificado
TEC:	Técnico Especialista	GS: Padrão Ouro
TL:	Chefe de Equipe	SCS: Padrão Social de Carbono
FIN-EXP:	Especialista Financeiro	JI: Implementação Conjunta
DET:	Determinador	

RINA Services SpA é acreditada pela UNFCCC como Entidade Operacional Designada (EOD), para executar a verificação e validação de projetos MDL, pelo VCSA, executar validação e verificação de projetos VCS, pela Fundação GS, para executar validação e verificação de projetos GS e pelo Instituto Ecológico, para executar validação e verificação de relatórios SCS.

### Apêndice 3. Documentos revisados ou referenciados

Nº.	Autor	Título	Referências ao documento	Fornecedor
/1/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	MDL-DCP para atividade dos Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: no Brasil	versão 01 de 11 de setembro de 2012, e versão 4.1 datada de 12 de junho de 2015; versão 4.2 datada de 03/12/2015; versão 4.2 de 30/05/2016; versão 4.3 de 30/05/2016, versão 4.4 de 17/06/2016	PP
/2/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	Planilhas de cálculo de CERs	Eletrobras_Estimated CERs_v.5_2016.05.30.xls Eletrobras_Estimated CERs_v.4_2015.05.26.xls Eletrobras_Estimated CERs_v.3_2014.07.18.xls Eletrobras_Estimated CERs_v.2_2014.05.09.xls parametros_mdl.xlsx de 07/11/2012	PP
/3/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	Planilha de cálculo de benchmark:	“WACC ElectricGen_2004” 01 de 11 11/09/2014 e versão 2 de 09 de maio de 2014 e versão 3 datada de 26 de maio de 2015.	PP
/4/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	Planilha de análise financeira:	“Eletrobras_FCF_”, versão 1 datada de 11 de setembro de 2012 e versão 2 datada de 26 de maio de 2015.	PP
/5/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	Orçamento Padrão Eletrobrás (“OPE”) apresentado por cada pequena central hidrelétrica para participar do programa PROINFA:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• OPE bonfante.pdf</li> <li>• OPE Jatai.pdf</li> <li>• OPE Fumaça iv.pdf</li> <li>• OPE São Simão.pdf</li> <li>• OPE Irara.pdf</li> <li>• OPE Monte Serrat.pdf</li> <li>• OPE São Pedro.pdf</li> <li>• OPE Carangola.pdf</li> <li>• OPE Calheiros.pdf</li> <li>• OPE Funil.pdf</li> <li>• OPE São Joaquim.pdf</li> <li>• OPE Santa Fé.pdf</li> </ul>	PP
/6/	EQAO	Fotos da placa de identificação do gerador Fotos de placas de identificação de turbinas	Sem data	
/7/	Diretoria Executiva MDL:	Procedimento de Ciclo de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	Versão 07 de 01/06/2014	Outros
/8/	Diretoria Executiva MDL:	Norma de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	Versão 07 de 01/06/2014	Outros
/9/	Diretoria Executiva MDL:	Norma de Verificação e Validação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	Versão 07 de 01/06/2014	Outros
/10/	Diretoria Executiva MDL:	Metodologia de linha de base e monitoramento “ACM0002” “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”	versão 13.0.0 de 11/05/2012 e versão 16.0 de 28/04/2014	Outros
/11/	Diretoria Executiva MDL:	F-MDL-DCP – Formulário do Documento de Projeto	versão 06.0.0 <a href="http://MDL.unfccc.int/Reference/DCPs_Forms/index.html#reg">http://MDL.unfccc.int/Reference/DCPs_Forms/index.html#reg</a>	Outros
/12/	Diretoria Executiva MDL: website	Status de ratificação disponível em < <a href="http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php">http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php</a> >.	acessado em 14/08/2015	Outros

/13/	Diretoria Executiva MDL:	Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade,	versão 7.0.0, datada de 23/11/2012	Outros
/14/	Diretoria Executiva MDL:	“Orientações de Avaliação de Análise de Investimento”	versão 5.0.0, datada de 15/07/2011	Outros
/15/	Diretoria Executiva MDL:	Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico	versão 02.2.0 datada de 03/06/2011 e versão 05.0, datada de 27/11/2015.	Outros
/16/	Diretoria Executiva MDL	Glossário de termos do MDL	versão 07, datada de 23/11/2012	Outros
/17/	Diretoria Executiva MDL:	Orientações de Prática Comum	versão 02.0, datada de 13/09/2012	Outros
/18/	Diretoria Executiva MDL:	Diretrizes de Relatório e Validação de Fatores de Carga da Usina	versão 01, datada de 17/07/2009.	Outros
/19/	Diretoria Executiva MDL:	Ferramenta para determinar a vida útil restante de equipamentos	Versão 01 de 16/10/2009	Outros
/20/	Diretoria Executiva MDL	“Orientações de demonstração e avaliação de prévia consideração do MDL” (EB62 – Anexo 13)	versão 04, datada de 15/07/2011.	Outros
/21/	ANEEL:	<p>Autorização para geração de energia:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Resolução de Autorização N° 36 de 31/01/2005 emitida para a PCH Jataí.</li> <li>• Resolução de Autorização N°120 de 28/03/2005 emitida para a PCH Irara</li> <li>• Resolução de Autorização N°191 de 23/05/2005 emitida para a PCH Funil</li> <li>• Resolução de Autorização N° 233 de 27/06/2005 emitida para a PCHFumaça IV</li> <li>• Resolução de Autorização N°132 de 11/04/2005 emitida para a PCHBonfante</li> <li>• Resolução de Autorização N°133 de 11/04/2005 emitida para a PCH Monte Serrat</li> <li>• Resolução de Autorização N° 121 de 28/03/2005 emitida para a PHC Santa Fé I</li> <li>• Resolução de Autorização N° 234 de 28/03/2005 emitida para a PCH São Simão</li> <li>• Resolução de Autorização N° 296 de 28/03/2005 emitida para a PCH São Pedro</li> <li>• Resolução de Autorização N° 235 de 28/03/2005 emitida para a PCH Calheiros</li> <li>• Resolução de Autorização N° 236 de 28/03/2005 emitida para a PCH Carangola</li> <li>• Resolução de Autorização N° 237 de 28/03/2005 emitida para a PCH São Joaquim</li> </ul>	acessado em 13/08/2015	Outros
/22/	ANEEL:	ANEEL: Despacho N° 2.686 de 16/11/2006	acessado em 13/08/2015	Outros
/23/	ANEEL:	ANEEL: Resolução N° 575 de 28/10/2003	acessado em 13/08/2015	Outros
/24/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	Contratos de Compra e Venda de Energia (PPA): Contrato de Compra e Venda de Energia 022/2004 com Araguaia	Datado de 30/06/2004	PP

		Centrais Elétricas S.A. (SHP Jataí) PPA entre Eletrobrás e Araguaia Centrais Elétricas S.A. celebrado em 30/06/2004 Contrato de Compra e Venda de Energia 024/2004 com Araguaia Centrais Elétricas S.A.(SHP Irara) PPA entre Eletrobrás e Araguaia Centrais Elétricas S.A. celebrado em 30/06/2004 Contrato de Compra e Venda de Energia 018/2004 com Eletroriver S.A. (SHP Fumaça IV) PPA entre Eletrobrás e Eletroriver S.A. celebrado em 30/06/2004 Contrato de Compra e Venda de Energia 041/2004 com BSB Energética S.A. (SHP Bonfante) PPA entre Eletrobrás e BSB Energética S.A. celebrado em 30/06/2004 Contrato de Compra e Venda de Energia 042/2004 com BSB Energética S.A.(SHP Monte Serrat) PPA entre Eletrobrás e BSB Energética S.A. celebrado em 30/06/2004 Contrato de Compra e Venda de Energia 043/2004 com BSB Energética S.A. PPA entre Eletrobrás e BSB Energética S.A. celebrado em 30/06/2004		
/25/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	Eletrobrás: Termo Aditivo 005/2008 ao Contrato 022/2004 com Jataí Energética S.A., de 12/03/2008.	datado de 12/03/2008	PP
/26/	ANEEL:	Resolução N°460 de 09/09/2003. Emitida para a PCH Irara	de 09/09/2003	Outros
/27/	Eletrobras:	Termo Aditivo 005/2008 ao Contrato 024/2004 com Irara Energética S.A., de 12/03/2008.	datado de 12/03/2008.	Outros
/28/	ANEEL:	Resolução N°361 de 22/12/1999. Emitida para a PCH Funil	de 22/12/1999	Outros
/29/	ANEEL:	Resolução N°449 de 02/09/2003 emitida para a PCH Funil	de 02/09/2003	Outros
/30/	ANEEL:	Resolução N° 65 de 25/05/2004 – com Anexo I emitida para a PCH Fumaça IV	de 25/05/2004	Outros
/31/	ANEEL:	ANEEL: Despacho N° 527 de 02/03/2007 emitido para a PCH Fumaça IV	de 02/03/2007	Outros
/32/	ANEEL:	ANEEL: Despacho N°1.775 de 21/06/2010 emitido para a PCH Fumaça IV	de 21/06/2010	Outros
/33/	ANEEL:	Termo Aditivo 005/2008 ao Contrato 018/2004 com Caparaó Energia S.A., de 12/03/2008. (PCH Fumaça IV)	datado de 12/03/2008.	Outros
/34/	ANEEL:	Resolução N° 410 de 06/08/2002. Emitida para a PCH Bonfante	de 06/08/2002	Outros
/35/	ANEEL:	ANEEL: Despacho N°2.613 de 08/11/2006. Emitido para a PCH Bonfante	de 08/11/2006	Outros
/36/	ANEEL:	ANEEL: Despacho N°3.623 de 14/12/2007. Emitido para a PCH Bonfante, PCH Monte Serrat e PCH Santa Fé I	de 14/12/2007	Outros
/37/	ANEEL:	Eletrobrás: Termo Aditivo 005/2008 ao Contrato 041/2004 com Bonfante Energética S.A., de 12/03/2008.	datado de 12/03/2008	Outros

/38/	ANEEL:	Resolução N°409 de 06/08/2002. Emitida para a PCH Monte Serrat	de 06/08/2002	Outros															
/39/	ANEEL:	ANEEL: Despacho N° 125 de 20/02/2004. Emitido para a PCH Monte Serrat	de 20/02/2004	Outros															
/40/	ANEEL:	Eletrobrás: Termo Aditivo 005/2008 ao Contrato 042/2004 com Monte Serrat Energética S.A., de 12/03/2008.	datado de 12/03/2008	Outros															
/41/	ANEEL:	Resolução N°448 de 02/09/2003. Emitida para a PCH Santa Fé	de 02/09/2003	Outros															
/42/	ANEEL:	ANEEL: Despacho N°183 de 07/04/2003. Emitido para a PCH Santa Fé	de 07/04/2003	Outros															
/43/	ANEEL:	Eletrobrás: Termo Aditivo 005/2008 ao Contrato 043/2004 com Santa Fé Energética S.A., de 12/03/2008.	datado de 12/03/2008	Outros															
/44/	ANEEL:	Resolução nº 652/2003 e Resolução nº 394/1998	Sem data	Outros															
/45/	Eletrobrás:	Plano de visita ao local Brasil PCHs.pdf.	Sem data.	Outros															
/46/	AS Notícias_online	Itabiranos do Juca Rosa ficam feridos em acidente na BR-381 em Sabará, Minas Gerais Website: <a href="http://asnoticiasonline.com.br/pg.php?id_cat=54&amp;id=3490">http://asnoticiasonline.com.br/pg.php?id_cat=54&amp;id=3490</a> veja também AS Notícias_online.com.br.pdf. Argumento: Notícia sobre o acidente na BR-381 tornou a SHP Funil inacessível durante visita planejada ao local das usinas. Idioma: Português	Recuperado em: 02/01/2013	Outros															
/47/	IEMA:	<table border="1"> <tr> <td>São Pedro</td> <td>Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)</td> <td>197/2014</td> <td>06/08/2014</td> <td>06/08/2018</td> </tr> <tr> <td>São Simão</td> <td>Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)</td> <td>273/2014</td> <td>13/11/2014</td> <td>13/11/2018</td> </tr> <tr> <td>São Joaquim</td> <td>Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)</td> <td>299/2012</td> <td>08/11/2012</td> <td>08/11/2016</td> </tr> </table>	São Pedro	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	197/2014	06/08/2014	06/08/2018	São Simão	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	273/2014	13/11/2014	13/11/2018	São Joaquim	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	299/2012	08/11/2012	08/11/2016		Outros
São Pedro	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	197/2014	06/08/2014	06/08/2018															
São Simão	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	273/2014	13/11/2014	13/11/2018															
São Joaquim	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (IEMA)	299/2012	08/11/2012	08/11/2016															
/48/	SEMAD:	<table border="1"> <tr> <td>Carangola</td> <td>Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD)</td> <td>089/ZM</td> <td>22/10/2007</td> <td>22/10/2013</td> </tr> <tr> <td>Funil</td> <td>Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD)</td> <td>378/2007</td> <td>27/12/2007</td> <td>27/12/2011</td> </tr> </table>	Carangola	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD)	089/ZM	22/10/2007	22/10/2013	Funil	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD)	378/2007	27/12/2007	27/12/2011		Outros					
Carangola	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD)	089/ZM	22/10/2007	22/10/2013															
Funil	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD)	378/2007	27/12/2007	27/12/2011															

/49/	IBAMA:	Calheiros	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	686/2007	31/10/2011	31/10/2021	Outros
		Fumaça IV	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	739/2008	04/01/2016	04/01/2022	
		Bonfante	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	756/2008	26/06/2013	26/06/2018	
		Monte Serrat	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	811/2008	05/08/2014	05/08/2024	
		Santa Fé	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	702/2007	13/06/2013	13/06/2018	
/50/	Agência Ambiental de Goiás:	<ul style="list-style-type: none"> <li>Licença de Instalação Nº 113/2004 de 14/05/2004 emitida para Araguaia Centrais Elétricas S.A.</li> <li>Licença de Instalação Nº 183/2006 de 23/05/2006 emitido para Jataí Energética S.A.</li> </ul>		Várias datas			Outros
/51/	SEMARH:	Jataí	Secretaria de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos de Goiás (SEMARH)	3359/2011	21/12/2011	21/12/2015	Outros
		Irara	Secretaria de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos de Goiás (SEMARH)	1185/2010	22/12/2010	10/01/2020	
/52/	Ministério do Meio Ambiente	<i>Resolução CONAMA nº 237, sobre Avaliação de Impacto Ambiental.</i> Disponível em: <a href="http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html">http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html</a>		de 19 de dezembro de 1997			Outros
/53/	Eletrobras e Rina:	Assinaram Contrato para Serviços de Validação		de 29/05/2012			Outros
/54/	Presidência da República:	Lei Nº 10.438, de 26/04/2002 Presidência da República: Lei Nº 10.438 de 26/04/2002 Cria PROINFA		acessado em 03/07/2015			Outros
/55/	Presidência da República:	Presidência da República: Decreto Nº 5.025, de 30/03/2004 que regula a Lei nº 10.438.		acessado em 03/07/2015			Outros
/56/	Presidência da República:	Decreto Nº 5163, de 30/07/2004 Presidência da República: Decreto No.5163, de 30/07/2004 <a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato/2004-2006/2004/decreto/d5163.htm">http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato/2004-2006/2004/decreto/d5163.htm</a> Regula a comercialização de energia elétrica, o processo de concessões e de autorização para geração de energia elétrica e outros assuntos		acessado em 03/07/2015			Outros
/57/	Presidente da República:	Lei Nº10762, de 11/11/2003 Presidente da República: Lei No. 10762, de 11/11/2003 <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200310762.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200310762.pdf</a> Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera a lei Nº.10438 e outros assuntos.		acessado em 03/07/2015			Outros
/58/	Presidência da República:	Presidência da República: Decreto Nº. 3.371, de 24/02/2000 <a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3371.htm">http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3371.htm</a> Estabelece, de acordo com o Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termoeletricidade e outros assuntos.		acessado em 03/07/2015			Outros

/59/	Presidência da República:	Plano Anual PROINFA ("PAP"). A elaboração do PAP foi estabelecida pelo Decreto nº. 5.025/2004.	acessado em 03/07/2015	Outros
/60/	Eletrobras/Ministério de Minas e Energia:	"Orientações para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas"	acessado em 03/07/2015	Outros
/61/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	RES-811/2013, datada de 14/11/2013, nomeando a Sra. Lilian Laubenbacher Sampaio e o Sr. Jorge de Oliveira Camargo como representantes da Eletrobrás para atuar junto à UNFCCC, assinar documentos, etc. (Eletrobrás_Representantes assinatura.pdf)	datada de 14/11/2013	PP
/62/	Brasil PCH:	Atas de reuniões nomeando os Diretores Sr. Leonardo de Pinho Tavares e Sr. Abelardo Martins de Mello para as sociedades de propósito específico – SPCs São Simão Energia S/A; São Pedro Energia S/A; São Joaquim Energia S/A; Funil Energia S/A; Calheiros Energia S/A; Carangola Energia S/A; Caparaó Energia S/A e nomeando os Diretores Sr. Leonardo de Pinho Tavares e Sr. Walter Nunes Seijo Neto para as sociedades de propósito específico – SPCs Jataí Energética S/A; Irara Energética S/A; Bonfante Energética S/A; Monte Serrat Energética S/A; Santa Fé Energética S/A (Brasil PCH-Representantes assinatura.pdf) Identificação Pessoal: Documento de Lilian Sampaio.pdf; Documento de Abelardo Martins.pdf; Documento de Jorge de Oliveira Camargo.pdf; Documento de Leonardo Pinheiro.pdf; Documento de Márcio Barata.pdf; Documento de Walter Seijo Neto.pdf.	datadas de 14/02/2014	PP
/63/	Brasil PCH:	MoC assinadas por Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRAS, São Pedro Energia S/A, Carangola Energia S/A, Calheiros Energia S/A, São Simão Energia S/A, Funil Energia S/A, São Joaquim Energia S/A, Caparaó Energia S/A, Jataí Energética S/A, Irara Energética S/A, Bonfante Energética S/A, Monte Serrat Energética S/A, Santa Fé Energética S/A,	datado de 10/03/2014	Outros
/64/	Diretoria Executiva MDL:	Formulário F-MDL-MoC (Modalidades de Declaração de Comunicação)	Versão 02.3, datado de 22/05/2015	Outros
/65/	ANEEL/SIGEL	Banco de dados de PCHs, disponível em < <a href="http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html">http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html</a> >	acessado em 02/07/2015	Outros
/66/	ANEEL	Resoluções de coordenadas geográficas: <ul style="list-style-type: none"> <li>nº 604/03, datada de 18/11/2003 (coordenadas geográficas de São Pedro)</li> <li>nº 356/99, datada de 22/12/1999 (coordenadas geográficas de Carangola)</li> <li>nº 12/00, datada de 13/01/2000 (coordenadas geográficas de Calheiros)</li> </ul>	acessado em 02/07/2015	Outros

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• nº 84/01 datada de 22/03/2001 (coordenadas geográficas de São Simão)</li> <li>• nº 361/99, datada de 22/12/1999 (coordenadas geográficas de Funil)</li> <li>• nº 404/00, datada de 18/10/2000 (coordenadas geográficas de São Joaquim)</li> <li>• nº 369/99, 29/12/1999 (coordenadas geográficas de Fumaça IV)</li> <li>• nº 2686/06, datada de 16/11/2006 (coordenadas geográficas de Jataí)</li> <li>• nº 525/02, datada de 24/09/2002 (coordenadas geográficas de Irara)</li> <li>• nº 357/01, datada de 27/08/2001 (coordenadas geográficas de Bonfante)</li> <li>• nº 356/01, datada de 27/08/2001 (coordenadas geográficas de Monte Serrat)</li> <li>• nº 608/02, datada de 05/11/2002 (coordenadas geográficas de Santa Fé)</li> </ul>		
/67/	ANEEL	Resolução nº 474 datada de 07/02/2012, Disponível em < <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2.pdf</a> > acessado em 12/01/2016 Resolução nº. 652/2003 Disponível em: <a href="http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/res2003652.pdf">http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/res2003652.pdf</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/68/	MME	Resolução 118, estabelece a energia assegurada da SHP São Pedro, disponível em < <a href="http://www.jusbrasil.com.br/diarios/509935/pg-111-secao-1-diario-oficial-da-uniao-dou-de-24-03-2004">http://www.jusbrasil.com.br/diarios/509935/pg-111-secao-1-diario-oficial-da-uniao-dou-de-24-03-2004</a> > acessado em 01/07/2014	de 22/03/2004	Outros
/69/	Website da ANEEL	, informações sobre Energia Assegurada, disponível em < <a href="http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp">http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp</a> >	acessado em 01/07/2014	Outros
/70/	ANEEL	Resolução nº 169	datado de 3/05/2001	Outros
/71/	ANEEL:	Planilhas com implementação de usinas disponível em: <a href="http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&amp;idPerfil=2">http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&amp;idPerfil=2</a> acessado pela Rina em 12/01/2016	acessado em 12/01/2016	Outros
/72/	ANEEL	Portaria nº. 1.005 de 24/12/2003 e Lei 9427/1996, Decreto 2410/1997 disponível em: <a href="http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20031005.pdf">http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20031005.pdf</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/73/	Presidência da República	Lei nº. 10.637 datada de 30/12/2002: < <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/leis/2002/lei10637.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/leis/2002/lei10637.htm</a> >	acessado em 12/01/2016	Outros
/74/	Tesouro Nacional Brasileiro	<i>Instrução Normativa nº 10.637, datada de 21 de novembro de 2002. Sobre as taxas PIS/PASEP e Cofins</i> , disponível em: <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2002/in2472002.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2002/in2472002.htm</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/75/	Tesouro Nacional Brasileiro,	<i>Informações da legislação sobre companhias de lucro presumido</i> , disponível em:	acessado em 12/01/2016	Outros

		<ul style="list-style-type: none"> <li>Lei Nº. 8.981 datada de 20/01/1995: &lt;<a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCssl/ApuracaAnuaIRecMensBascalcEst.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCssl/ApuracaAnuaIRecMensBascalcEst.htm</a>&gt;.</li> <li>Lei Nº. 8.541 datada de 23/12/1992: <a href="http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8541.htm#art20">http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8541.htm#art20</a></li> <li>Decreto Nº. 3.000 datado de 26/03/1999: &lt;<a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2005/PergResp2005/pr517a555.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2005/PergResp2005/pr517a555.htm</a>&gt;.</li> <li>Lei Nº. 105 datada de 10/01/2001: &lt;<a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCssl/Aliquotas.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCssl/Aliquotas.htm</a>&gt;.</li> </ul>		
/76/	Tesouro Nacional Brasileiro	<p><i>Artigo 22 da Lei nº 10684 de 15 de dezembro de 1988 e Artigo 3 da Lei nº 11727 de 23 de janeiro de 1995, para contribuição social sobre lucro líquido, disponível em:</i> <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCssl/Default.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCssl/Default.htm</a></p>	acessado em 12/01/2016	Outros
/77/	Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS	Carta enviada a partes interessadas locais datada de 03/11/2011 AR de todas as partes interessadas locais declarando que a carta foi recebida	acessado em 12/01/2016	PP
/78/	BNDES:	<p><i>Taxa de Juros de Longo Prazo, de janeiro de 1999 a dezembro de 2003, disponível em:</i> <a href="http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html">http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html</a></p>	acessado em 12/01/2016	Outros
/79/	BNDES:	<p><i>Margem de lucro - remuneração para projetos de energia, disponível em:</i> <a href="http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf">http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf</a></p>	acessado em 12/01/2016	Outros
/80/	BNDES:	<p><i>Empréstimos a longo prazo no Brasil para energia renovável, disponível em:</i> <a href="http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html">http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html</a></p>	acessado em 12/01/2016	Outros
/81/	Banco Central do Brasil:	<p><i>Meta de inflação no Brasil: Disponível em:</i> <a href="http://www.bcb.gov.br/pec/metadasinflationtargetingtable.pdf">http://www.bcb.gov.br/pec/metadasinflationtargetingtable.pdf</a></p>	acessado em 12/01/2016	Outros
/82/	Tesouro Nacional Brasileiro	<p><i>Nota 517 para informações na legislação sobre companhias de lucro presumido, disponível em:</i> <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/Publico/perguntao/dipj2011/CapituloXIII-IRPJ-LucroPresumido2011.pdf">http://www.receita.fazenda.gov.br/Publico/perguntao/dipj2011/CapituloXIII-IRPJ-LucroPresumido2011.pdf</a></p> <p>E datada de junho de 2004, disponível em: <a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2005/PergResp2005/pr517a555.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2005/PergResp2005/pr517a555.htm</a></p> <p>Instrução Normativa nº.480 datada de 15 de dezembro de 2004, disponível em:</p>	acessado em 12/01/2016	Outros

		<a href="http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2004/in4802004.htm">http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2004/in4802004.htm</a>		
/83/	Banco Central dos EUA	<i>Rendimento de 20 anos do Banco Central dos EUA, período de 1977 - 2015. Disponível em inglês em:</i> <a href="http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm">http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/84/	Website da Damodaran	Rentabilidade de S&P500 vs. Título da dívida pública federal de 10 anos, Disponível em inglês em: <a href="http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/">http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/85/	Instituto Avançado de Pesquisa Econômica (IPEA)	<i>Prêmio de risco Brasil (EMBI+Brazil). Selecione macroeconômico, depois a "fonte JP Morgan". Disponível em:</i> <a href="http://www.ipeadata.gov.br/">http://www.ipeadata.gov.br/</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/86/	Banco Central dos EUA	<i>Rendimentos de TIPS em 10 anos, datado de 31 de dezembro de 2010. Disponível em inglês em:</i> <a href="http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm">http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm</a>	acessado em 12/01/2016	Outros
/87/	AND brasileira CIMGC	Fatores de emissão de CO2 para geração de eletricidade no Brasil em <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> .	acessado em 21/06/2016	Outros
/88/	ONS:	Procedimentos de Rede, disponível em: <a href="http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset">http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset</a> ,	acessado em 12/01/2016	Outros
/89/	Resoluções CIMGC:	Resolução 10 de janeiro de 2006 disponível em: <a href="http://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-7-2008_109093.html">http://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-7-2008_109093.html</a> Resolução nº 10 datada de 22/05/2013 disponível em: <a href="http://www.mct.gov.br/upd_blob/0226/226477.pdf">http://www.mct.gov.br/upd_blob/0226/226477.pdf</a>	acessado em 12/01/2016	Outros

## Apêndice 4. Solicitações de esclarecimento, solicitações de ação corretiva e solicitações de ação futura

Tabela 1. CL desta validação

CL ID	1	Seção nº.		Data:	20/09/2015
<b>Descrição da CL</b>					
<p>Não foi justificada a diferença entre a capacidade instalada observada em fotos da usina e visita ao local e a capacidade instalada fornecida na documentação da ANEEL para: 1) PCH Funil (instalada na especificação dos equipamentos: 22,68MW, capacidade instalada da documentação ANEEL: 22,5MW /24/ /26/); 2) PCH Bonfante (capacidade instalada na especificação dos equipamentos: 18,24MW, capacidade instalada da documentação ANEEL: 19MW /37/). 3) PCH Monte Serrat (capacidade instalada na especificação dos equipamentos: 25,98MW (turbinas), capacidade instalada da documentação ANEEL: 25MW /43/). 4) PCH Carangola, a capacidade instalada calculada na especificação dos equipamentos é 15,30MW e a relatada no DCP é 15MW (note que documentação da ANEEL relacionada a sua autorização foi solicitada abaixo). 5) PCH São Joaquim, a capacidade instalada calculada na especificação dos equipamentos é 21,6MW e a relatada no DCP é 21MW.</p> <p>Adicionalmente, evidências da energia contratada relatada na tabela 14 seção A.3. do DCP versão 1 para São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil e São Joaquim não estavam disponíveis. Adicionalmente, nenhuma evidência da energia assegurada da ANEEL foi fornecida, na mesma tabela, autorização da capacidade instalada e linhas de transmissão da ANEEL e propriedade do projeto (parceria de propósito específico) relatada na seção A.3 do DCP versão 1 não foram fornecidas para todas as PCHs mencionadas acima neste parágrafo, exceto Funil.</p>					
<b>Resposta do participante do projeto</b>					<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>Considerando discrepâncias entra a capacidade instalada observada na visita ao local (etiqueta do equipamento) e documentação da ANEEL, PPs esclarecem que diferenças se devem a disponibilidade de equipamentos no momento da compra e redução de custos/investimentos do projeto. No caso de usinas hidrelétricas, turbinas e geradores não são fabricados para um projeto específico ("feitos sob medida") pois esta é um caso de retro ajuste. Portanto, equipamentos e estrutura padrão disponíveis são usados ao invés de equipamentos específicos customizados para um projeto com maior custo. A leve diferença na capacidade instalada entre a soma de unidades geradoras instaladas no local do projeto e as autorizadas pela ANEEL é bem conhecida no mercado e aceitável pela ANEEL.</p> <p>De acordo com ACM0002, capacidade instalada é "capacidade de geração de energia instalada de uma unidade de força, expressa em Watts ou um de seus múltiplos, na qual a unidade de força foi projetada para operar com condições normais. A capacidade instalada de geração de energia de uma usina é a soma das capacidades instaladas de geração de energia de suas unidades de força", Considerando a definição de ACM0002, a capacidade instalada de PCHs foi revisada na nova versão do DCP (versão 2) com base na capacidade instalada de equipamentos.</p> <p>Adicionalmente, a geração de eletricidade estimada apresentada no DCP foi revisada considerando a energia assegurada autorizada de pequenas centrais hidrelétricas (e não a quantia acordada no PPA). Consequentemente, cálculo de reduções de emissões foi revisado também.</p> <p>Toda evidência documentada relacionada à capacidade instalada e energia assegurada está disponível ao público conforme apresentado na segunda versão da planilha CER e no DCP.</p> <p>Evidência relacionada a propriedade de pequenas centrais hidrelétricas também está disponível ao público na Agência Nacional de Energia Elétrica:  <a href="http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=5&amp;fase=3">http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=5&amp;fase=3</a></p> <p>Segunda resposta do PP:  O DCP e a planilha CER foram revisados para considera a capacidade instalada de usinas com base nos equipamentos, de acordo com suas etiquetas. Consulte também a resposta dos PPs em CAR 25.</p>					
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>					
DCP e planilha CER.					

<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>Capacidade instalada e descrição de equipamentos: considerando as definições de ACM0002, o DCP revisado não considera a capacidade instalada (de acordo com a especificação dos equipamentos) da PCH Santa Fé (2 geradores de 16.700 kVA).</p> <p>Esta CL continua em aberto. (Capacidade instalada de Santa Fé)</p> <p>2ª rodada</p> <p>O DCP foi revisado e considera a capacidade instalada de acordo com as especificações dos equipamentos.</p> <p>Esta CL foi encerrada</p>	

<b>CL ID</b>	2	<b>Seção nº.</b>		<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CL</b>				
<p><i>Evidências das coordenadas para as PCHs São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, São Joaquim, Monte Serrat e Santa Fé não foram fornecidas.</i></p> <p><i>Algumas vezes os municípios são diferentes nas seções A.2.3. e A.2.4. Os nomes precisos e o conjunto completo de municípios e estados onde cada usina está localizada não são consistentes no DCP. A PCH Irara, por exemplo, aparece em dois municípios em IL 153/2006 /82/, e a PCH Santa Fé aparece em 4 municípios nas licenças do IBAMA /95/. Adicionalmente há inconsistência na licença de operação Nº 295/2008 /65/, que declara que os municípios onde a PCH São Simão está localizada são Alegre e Muniz Freire.</i></p> <p><i>Adicionalmente, as coordenadas geográficas relatadas noDCP versão 1 para as PCHs São Simão e Funil não são o conjunto completo e nenhuma evidência foi fornecida.</i></p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p><i>O PP esclarece que autorizações, permissões e licenças são emitidas por entidades diferentes. Com relação a localização dos projetos, o PP não pode esclarecer discrepâncias entre a autorização da ANEEL e as licenças ambientais. Para harmonizar informações apresentadas no DCP, a localização do projeto (incluindo coordenadas geográficas e municípios) foi revisada com base nas informações da ANEEL. Consulte a segunda versão do documento.</i></p> <p><i>Os PPs esclarecem que Resoluções / Portarias ANEEL estão disponíveis ao público e podem ser baixadas em: &lt;<a href="http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html">http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html</a>&gt;.</i></p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<p><i>Website da ANEEL: Resoluções / Portarias ANEEL estão disponíveis ao público e podem ser baixadas em: &lt;<a href="http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html">http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html</a>&gt;.</i></p>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O PP revisou o DCP, municípios e coordenadas geográficas estão de acordo com a ANEEL.</p> <p>Esta CL foi encerrada.</p>				

<b>CL ID</b>	3	<b>Seção nº.</b>	A.3	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CL</b>				
<p><i>Não ficou claro no DCP versão 1 se há transferência de know-how e tecnologia no Anexo I Partes. Adicionalmente o DCP não descreveu se a tecnologia resultaria em desempenho significativamente melhor do que qualquer tecnologia usada normalmente no País anfitrião.</i></p>				

<b>Resposta do participante do projeto</b>	<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>Como o Brasil tem grande potencial hidrelétrico, o know-how a ser usado na atividade de projeto já foi transferido para o País Anfitrião. Portanto, os principais equipamentos usados na atividade de projeto (turbinas e geradores) foram fabricados no Brasil. Isto contribui para desenvolvimento do setor energético (resultando em mais pesquisa) e aumento da capacidade do setor industrial do País Anfitrião. A Seção A.3. do DCP foi revisada para incluir as informações acima, seguindo as "Orientações para preencher o Formulário do Documento De Projeto". Consulte a segunda versão do documento.</p>	
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>	
<p>Lista de fornecedores de turbinas e geradores.</p>	
<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O DCP foi revisado para incluir informações de que equipamentos foram fabricados no Brasil.</p> <p>Esta CL foi encerrada</p>	

<b>CL ID</b>	4	<b>Seção nº.</b>	A.5	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CL</b>				
<p>O DCP versão 1 seção A.5 afirma que financiamento público não se aplica a atividade de projeto, entretanto nenhuma evidência sobre a fonte do financiamento foi apresentada a EOD.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>A Seção A.5 do DCP foi revisada para incluir a fonte do financiamento de pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta. Como pode ser visto na nova versão do DCP (versão 2), todas as pequenas centrais hidrelétricas foram financiadas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social ("BNDES"). BNDES, uma entidade apoiada pelo governo, é o maior fornecedor de financiamentos a longo prazo no país, que tem falta de opções de fornecedores de empréstimo de longo prazo que não sejam entidades governamentais. Empréstimos a longo prazo raramente são fornecidos por bancos comerciais e em geral estas entidades não tem taxas competitivas em comparação com o BNDES. Maiores informações disponíveis em: &lt;<a href="http://www.bndes.gov.br/">http://www.bndes.gov.br/</a>&gt;. Como a implementação de pequenas centrais hidrelétricas foi financiada pelo BNDES, não há financiamento público das Partes inclusas no Anexo I, países da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima e a atividade de projeto proposta não resulta em desvio da Assistência Oficial ao Desenvolvimento (ODA).</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<p>Website do MME:  <a href="http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/menu/programa/programa_apoio_financeiro_bndes.html">http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/menu/programa/programa_apoio_financeiro_bndes.html</a></p>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>RINA verificou no website da PROINFA que projetos da PROINFA são financiados pelo BNDES acessado em 18/01/2016.</p> <p>Esta CL foi encerrada</p>				

<b>CL ID</b>	5	<b>Seção nº.</b>	C.1.1	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CL</b>				
<p>Evidências do ano de início de operação das PCHs relatado na tabela 19, seção B.5 do DCP não foram fornecidas</p>				

<b>Resposta do participante do projeto</b>	<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>Resoluções ANEEL indicando início da operação de unidades de geração foram inclusas na nova versão do DCP (versão 2) e foram anexadas a esta resposta. Os PPs esclarecem que Resoluções / Portarias ANEEL estão disponíveis ao público e podem ser baixadas em: <a href="http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html">http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html</a></p> <p>Segunda resposta do PP:            Datas de início de operação de São Simão, Jataí e Fumaça IV foram corrigidas com base em despachos ANEEL. Consulte a terceira versão do DCP.</p>	
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>	
<p><i>Portarias ANEEL autorizando início de operação de pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta.</i></p>	
<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>Rina verificou o seguinte Despacho da ANEEL para confirmar autorização de início comercial de PCHs            Datas apresentadas no DCP não correspondem à resolução ANEEL:            -PCH São Simão            -PCH Fumaça IV            -PCH Jataí (Resolução nº 2.798 de 29/07/2008)            Esta CL continua em aberto.            2ª rodada            O DCP foi revisado de acordo com evidências ANEEL.  <i>Esta CL foi encerrada.</i></p>	

<b>CL ID</b>	6	<b>Seção nº.</b>	A.3	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CL</b>				
<p><i>Evidências da área dos reservatórios São Pedro, Carangola, São Simão, Funil, São Joaquim e evidências de que áreas para reservatórios de todas as PCHs foram medidas na superfície com capacidade máxima, conforme solicitado por ACM0002 versão 3 não foram fornecidas, como as licenças N° 686/2007, N° 183/2006 e 811/2008 /60/ /78/ /91/ e despachos N° 527 e N° 2.687 /31/ /20/ não tem estas informações. O valor de APJ para a PCH Bonfante e Santa Fé no DCP não usam as unidades exatas fornecidas na metodologia aplicada para todos os parâmetros de todas as plantas</i></p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p><i>Evidência documentada relacionada a áreas de reservatório de pequenas centrais hidrelétricas está disponível ao público. Consulte as referências mencionadas no DCP e na planilha CER (versão 2). Tabelas apresentadas nas seções B.6.2 e B.7.1 foram revisados de acordo com ACM0002 e as "Orientações para preencher o Formulário do Documento de Concepção de Projeto".</i></p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<i>Website da ANEEL/SIGEL</i>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p><i>RINA fez verificação cruzada das informações sobre áreas de reservatório no website da ANEEL/SIGEL disponível ao público em: <a href="http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html">http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html</a> acessado em 02/07/2014.</i></p> <p><i>Esta CL foi encerrada</i></p>				

Tabela 2. CAR desta validação

<b>CAR ID</b>	01	<b>Seção nº.</b>	A.1.2	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>O DCP não foi preenchido de acordo com as "Orientações para Documento de Concepção de Projeto (MDL-DCP)" mais recentes, versão 01.0</p> <p>Por exemplo, o DCP foi preenchido com algumas informações em português, o formato das datas não está de acordo com as "Orientações" (ver data de conclusão do DCP) e algumas seções foram equivocadamente adicionadas ao DCP (ver a seção A.3. intitulada "Participantes do Projeto" na página 3 do DCP versão 1). O DCP deve ser preenchido em inglês, usando o mesmo formato, sem modificar a fonte, títulos ou logotipo e sem qualquer alteração no formulário.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>De acordo com a decisão 17/CP.7, parágrafo 6 (c) (i), atividades de projeto em pequena escala, no caso de projetos de energia renovável, são atividades de projeto com capacidade máxima de saída equivalente a até 15 megawatts:  <a href="https://MDL.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01_abbr.pdf">https://MDL.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01_abbr.pdf</a></p> <p>Conforme descrito no DCP (versão 1), a atividade de projeto proposta inclui doze (12) pequenas centrais hidrelétricas resultando em capacidade instalada maior que 15 MW. Portanto, ACM0002 "Geração de Eletricidade Conectada à Rede a partir de Fontes Renováveis" foi aplicada, desta forma as "Orientações para preencher o Documento de Concepções de Projeto para atividades de projeto do MDL em pequena escala" não se aplicam à atividade de projeto proposta.</p> <p>Apesar das informações mencionadas acima o DCP foi revisado para considerar apenas informações em inglês e aplicando as "Orientações para preencher o Documento de Concepção de Projeto" (versão 1.0). Consulte a segunda versão do DCP.</p> <p>Segunda resposta do PP:  O DCP foi revisado considerando o formulário do DCP mais recente, versão 5.0, disponibilizado em junho de 2014 no website da UNFCCC. Adicionalmente os PPs revisaram o DCP para considerar a versão mais recente do ACM0002 (versão 15.0).</p> <p>Terceira resposta dos PPs:  A data de início do período de crédito foi revisada na nova versão do DCP. A versão mais recente de ACM0002 (versão 16.0.0) também foi considerada nesta revisão. Consulte o DCP e a planilha CER anexados a esta resposta.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>DCP versão 4.1 aplica a versão mais recente do modelo do DCP.  Esta CAR foi encerrada.</p>				

<b>CAR ID</b>	02	<b>Seção nº.</b>	A.2.1	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>Seções A.1, A.2.4, A.4. e A.5 do DCP não foram preenchidas de acordo com as "Orientações para preencher o Documento de Concepção de Projeto para atividades de projeto do MDL em pequena escala" versão 01.0,. Por exemplo, a seção A.1 do DCP não descreve claramente o objetivo da atividade de projeto ou explica como ela reduzirá emissões de GHG (conforme solicitado pela "Norma de Projeto" mencionada nas "Orientações") ou uma breve descrição da linha de base conforme exigido pelas próprias "Orientações". Como já abordado na CAR 1 o DCP inteiro deve ser revisado para cumprir com a "Norma de Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo", versão 01.0.</p> <p>Além disso, o DCP não explica como as alegações de desenvolvimento sustentável demonstram que a atividade de projeto contribui para o desenvolvimento sustentável. Evidências também não estavam disponíveis.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>Como mencionado na response do Participante do Projeto (PP) em CAR 1, as "Orientações para preencher o Documento de Concepção de Projeto para atividades de projeto do MDL em pequena escala" não se aplicam à atividade de projeto proposta, pois é um projeto em grande escala.</p> <p>Portanto, o DCP foi revisado de acordo com as "Orientações para preencher o Documento de Projeto" e a "Norma de Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo". Informações sobre como a redução de emissão de GHG é atingida através da implementação da atividade de projeto e sua contribuição para desenvolvimento sustentável, além do cenário de linha de base foram inclusos no DCP (versão 2).</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>DCP versão 3 aplica a versão mais recente do modelo do DCP.</p> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>				

<b>CAR ID</b>	03	<b>Seção nº.</b>	A.4	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>Os participantes do projeto listados na seção A.4 do DCP versão 1, não estão de acordo com o Apêndice 1. A tabela da seção A.4. também não indica se alguns dos participantes são companhias públicas ou privadas. Além disso, algumas vezes foi indicado que a Parte envolvida desejava ser considerada como Participante do Projeto e outras que não desejava ser considerada uma PP.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>A capa, seção A.4 e Anexo 1 do DCP foram revisados para indicar os Participantes do Projeto para a atividade proposta. Consulte a segunda versão do DCP.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>A versão mais recente do DCP foi adequadamente revisada.</p> <p>A Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS é uma sociedade pública e as outras são sociedades privadas. A Parte não é considerada Participante do Projeto. A Tabela 4 corresponde ao Apêndice 1.</p> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>				

<b>CAR ID</b>	04	<b>Seção nº.</b>	A.4	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>O PP não apresentou o F-MDL-MoC preenchido nem as evidências de suporte relacionadas para permitir à EOD verificar pessoas jurídicas e físicas de acordo com os parágrafos de 53 a 58 da VVS.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>F-MDL-MoC foi anexado a esta resposta juntamente com evidência documentada confirmando que representantes das companhias listadas no F-MDL-MoC estão autorizados a assinar em nome das mesmas.</p> <p>Segunda resposta do PP: Os documentos das MoC e evidências de que representantes legais desta companhia estão autorizados a assinar em nome da Brasil PCH foram recebidos e anexados a esta resposta.</p> <p>F-MDL-MoC foi atualizado e evidência documentada que confirma o espécime de assinaturas no F-MDL-MoC foram anexados a esta response.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O PP apresentou as MoC e evidências confirmando que representantes das companhias estão autorizados a assinar em nome da companhia (Eletrobras: RES-811/2013, datada de 14/11/2013, nomeando a Sra. Lilian Laubenbacher Sampaio e o Sr. Jorge de Oliveira Camargo como representantes da Eletrobras para atuar junto à UNFCCC, assinando os documentos, etc. &lt;Eletrobras_Representantes assinatura.pdf&gt; ././ Brasil PCH: Atas de reuniões, datadas de 14/02/2014, nomeando os Diretores Sr. Leonardo de Pinho Tavares e Sr. Abelardo Martins de Mello para as sociedades de propósito específico – SPCs São Simão Energia S/A; São Pedro Energia S/A; São Joaquim Energia S/A; Funil Energia S/A; Calheiros Energia S/A; Carangola Energia S/A; Caparaó Energia S/A e nomeando os Diretores Sr. Leonardo de Pinho Tavares e Sr. Walter Nunes Seijo Neto para as sociedades de propósito específico – SPCs Jataí Energética S/A; Irara Energética S/A; Bonfante Energética S/A; Monte Serrat Energética S/A; Santa Fé Energética S/A &lt;Brasil PCH-Representantes assinatura.pdf&gt;)</p> <p>Entretanto, documentos confirmam que espécimes de assinaturas não foram fornecidos, de acordo com a VVS parágrafo 54.</p> <p>Esta CAR continua em aberto.</p> <p>2ª rodada O PP forneceu documentos confirmando espécimes de assinaturas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Identidade profissional do Sr. Walter Seijo Neto (Documento de Walter Seijo Neto.pdf)</li> <li>- Identidade do Sr. Leonardo de Pinho Tavares (Documento de Leonardo Pinheiro.pdf)</li> <li>- Identidade profissional do Sr. Abelardo Martins de Mello (Documento de Abelardo Martins.pdf)</li> <li>- Identidade da Sra. Lilian Laubenbacher Sampaio (Documento de Lilian Sampaio.pdf)</li> <li>- Identidade do Sr. Jorge de Oliveira Camargo (Documento de Jorge de Oliveira Camargo.pdf)</li> </ul> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>				

<b>CAR ID</b>	05	<b>Seção nº.</b>	A.5	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>O DCP versão 1 declara que a vida útil de operação esperada para a atividade de projeto é de 25 anos. Nenhuma evidência da vida útil operacional declarada para cada uma das usinas foi fornecida à equipe de avaliação nem foi declarado no DCP, conforme exigido pela “Ferramenta para determinar a vida útil restante de equipamentos”.</p>				

Resposta do participante do projeto

Data: 22/12/2015

De acordo com as “Diretrizes para preencher o Formulário do Documento de Projeto”, seção C.1.2 a vida útil operacional esperada para a atividade de projeto deve ser declarada em anos e meses. Conforme descrito no DCP, a atividade de projeto proposta aplica ACM0002. Apesar de ACM0002 não mencionar a “Ferramenta para determinar a vida útil restante de equipamentos”, o PP decidiu usá-la para determinar a vida útil operacional da atividade de projeto conforme exigido pela EOD.

Como a vida útil operacional de um projeto está diretamente relacionada a vida útil dos equipamentos, esta foi considerada como vida útil operacional da atividade de projeto proposta para esta análise.

De acordo com a ferramenta mencionada acima, o PP pode usar uma das seguintes opções para determinar a vida útil (restante) dos equipamentos:

Use informações do fabricante sobre a vida útil técnica dos equipamentos e compare com a data do primeiro comissionamento;

Obtenha avaliação especializada;

Use valores padrão.

Como a atividade de projeto proposta inclui doze (12) pequenas centrais hidrelétricas com diferentes fabricantes de equipamentos a opção (a) não é uma alternativa viável.

Ao analisar a opção (b), o Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação foi considerado. Este estudo foi elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), Centro de Estudos em Recursos Naturais e Energia (“CERNE”) e Escola Federal de Engenharia de Itajubá (“EFEI”).

**Tabela 1 – Vida útil de equipamentos / instalações hidrelétricos com base no estudo da ANEEL, CERNE e EFEI**

Equipamentos	Vida útil (anos)
Gerador	30
Instalação da casa de força	50
Conduto forçado	30
Barragem	50
Reservatório	45-100
Turbina hidráulica	40
Equipamentos de captação de água	30
Estrutura de captação de água	50

Com relação a opção (c), o PP analisou dados padrão de acordo com regulamentos do setor elétrico. [Resolução ANEEL nr. 367](#) datada de 2/06/2009 aprova o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (“MPCSE”) a ser usado para redes elétricas, entidades autorizadas e companhias elétricas autorizadas que tenham bens e instalações que possam ser revertidos para o governo federal, como é o caso de pequenas centrais hidrelétricas no fim da concessão/autorização. O principal objetivo do MPCSE é avaliar ativos e mercadorias e instalações elétricas dentro das fronteiras brasileiras.

[Resolução ANEEL nr. 474](#) datada de 7/02/2012 estabelece novas taxas de depreciação para o MPCSE conforme apresentado na tabela abaixo.

**Tabela 2 – Vida útil de equipamentos / instalações hidrelétricos com base na Resolução ANEEL nr. 474/2012**

Equipamentos	Vida útil (anos)
Gerador	30
Instalação da casa de força	50
Conduto forçado	32
Barragem	50
Reservatório	50
Turbina hidráulica	40
Equipamentos de captação de água	27
Estrutura de captação de água	35-50

De acordo com a "Ferramenta para determinar a vida útil restante do equipamento" "para atividades de projeto que envolvam vários equipamentos, participantes do projeto podem determinar a vida útil restante de cada equipamento ou determinar a vida útil restante como a mais conservadora de todas aplicando qualquer uma das opções (a) a (c)". Portanto, a vida útil considerada como vida útil técnica da atividade de projeto é vinte e sete (27) anos, isto é, a vida útil mais conservadora dos equipamentos analisados de acordo com as opções (b) e (c).

Considerando as explicações acima, a seção C.1.2 foi revisada para considerar uma vida útil de 27 anos para a atividade de projeto e a seção A.3 foi revisada para incluir a vida útil de equipamentos/instalações hidrelétricos. Consulte a segunda versão do DCP.

De acordo com a "Ferramenta para determinar a vida útil restante do equipamento" "para atividades de projeto que envolvam vários equipamentos, participantes do projeto podem determinar a vida útil restante de cada equipamento ou determinar a vida útil restante como a mais conservadora de todas aplicando qualquer uma das opções (a) a (c)". Portanto, a vida útil considerada como vida útil técnica da atividade de projeto é vinte e sete (27) anos, isto é, a vida útil mais conservadora dos equipamentos analisados de acordo com as opções (b) e (c).

Considerando as explicações acima, a seção C.1.2 foi revisada para considerar uma vida útil de 27 anos para a atividade de projeto e a seção A.3 foi revisada para incluir a vida útil de equipamentos/instalações hidrelétricos. Consulte a segunda versão do DCP.

#### Documentação fornecida pelo participante do projeto

Vida útil de equipamentos / instalações hidrelétricos com base na Resolução ANEEL nr. 474/2012

#### Avaliação da EOD

Data: 21/03/2016

A vida útil operacional esperada para a atividade de projeto é 27 anos (0 meses), considerada razoável. O DCP revisado descreve a vida útil do projeto de acordo com a Resolução ANEEL nº 474 datada de 07/02/2012, descrita no anexo disponível em [http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367\\_2.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2.pdf), acessado em 02/07/2014.

*Esta CAR foi encerrada.*

<b>CAR ID</b>	06	<b>Seção nº.</b>	B.1.2	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p><i>O DCP versão 1 não usa a ferramenta mais recente disponível para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico nem a ferramenta mais recente disponível para demonstração e avaliação de adicionalidade. Além disso títulos das ferramentas não foram relatados de forma exata no DCP versão 1.</i></p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>O DCP foi revisado para aplicar as versões mais recentes da metodologia ACM0002 e das ferramentas mencionadas. Os títulos também foram corrigidos. Consulte a segunda versão do documento.</p> <p><i>Segunda resposta dos PPs</i>  <i>O DCP foi revisado e atualizado com as ferramentas mais recentes disponíveis para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade (versão 5) e ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar adicionalidade (versão 6). Consulte a terceira versão do DCP.</i></p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p><i>O DCP foi revisado considerando a versão atualizada da metodologia. Entretanto o DCP mais recente nem usa a ferramenta mais recente disponível para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade (versão 5) nem a ferramenta combinada mais recente disponível para identificar o cenário de linha de base e demonstrar adicionalidade (versão 6).</i></p> <p><i>Esta CAR continua em aberto.</i></p> <p><i>A versão mais recente do DCP foi revisada e as últimas ferramentas disponíveis foram usadas.</i></p> <p><i>Esta CAR foi encerrada.</i></p>				

<b>CAR ID</b>	07	<b>Seção nº.</b>	B.2	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>A Seção B.2. do DCP versão 1 não especifica se reservatórios são do tipo fio d'água ou de acumulação. Além disso, não informa se reservatórios são novos ou já existentes, únicos ou múltiplos, com aumento ou sem mudança do volume de água. Como o PP calculou a densidade de potência no DCPDCP, a equipe de validação entende que são reservatórios novos ou existentes com mudança no volume de água, mas isto, além das informações de se são únicos ou múltiplos, fio d'água ou de acúmulo deve ser claramente declarado e evidenciado na seção B.2 do DCP.</p> <p>O DCP não justificou toda a condição de aplicabilidade da metodologia. A documentação inclusa no Apêndice 3 do DCP não foi fornecida à equipe de validação.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>A Seção B.2 do DCP foi revisada para incluir condições de aplicabilidade da versão mais recente de ACM0002 e como a atividade de projeto proposta cumpre com estas condições de aplicabilidade. Consulte a segunda versão do documento.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O DCP revisado descreve as condições de aplicabilidade da metodologia ACM0002. Usinas são inteiramente novas com reservatório único novo.</p> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>				

<b>CAR ID</b>	08	<b>Seção nº.</b>	B.5	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>De acordo com a "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade" versão 07.0.0 /51/, parágrafo 8, atividades de projeto que aplicam esta ferramenta no contexto do metodologia consolidada aprovada ACM0002, só precisam identificar que há pelo menos uma alternativa confiável e viável que seria mais atraente do que a atividade de projeto proposta.</p> <p>O cenário de linha de base é descrito na metodologia aplicada e nenhuma análise adicional é exigida, de acordo com o parágrafo 115 da VVS. O DCP versão 1 descreveu corretamente o cenário de linha de base na seção B.4. Entretanto, a seção B.5 do DCP versão 1 não parece aplicar este requisito e uma lista de diferentes alternativas (incluindo investimento em títulos, mercados de ações ou outros que não fornecem serviços similares à atividade de projeto) foi relatada ao aplicar o passo 1 da "Ferramenta".</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>A seção B.5 do DCP foi revisada para aplicar a versão mais recente da "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade". Consulte a versão mais recente do documento.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O DCP foi adequadamente revisado. O cenário de linha de base não foi descrito de acordo com a metodologia ACM0002.</p> <p>De acordo com a VVS parágrafo 122, onde o cenário de linha de base é previsto na metodologia aprovada, nenhuma análise adicional é exigida.</p> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>				

<b>CAR ID</b>	09	<b>Seção nº.</b>	B.5	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>O DCP versão 1 seção B.5 menciona o Decreto Nº. 5025 de 30/03/2004 que menciona que o PROINFA também pretende reduzir emissões de GHG de acordo com os termos do Protocolo de Kyoto e a UNFCCC. O DCP não explicou de forma transparente ou forneceu evidência de que os benefícios de MDL foram um fator decisivo na decisão de continuar com a atividade de projeto conforme exigido pelo parágrafo 108 (a) da VVS. Ou seja, quem tomou as decisões sobre o projeto e como os benefícios do MDL afetaram sua decisão de continuar com a atividade de projeto. De acordo com o DCP página 14, parágrafo c do item I do Artigo 16 do Decreto nº. 5025 de março de 2004, conforme aditado pelo Decreto nº. 5882 de agosto de 2006, prevê o uso de recursos do MDL como componente para formação da conta PROINFA usada para pagamento de compra de energia de projetos contratados pelo Programa. Entretanto, ao examinar Decretos Nº. 5025 e Nº. 5882 a equipe de validação observou apenas que o Decreto aditado afirma que rendimentos do MDL são administrados pela Eletrobras na conta PROINFA e que a Eletrobras é responsável pelo pagamento de produtores de energia do programa. O Artigo 16 do Decreto não diz explicitamente que os benefícios do MDL serão usados para pagar a compra de energia dos projetos contratados pelo Programa, conforme declarado no DCP páginas 14 e 15. Adicionalmente o aditamento do Decreto Nº. 5025 através do Decreto Nº 5882 só foi realizado em 2006, depois da data de início alegada para a Atividade de Projeto no DCP versão 1 (30/06/2004).</p> <p>Adicionalmente, sobre a data de início da atividade de projeto o PP não demonstrou evidências de conhecimento do MDL antes da data de início do projeto.</p>				

Resposta do participante do projeto	Data: 22/12/2015
<p>A versão mais recente da Norma de Projeto do MDL (versão 5.0) afirma que:</p> <p>“Se a data de início de uma atividade de projeto do MDL proposta, conforme determinado no parágrafo 57 abaixo, for anterior à data da publicação do DCP para consulta à parte interessada global, participantes do projeto devem demonstrar que benefícios do MDL foram considerados na decisão de realizar o projeto como atividade de projeto do MDL proposta”.</p> <p>A “data de início” a atividade de projeto proposta é considerada como a data na qual PPAs PROINFA foram assinados entre patrocinadores do projeto (as sociedades de propósito específico – SPCs) e a Eletrobras. Este evento deve ser considerado como “data de início” do projeto, pois SPCs se comprometeram a fornecer a quantidade de eletricidade estabelecida no contrato, e em caso de não realização incorreria nas penalidades relevantes.</p> <p>Para demonstrar consideração de MDL e ações reais contínuas para garantir o status do MDL o PP analisou eventos relacionados a legislação / regulamento PROINFA e os projetos selecionados.</p> <p><i>Desde 2001, o governo declarou forte apoio a fontes de energia renovável. Em 26 de abril de 2002 foi aprovada a Lei nº. 10.438, que cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). A criação do PROINFA indica claramente que sem suporte específico fontes renováveis e pequenos projetos dificilmente seriam implementados.</i></p> <p><i>Evidência da séria consideração do MDL pode ser demonstrada através da emissão do Decreto Brasileiro nº. 5.025 datado de 30 de março de 2004, que regula a Lei nº. 10.438/2002. Este decreto afirma que a meta da PROINFA é redução dos gases estufa conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) sob o Protocolo de Kyoto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política “Tipo E”. Adicionalmente, o Artigo 16 do Decreto nº. 5.025/2004 determina a criação da conta PROINFA, administrada pela Eletrobras (compradora de energia) e é composta por rendimentos e custos relacionados, entre outros, a atividades do projeto do MDL.</i></p> <p><i>Para participar do programa o patrocinador do projeto deve cumprir com todos os requisitos apresentados no “Guia de Habilitação” PROINFA de acordo com a Lei nº. 10.438/2002 e seus Decretos regulatórios.</i></p> <p>Créditos de carbono são claramente mencionados em Decretos PROINFA, poder-se-ia alegar que o governo realmente espera receber tais valores e portanto eles foram considerados no preço contratado. Por outro lado, proprietários do projeto estavam cientes dos requisitos do programa e que rendimentos de créditos de carbono ajudariam a superar as barreiras tecnológicas e financeiras existentes no momento.</p> <p><i>Evidência adicional da consideração do MDL é a assinatura do PPA. Os regulamentos que regem PPAs PROINFA são a Lei nº. 10.438/2002 e Decretos regulatórios. PPAs PROINFA foram assinados em 2004. No caso da atividade de projeto proposta, PPAs foram assinados em 30/06/2004, isto é, após publicação do Decreto nº. 5.025/2004.</i></p> <p>Portanto, no momento da assinatura de PPA, proprietário do projeto sabiam e estavam cientes das condições e requisitos estabelecidos para sua participação no PROINFA.</p> <p>Por outro lado, o governo brasileiro demonstrou seu compromisso e esforços em fazer com que projetos PROINFA sejam registrados em MDL desde que o programa foi lançado.</p> <p>Considerando as informações apresentadas acima, a decisão de investir na atividade de projeto proposta foi tomada pelos desenvolvedores do projeto (sociedades de propósito específico – SPEs) motivadas pelos incentivos do PROINFA, que incluem rendimentos do MDL. SPEs estão/estavam cientes e de acordo com as regras e requisitos PROINFA e o governo brasileiro demonstrou esforços contínuos para registrar projetos PROINFA em MDL desde a criação do programa.</p> <p>Os PPs também revisaram o DCP para incluir uma linha do tempo de eventos para demonstrar que ações contínuas e reais foram tomadas para garantir o status do MDL.</p> <p>A demonstração de adicionalidade foi revisada de acordo com o passo 2 “Análise de Investimento” da versão mais recente da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” (versão 7.0.0) e das “Diretrizes de avaliação de análise de investimento” (versão 5). Consulte a segunda versão do documento. Os PPs também anexaram planilhas do fluxo de caixa do projeto e cálculo de referências e a respectiva evidência documentada.</p>	
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>	
<p><i>Linha do tempo de eventos para demonstrar que ações contínuas e reais foram tomadas para garantir o status do MDL.</i></p>	

<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>P PP incluiu uma linha do tempo no DCP revisado, com evidências para demonstrar consideração do MDL, já que a data de início do projeto é anterior a agosto de 2008.</p> <p><i>Esta CAR foi encerrada.</i></p>	

<b>CAR ID</b>	10	<b>Seção nº.</b>	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>			
<p><i>A demonstração das oito barreiras mencionadas no DCP não está em conformidade com a Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade versão 07.0.0, as Diretrizes para Demonstrações de Objetivos e Avaliação de Barreiras versão 01 e as “Diretrizes para preencher o formulário do documento de projeto” versão 1.</i></p> <p><i>Com relação a barreira intitulada “Quadro Regulatório para Energia Renovável frente a Proinfa e MDL” o DCP menciona alguns regulamentos que teriam minimizado algumas das barreiras. Nenhuma argumentação ou barreira específica foi apresentada.</i></p> <p><i>Com relação a barreira intitulada “Tipicidade e Restrições de Contratos de Compra e Venda de Energia” o DCP menciona maior competitividade de usinas termelétricas de gás natural com relação a tecnologias renováveis, devido aos benefícios para o setor termelétrico de acordo com o Programa Prioritário de Termelétricidade do governo brasileiro estabelecido em 2000 /57/ durante a grave crise da energia no Brasil. De acordo com a VVS versão 3 parágrafo 93 (a) “Políticas ou regulamentos nacionais e/ou setoriais que fornecem vantagens em comparação com tecnologias ou combustíveis de emissão intensiva sobre tecnologias ou combustíveis de emissão menos intensiva, também conhecidas como políticas que aumentam emissões de GHG e são chamadas de tipo E+. Para este tipo de políticas ou regulamentos nacionais e/ou setoriais, somente aqueles implementados antes da adoção do Protocolo de Kyoto pela COP (decisão 1/CP.3 de 11 de dezembro de 1997) deve ser levado em consideração ao identificar um cenário de linha de base. Se tais políticas nacionais e/ou setoriais estivessem implementadas desde a adoção do Protocolo de Kyoto o cenário de linha de base se referiria a uma situação hipotética, sem instauração de políticas ou regulamentos nacionais e/ou setoriais. Portanto, esta política não pode ser considerada ao analisar a barreira ao identificar o cenário de linha de base.</i></p> <p><i>A suposta barreira número 3 intitulada “Fundos de financiamento” começa no DCP versão 1 descrevendo as barreiras causadas pela crise internacional e o ambiente macroeconômico doméstico do setor de energia do Brasil. Entretanto, parece que barreiras são comuns tanto para a atividade de projeto sendo implementada quanto para o cenário alternativo estabelecido pela metodologia, apesar de usinas termelétricas desta última terem incentivos introduzidos em 2000 o que, conforme visto acima na barreira chamada de “Tipicidade e Restrições de Contratos de Compra e Venda de Energia”, serem consideradas políticas E+ e somente aquelas implementadas antes da adoção do Protocolo de Kyoto por COP (decisão 1/CP.3 de 11 de dezembro de 1997) podem ser levadas em consideração ao identificar o cenário de linha de base. Adicionalmente parece que o DCP tenta explicar uma barreira ao investimento, entretanto não declara explicitamente qual é a barreira para o tipo de atividade de projeto.</i></p> <p><i>A equipe de validação entende que todas as supostas barreiras número 4 (“Condições de Precificação e Prazo de Venda de Energia”), número 5 (“Custos de Transação e Condições de Pedido de NSO”), número 6 (“Vantagens de custo absoluto em favor de tecnologias de maior escala na matriz elétrica nacional” – observe também que nesta seção do DCP o PP parece confundir energia eólica com geração de energia de PCH) e número 8 (“Redução de barreiras tecnológicas...”) podem ser monetizadas e portanto sua demonstração deve seguir a orientação 4 das Diretrizes para Demonstração Objetiva e Avaliação de Barreiras. De acordo com esta orientação, elas não devem ser identificadas como barreiras à implementação do projeto durante análise de barreiras, mas devem ser consideradas na estrutura de análise de investimento.</i></p> <p><i>Com relação a suposta barreira número 7 (“Redução do Risco através do MDL e PROINFA”) não ficou claro e não foi evidenciado no DCP versão 1 como os riscos citados representam um barreira específica para o tipo de projeto que está sendo implementado.</i></p> <p><i>Adicionalmente, esta seção do DCP fala sobre como o PROINFA alivia estes riscos, porém o papel do MDL em aliviar barreiras (que é o real requisito da ferramenta de adicionalidade e das diretrizes para demonstração objetiva e avaliação de barreiras) não foi justificado e evidenciado de forma transparente.</i></p>			

<b>Resposta do participante do projeto</b>		<b>Data:</b> 22/12/2015	
A demonstração de adicionalidade foi revisada de acordo com o passo 2 “Análise de Investimento” da versão mais recente da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” (versão 7.0.0) e das “Orientações de avaliação de análise de investimento” (versão 5). Consulte a segunda versão do documento. Os PPs também anexaram planilhas do fluxo de caixa do projeto e cálculo de referências e a respectiva evidência documentada.			
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>			
<b>Avaliação da EOD</b>		<b>Data:</b> 21/03/2016	
A análise de barreiras foi excluída do DCP revisado. O DCP versão 2 aplica a análise de investimento.			
<i>Esta CAR foi encerrada.</i>			

<b>CAR ID</b>	11	<b>Seção nº.</b>	B.4.6.2	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<i>As datas da decisão de investir de cada usina não foram fornecidas pelo PP.</i>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>		<b>Data:</b> 22/12/2015		
A decisão de investir na atividade de projeto proposta é considerada como “data de início”, pois os proprietários do projeto se comprometeram a fornecer a quantidade de eletricidade acordada nos PPAs, senão incorrerão nas penalidades relevantes estabelecidas no contrato.				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<b>Avaliação da EOD</b>		<b>Data:</b> 21/03/2016		
O PP considerou a assinatura do Contrato de Compra e Venda de Energia como data do início do projeto. Termos/penalidades do PPA podem ser considerados como compromisso firme e ação real dos PPs com relação a implementação do projeto e despesas relacionadas.				
<i>Esta CAR foi encerrada.</i>				

<b>CAR ID</b>	12	<b>Seção nº.</b>	B.4.6.4	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<i>Os argumentos sobre prática comum apresentados no DCP seção B.5 não seguem o parágrafo 57 da Ferramenta para Demonstração e Avaliação de Adicionalidade versão 07.0.0 nem as Orientações de Prática Comum versão 02.0. Apresentar argumentos sobre prática comum descrevendo como cada etapa da “Ferramenta” e do “Guia” são aplicadas, fornecendo evidências e o resultado de cada etapa, conforme exigido pelas “Orientações para preencher o formulário do documento de projeto” versão 1.</i>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>		<b>Data:</b> 22/12/2015		
De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, as “Orientações de prática comum” devem ser aplicadas durante realização da análise de prática comum.				
Portanto, a análise de prática comum foi revisada na nova versão do DCP (versão 2) de acordo com a versão mais recente da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” (versão 7.0.0) e os “Guias de prática comum” (versão 2.0) conforme descrito acima.				
Planilha com informações de prática comum foram anexadas a esta resposta.				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<i>Planilha de análise de prática comum</i>				

Avaliação da EOD	Data: 21/03/2016
<p>A análise de prática comum foi revisada na segunda versão do DCP de acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” (versão 7.0.0) e as “Orientações de prática comum” (versão 2.0).</p>	
<p>- A “data de início” do projeto é a data na qual PPAs PROINFA foram assinados, isto é, 30/06/2004. GSP começou em 05/10/2012. Portanto, apenas projetos como início de operação comercial antes de 30/06/2004 (a primeira data) são considerados para fins de análise de prática comum.</p>	
<p>Na análise o PP identificou 72 PCHs, entretanto “Areia Branca” começou a operar em 2010 após a data de início do projeto.</p>	
<p>RINA fez verificação cruzada das informações no website da ANEEL (<a href="http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoGeracaoTipo.asp?tipo=1&amp;ger=Hidro&amp;principa=Hidro">http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoGeracaoTipo.asp?tipo=1&amp;ger=Hidro&amp;principa=Hidro</a>) e na planilha de prática comum.</p>	
<p><b>Passo 3: dos projetos identificados no Passo 2, identifique aqueles que não são atividades de projeto MDL, atividades de projeto apresentadas para registro, nem atividades de projeto passando por validação. Anote seu número <math>N_{all}</math></b></p>	
<p>-Nesta análise 5 PCHs foram excluídas, confirmado no website da UNFCCC.</p>	
<p><b>Passo 4: dos projetos similares identificados no Passo 3, identifique aqueles que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposta. Anote seu número <math>N_{diff}</math>.</b></p>	
<p><math>N_{diff}</math> foi calculado considerando as diferentes tecnologias:</p>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- projetos que usam outra fonte de geração de eletricidade que não seja água</li> <li>- projetos classificados como grande escala pelos regulamentos brasileiros (projetos com capacidade instalada de até 30 MW e/ou área de reservatório maior que 3km<sup>2</sup>), de acordo com a Resolução ANEEL nº. 652/2003</li> <li>- projetos que começaram a operar no quadro regulatório antigo do setor elétrico (antes de março de 2004) (regulamentos legais)</li> </ul>	
<p>A fonte de geração de eletricidade já foi considerada no passo 2 e portanto não precisa ser incluída no Passo 4.</p>	
<p>A única pequena central hidrelétrica que pode ser considerada similar à atividade de projeto é Cachoeira do Lavrinha (antiga São Patrício), pois é uma pequena central hidrelétrica com 3 MW de capacidade instalada, localizada no estado de Goiás, e operações começaram em abril de 2004 (depois do novo quadro regulatório do setor elétrico e antes da data de início da atividade de projeto).</p>	
<p>Devido à correção no passo 2 o fator <math>F=1-N_{diff}/N_{all}</math> teve que ser atualizado.</p>	
<p>Esta CAR continua em aberto.</p>	
<p>2ª resposta  O PP revisou e excluiu a Usina de Areia Branca.  <math>N_{all} = 66</math> e <math>N_{diff} = 65</math>. Portanto:  <math>N_{all} - N_{diff} = 1 &lt; 3</math> e  <math>F = 1 - N_{diff}/N_{all} = 0,01 &lt; 0,2</math></p>	
<p>Como o fator F é menor que 0.2 e <math>N_{all}-N_{diff}</math> é menor que 3, pode-se concluir que a atividade de projeto proposta não é prática comum.</p>	
<p>Esta CAR foi encerrada.</p>	

<b>CAR ID</b>	13	<b>Seção nº.</b>		<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>A opção para cálculo de EGPJ,y aplicado na atividade de projeto não foi documentada no DCP versão 1, seção B.6.1, conforme exigido pela página 11 da metodologia aplicada e na seção B.6.1 das "Orientações para preencher o formulário do documento de projeto" versão 1.</p> <p>Além disso, o DCP versão 1 não descreve os métodos usados pela AND brasileira para calcular o fator de emissão daquela mesma seção. Adicionalmente, não há registro nas seções B.6.1 e B.6.3 sobre se BM e OM foram calculados ex-post ou ex-ante de acordo com as Orientações.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>O DCP foi revisado para incluir explicações sobre as escolhas de metodologia e suposições para cálculo do parâmetro EGPJ,y de acordo com as "Orientações para preencher o formulário do documento de projeto" e de acordo com ACM0002.</p> <p>O PP esclarece que dados publicados pela AND brasileira foram considerados ao determinar o fator de emissão de CO<sub>2</sub> da rede. No caso da margem de operação (OM), a AND brasileira considera a opção (c) "OM de análise de dados de despacho" que se aplica a dados históricos e portanto exige monitoramento a cada hora. Portanto, dados ex-post antigos são usados na atividade de projeto proposta. Descrição detalhada com relação a escolhas e equações do fator de emissão de CO<sub>2</sub> da rede foi inclusa no DCP (versão 2).</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado e a planilha de CERs estimados da Eletrobrás.				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O DCP foi revisado e incluiu suposições para cálculo de EGPJ,y. Dados para o fator de emissão foram inclusos de acordo com as diretrizes.</p> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>				

<b>CAR ID</b>	14	<b>Seção nº.</b>	B.7.1	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>Maiores explicações quanto a incertezas de geração da atividade de projeto são necessárias, pois não ficou claro para quem o excedente de eletricidade gerada de acordo e acima dos contratos (se ocorrer) será vendido ou como se lidará com o excedente de eletricidade gerado. Estas questões não ficaram claras nas seções adequadas do DCP (B.5., B.6.3. e B.7).</p> <p>Além disso, planilhas CERs apresentadas pelo PP à equipe de validação não contem as fórmulas usadas e o DCP não especifica o ano dos dados usados pela AND brasileira para o fator de emissão, conforme exigido pela Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico versão 3.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>Considerando os comentários da EOD a eletricidade enviada a rede e, conseqüentemente a geração de emissões de geração foram revisados para aplicar a energia assegurada de usinas e não a quantidade estabelecida nos Contratos de Compra e Venda de Energia (CCVEs) assinados. Consulte a segunda versão do DCP e da planilha CER.</p> <p>Evidência documentada para energia assegurada está disponível ao público conforme apresentado na planilha CER e no DCP (versão 2).</p> <p>Descrição detalhada das escolhas de metodologia e fontes de dados para cálculo do fator de emissão de CO<sub>2</sub> da rede foi inclusa na segunda versão do DCP.</p> <p>Segunda resposta dos PPs</p> <p>Como a AND brasileira publicou recentemente, em 2013, dados sobre o fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de operação e construção, cálculo das reduções de emissão estimadas foi atualizado. Consulte a terceira versão da planilha CER e do DCP.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado e a planilha Eletrobras_Estimated CERs.				

<b>Avaliação da EOD</b>			<b>Data:</b> 21/03/2016
O DCP versão 2 apresenta os parâmetros Cap <sub>BL</sub> e A <sub>BL</sub> de acordo com a metodologia aplicada.			
Esta CAR foi encerrada.			
<b>CAR ID</b>	15	<b>Seção nº.</b>	B.6.3
<b>Descrição da CAR</b>			<b>Data:</b> 20/09/2015
<i>Nem a seção B.6.1 nem a B.6.3 do DCP justificam os valores adotados para Cap<sub>BL</sub> ou A<sub>BL</sub>. Adicionalmente as planilhas ERs não apresentam as fórmulas usadas no cálculo de PE. Todas as fórmulas em cálculos de ERs devem ser abertos para validação (isto é, auditoria) e todas as fontes de dados e suposições devem ser mencionadas no DCP seção B.6.3. Adicionalmente nem todas as planilhas ERs estão disponíveis em inglês.</i>			
<b>Resposta do participante do projeto</b>			<b>Data:</b> 22/12/2015
De acordo com a metodologia ACM0002, os parâmetros Cap <sub>BL</sub> e A <sub>BL</sub> foram considerados como zero (0) no caso de usinas hidrelétricas novas, o que é o caso da atividade de projeto proposta. <i>Descrição detalhada do cálculo de emissões de linha de base, de projeto e vazamento foi inclusa no DCP(versão 2). A planilha CER também foi revisada.</i>			
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>			
<i>DCP(versão 2). Planilha CER.</i>			
<b>Avaliação da EOD</b>			<b>Data:</b> 21/03/2016
O DCP versão 2 apresenta os parâmetros Cap <sub>BL</sub> e A <sub>BL</sub> de acordo com a metodologia aplicada.			
Esta CAR foi encerrada.			

<b>CAR ID</b>	16	<b>Seção nº.</b>	B.6.2
<b>Descrição da CAR</b>			<b>Data:</b> 20/09/2015
<i>A seção B.6.2 não reflete os parâmetros ex-ante usados pelos PPs para cálculos ERs de acordo com a metodologia aplicada e as "Orientações para Documento de Projeto (MDL-DCP)" versão 01.0</i>			
<b>Resposta do participante do projeto</b>			<b>Data:</b> 22/12/2015
<i>A Seção B.6.2. do DCP foi revisada de acordo com as "Orientações para preenchimento do Formulário do Documento de Concepção de Projeto". Consulte a segunda versão do documento.</i>			
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>			
<i>DCP revisado</i>			
<b>Avaliação da EOD</b>			<b>Data:</b> 21/03/2016
A Seção B.6.2. foi revisada de acordo com as "Orientações para preenchimento do Formulário do Documento de Concepção de Projeto".			
Esta CAR foi encerrada.			

<b>CAR ID</b>	17	<b>Seção nº.</b>	B.7.1	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p><i>O plano de monitoramento descrito no DCP versão 1 não cumpre com os requisitos de ACM0002 versão 13 nem com as "Orientações para Documento de Projeto (MDL-DCP)" versão 01.0. Por exemplo, a metodologia aplicada exige que <math>EG_{facility,y}</math> seja continuamente medido e registrado no mínimo mensalmente e a seção B.7.1 do DCP versão 1 declara apenas que a "frequência de monitoramento" deste parâmetro é mensal. Os parâmetros CAPPJ e APJ não estão inclusos na lista de parâmetros monitorados. Além disso alguns aspectos não foram claramente descritos na seção B.7.1 (por exemplo, não foi descrito como a energia importada da rede será monitorada, não ficou claro como PPs usarão o "recibo" para fazer verificação cruzada da eletricidade vendida) – nem na seção B.7.2 (isto é, os pontos de medição e localização de medidores – principal e reserva, o fato de que usinas são monitoradas a partir de um escritório central – como observado durante visita ao local) para cada PCH no DCP versão 1.</i></p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>O DCP foi revisado para incluir uma descrição detalhada dos parâmetros monitorados exigidos por ACM0002. Consulte a segunda versão do documento.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<p><i>DCP revisado.</i></p>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>Os parâmetros <math>CAP_{PJ}</math> e <math>A_{PJ}</math> foram inclusos nos parâmetros monitorados.</p> <p>Para o parâmetro <math>EG_{facility,y}</math> a metodologia exige "Verificação cruzada de resultados de medição com os registros de eletricidade vendida"</p> <p>Entretanto, o DCP descreve que verificação cruzada só será feita se estiver disponível, não de acordo com a metodologia.</p> <p>Esta CAR continua em aberto.</p> <p>2ª resposta</p> <p>O DCP foi revisado e a verificação cruzada foi descrita de acordo com a metodologia (Verificação cruzada de resultados de medição com os registros de eletricidade vendida).</p> <p>Entretanto a metodologia foi atualizada e a versão atualizada prevê que <math>EG_{facility,y}</math> deve ser monitorada usando medidor de energia bidirecional ou calculada como a diferença entre (a) a quantidade de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto à rede; e (b) a quantidade de eletricidade da usina/unidade de projeto da rede.</p> <p>Esta CAR continua em aberto.</p> <p>O plano de monitoramento apresentou no DCP revisado considerou a versão mais recente do ACM0002 (versão 16.0.0).</p> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>				

<b>CAR ID</b>	18	<b>Seção nº.</b>	B.7.3	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p><i>As seções B.7.2 e B.7.3 não foram preenchidas de acordo com os requisitos das: "Orientações para preencher o Documento de Concepção de Projeto para atividades de projeto do MDL em pequena escala" versão 01.0.</i></p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p><i>O DCP foi revisado de acordo com as "Orientações para preencher o Formulário do Documento de Concepção de Projeto". Consulte a segunda versão do documento.</i></p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<p><i>DCP revisado.</i></p>				

<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O DCP foi revisado de acordo com as "Orientações para preencher o Formulário do Documento de Concepção de Projeto".</p> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>	

<b>CAR ID</b>	19	<b>Seção nº.</b>		<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p><i>Não está claro no DCP a instituição e o departamento que serão responsáveis pelas "mídias eletrônicas no sistema operacional a ser instalado" para armazenar dados coletados, de acordo com as: "Orientações para preencher o Documento de Concepção de Projeto para atividades de projeto do MDL em pequena escala" versão 01.0. Também não ficou claro se "Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por pelo menos dois anos após o fim do último período de créditos"; de acordo com ACM0002 versão 13.0.0</i></p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p><i>Informações relacionadas ao período de gravação de dados monitorados foram inclusas no DCP (versão 2) conforme exigido por ACM0002.</i></p> <p><i>Segunda resposta do PP:</i>  <i>Considerando comentários da EOD, PPs revisaram o Plano de Monitoramento apresentado no DCP para incluir informações relacionadas a arquivamento de dados por dois anos após o fim do período de créditos ou última emissão de CERs conforme exigido por ACM002. Consulte a segunda versão do documento.</i></p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<i>DCP revisado.</i>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p><i>Não está claro no DCP revisado as providências para garantir que dados monitorados e exigidos para verificação e emissão sejam mantidos e arquivados eletronicamente por dois anos após o fim do período de créditos ou última emissão de CERs, o que ocorrer depois; de acordo com o parágrafo 64 (b) da Norma de Projeto versão 7.</i></p> <p><i>Esta CAR continua em aberto.</i>  <i>2ª rodada:</i>  <i>O DCP revisado descreve o período de arquivamento de acordo com a metodologia aplicada.</i></p> <p><i>Esta CAR foi encerrada.</i></p>				

<b>CAR ID</b>	20	<b>Seção nº.</b>	B.7.3	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p><i>A data de início do período de crédito definida no DCP versão 1 (01/01/2013) não está de acordo com a linha de tempo de validação.</i></p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p><i>A data de início do período de crédito foi revisada para a data esperada do registro de MDL, isto é, 01/01/2015. Consulte a segunda versão do DCP e a planilha CER.</i></p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<i>DCP revisado e planilha CER.</i>				

<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
Documentos foram revisados considerando a data 01/01/2015.	
<i>Esta CAR foi encerrada.</i>	

<b>CAR ID</b>	21	<b>Seção nº.</b>	C.1.1	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<i>A documentação referente a EIA não foi fornecida, conseqüentemente a equipe de auditoria não pode verificar se foi suficientemente descrita no DCP</i>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p><i>De acordo com a Resolução CONAMA nr. 1 datada de 23 de janeiro de 1986, o Estudo de Impacto Ambiental ("EIA") e o Relatório de Impacto Ambiental ("RIMA") são exigidos para emissão de licenças de projetos hidrelétricos com capacidade instalada maior que 10 MW.</i></p> <p><i>As Licenças de operação para pequenas centrais hidrelétricas mais recentes inclusas na atividade de projeto proposta são apresentadas na tabela abaixo. É importante mencionar que alguns projetos estão em processo de renovação de licença e portanto, de acordo com a Resolução CONAMA nr. 237/97, a validade da licença é prorrogada até manifestação da agência ambiental.</i></p> <p><i>São Pedro: processo de renovação nr. 23653698 da LO nr. 030/08;</i>  <i>São Joaquim: LO nr. 299/2012 emitida em 08/11/2012 e válida até 07/11/2016;</i>  <i>Santa Fé: LO nr. 702/2007 emitida em 13/06/2013 e válida até 12/06/2018;</i>  <i>Monte Serrat: processo de renovação da LO nr. 818/2012;</i>  <i>Jataí: LO nr. 3359/2011 emitida em 21/12/2011 e válida até 20/12/2015;</i>  <i>Irara: LO nr. 1185/2010 emitida em 22/12/2010 e válida até 10/01/2020;</i>  <i>Funil: processo de renovação nr. 00177/1999/005/2011 da LO nr. 378/2007;</i>  <i>Carangola: processo de renovação da LO nr. 089/ZM;</i>  <i>Fumaça IV: LO nr. 739/2008 emitida em 07/12/2012 e válida até 06/12/2018;</i>  <i>Calheiros: LO nr. 686/2007 emitida em 31/10/2011 e válida até 30/10/2021;</i>  <i>Bonfante: processo de renovação 02001.000736/06-05 da LO nr. 758/06;</i>  <i>São Simão: declaração nr. 197/12-GCA/SAIA.</i></p> <p><i>Licenças de Operação além da confirmação do recebimento da solicitação de renovação de licença foram anexadas a esta resposta.</i></p> <p><i>Como todas as pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta têm Licenças de Operação emitidas, todas tiveram que apresentar avaliação e estudo de impacto ambiental. Entretanto, PPs anexaram a esta resposta, estudos ambientais das pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta.</i></p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<i>DCP revisado e planilha CER.</i>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p><i>O PP forneceu licenças de operação e protocolo de renovação (para licenças de operação vencidas) para PCHs.</i></p> <p><i>Adicionalmente a EIA apresentada a Agências ambientais para obter licenças também foram fornecidas.</i></p> <p><i>Esta CAR foi encerrada.</i></p>				

<b>CAR ID</b>	22	<b>Seção nº.</b>	D.1.1	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p><i>As datas de emissão e vencimento da última licença operacional para as PCHs Calheiros, Fumaça IV e Monte Serrat não foram corrigidas no DCP versão 1. Adicionalmente as licenças de operação mais recentes ou protocolo de renovação das mesmas para as PCHs Funil, Caçador, Jataí, Santa Fé e Bonfante não foram fornecidas.</i></p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>Consulte a resposta do PP na CAR 21 acima. Licenças de Operação além da confirmação do recebimento de solicitações de renovação de licença foram anexadas a esta resposta.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<p><i>Licenças de operação emitidas e estudos ambientais das pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta</i></p>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p><i>O DCP foi revisado e as evidências foram fornecidas.</i></p> <p><i>Esta CAR foi encerrada.</i></p>				

<b>CAR ID</b>	23	<b>Seção nº.</b>	D.1.3	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>A Seção E do DCP versão 1 não tem informações sobre consulta a parte interessada local conforme exigido pelas: “Orientações para preencher o Documento de Concepção de Projeto para atividades de projeto do MDL em pequena escala”, versão 01.0. Adicionalmente o PP apresentou algumas evidências da consulta à parte interessada local já realizada, mas não de forma que a equipe de auditoria pudesse rastrear ARs a cartas enviadas de acordo com requisitos da AND brasileira (Resolução 7 da Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima – CIMGC para consulta à parte interessada local, datada de 05/03/2008).</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>O PP esclarece que a Autoridade Nacional Designada brasileira “Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima”, solicita comentários de partes interessadas locais, e o relatório de validação emitido por uma EOD autorizada de acordo com a Resolução nr. 7, emitida em 5 de março de 2008, para fornecer a Carta de Aprovação.</p> <p>Esta Resolução determina que convite direto para comentários deve ser enviado pelos proponentes do projeto pelo menos 15 dias antes do Processo de Parte Interessada Global (GSP) aos seguintes agentes: Governo de cada estado ou Distrito Federal envolvido; Assembleia legislativa de cada estado envolvido, ou no caso do Distrito Federal da Câmara Legislativa; Órgão ambiental federal; Órgãos ambientais estaduais envolvidos; Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento; Entidades nacionais com objetos direta ou indiretamente relacionados à atividade de projeto; Os Procuradores Gerais dos estados envolvidos, ou, dependendo do caso, o Procurador Geral do Distrito Federal e Territórios; Procurador Geral Federal.</p> <p>Caso cartas não forem enviadas as partes interessadas, a Resolução CIMGC nr. 10 datada de 22/05/2013 determina que audiências públicas devem ser realizadas com as partes interessadas.</p> <p>No caso da atividade de projeto proposta, cartas foram enviadas para as seguintes partes interessadas, o que pode ser verificado na confirmação de recebimento anexada a esta resposta:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”);</li> <li>• Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (“SEMAD”);</li> <li>• Secretaria de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos de Goiás (“SEMARH”);</li> <li>• Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo (“IEMA”);</li> <li>• Ministério Público do Rio de Janeiro;</li> <li>• Ministério Público do Espírito Santo;</li> <li>• Ministério Público de Minas Gerais;</li> <li>• Ministério Público Federal.</li> </ul> <p>Com relação às cartas para as partes interessadas faltando mencionadas na Resolução CIMGC nr. 7/2008, os PPs estão realizando audiências públicas de acordo com a Resolução CIMGC nr. 10/2013. Assim que estas reuniões forem realizadas os PPs fornecerão evidência documentada à EOD. Considerando as informações acima, a seção E do DCP foi revisada para incluir as informações mencionadas acima.</p> <p>Segunda resposta dos PPs: Considerando os comentários da EOD, a seção E do DCP foi revisada para incluir uma descrição detalhada da consulta à parte interessada realizada pelo participante do projeto de acordo com as instruções da AND brasileira. Consulte a versão 3.1 do DCP anexada a esta resposta. Evidência documentada da última consulta à parte interessada realizada em dezembro de 2014 está anexada a esta resposta.</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<p>Licenças de Operação além da confirmação do recebimento de solicitações de renovação de licença.</p>				

<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>De acordo com a resolução AND nº 10, art. 1 o PP deve realizar uma audiência pública com todas as partes interessadas mencionadas na Resolução nº 7.</p> <p>Esta CAR continua em aberto.</p> <p>2ª resposta:</p> <p>O PP revisou o DCP versão 3.1 para incluir todas as ações tomadas para consulta à parte interessada local, de acordo com requisitos da CIMGC descritos no e-mail datado de 24/11/2014.</p> <p>O processo de validação foi colocado em espera (e-mail da RINA para o PP e CIMGC datado de 04/12/2014) de acordo com o requisito nos e-mails da CIMGC datados de 30/09/2014 e 24/11/2014 e confirmados novamente após conclusão da nova consulta à parte interessada através de cartas, convidando para comentários, enviadas a todas as partes interessadas listadas na Resolução CIMGC nº. 7/2008. Documentos revisados foram recebidos pela RINA em 17/03/2014 (DCP versão 3.1 e evidências para consulta à parte interessada local).</p> <p>Cartas datadas de 08/12/2014 foram enviadas e os seguintes ARs (Avisos de Reconhecimento) foram confirmados:</p> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>	

<b>CAR ID</b>	24	<b>Seção nº.</b>	E.1.1	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>As datas de início do projeto não estão de acordo com o Glossário de Termos MDL (isto é, a data mais recente na qual implementação, construção ou ação real começaram). As datas de início de projeto informadas na seção C.1.1 são de fato as datas de início de operação das usinas, entretanto nenhuma argumentação ou evidência foi fornecida.</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>Conforme descrito no DCP, pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta participam do Programa de Incentivo à Fontes Alternativas ("PROINFA"). Antes de responder totalmente a CAR 24, o PP gostaria de explicar sobre o PROINFA.</p> <p>PROINFA é um programa de incentivo à energia renovável criado pela Lei nº 10.438/2002 e regulado pelo Decreto nº 5.025/2004. Um dos objetivos da iniciativa é aumentar a parcela de fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo desta forma para maior sustentabilidade ambiental. Para atingir este objetivo, o governo brasileiro designou a empresa estatal de energia Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás para atuar como compradora principal da energia elétrica gerada por instalações de energia alternativa no Brasil, firmando PPAs de longo prazo com produtores de energia alternativa, a um preço garantido de pelo menos 80% da tarifa de fornecimento de energia média cobrada dos consumidores finais.</p> <p>A Portaria do MME nº45/2004 estabeleceu uma Licitação para escolha dos projetos e assinatura dos PPAs foi concluída pela ELETROBRÁS no final de junho de 2004.</p> <p>A criação do PROINFA indica claramente que, sem suporte específico, projetos envolvendo a implementação de usinas usando fontes renováveis para gerar eletricidade dificilmente seriam implementados de outra forma. Obviamente, se o ambiente relacionado a investimento no clima, acesso à tecnologia e financiamento fossem favoráveis a geração de eletricidade renovável no Brasil na época, PROINFA não existiria.</p> <p>De acordo com o Glossário de Termos do MDL, a "data de início" no contexto de uma atividade de projeto do MDL é:  "...a data mais recente na qual implementação, construção ou ação real de uma atividade de projeto MDL começaram".</p> <p>Portanto, no contexto de pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta, a assinatura do PPA de acordo com o PROINFA é considerada como "data de início" do projeto.</p> <p>De acordo com a cláusula 16, parágrafo 5, do PPA PROINFA, em caso de não realização ou fornecimento de eletricidade, os donos do projeto (SPCs) devem pagar pela quantidade de eletricidade acordada durante 20 anos (cláusula 8) pelo preço subsidiado estabelecido no contrato (cláusula 10) considerando ajuste da inflação (cláusula 12) para penalidades contratuais.</p> <p>Concluindo, vários passos necessários para construir pequenas centrais hidrelétricas, como o contrato de financiamento, que só é obtido após assinatura do Contrato de Compra e Venda de Energia. Apesar disso se o dono do projeto decidir não construir a usina após a assinatura do PPA haveriam as penalidades relevantes.</p> <p>Portanto o desenvolvedor do projeto se comprometeu com os termos do contrato presumindo que pequenas centrais hidrelétricas fossem ser implementadas de fato. Portanto, isto deve ser levado em consideração na data de início do projeto.</p> <p>Os PPs também anexaram a esta resposta as Portarias ANEEL autorizando início de operação de pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta.</p> <p>Segunda resposta dos PPs:</p> <p>Os PPs anexaram a esta resposta os PPAs e adendos dos projetos São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil e São Joaquim.</p>				

Documentação fornecida pelo participante do projeto	
PPAs	
Avaliação da EOD	Data: 21/03/2016
<p>Bonfante, PPA 041/2004 /39/            -Monte Serrat, PPA 042/2004 /44/            -Santa Fé, PPA 043/2004 /49/            Porém, evidências das PCHs São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, São Joaquim, Monte Serrat e Santa Fé não foram fornecidas</p> <p>Esta CAR continua em aberto.            2ª rodada            O PP forneceu os PPAs:            -São Pedro, 012/2004 (CCVE-PCH-MRE-012-000.pdf)            - Carangola, 013/2004 (CCVE-PCH-MRE-013-000.pdf)            -Calheiros, PPA 014/2004            - São Simão (CCVE-PCH-MRE-015-000.pdf)            - Funil, PPA 016/2004 (CCVE-PCH-MRE-016-000.pdf)            -São Joaquim, PPA 017/2004 (CCVE-PCH-MRE-017-000.pdf)            Esta CAR foi encerrada.</p>	

CAR ID	25	Seção nº.	B.2.1	Data:	20/09/2015	
Descrição da CAR						
<p>A seção A.3 do DCP relatou que a turbina de Fumaça IV é Gugler, mas a marca Energ Power foi vista na turbina durante visita ao local. Além disso, o ano de fabricação das turbinas desta PCH, e outras que não foram verificadas durante visita ao local, não foram relatados no DCP versão 1.</p> <p>A descrição da turbina da PCH Bonfante na seção A.3. do DCP versão 1 também não estão de acordo com a turbina verificada durante visita ao local. O nome do fabricante do gerador e da turbina também não estava correto.</p> <p>Os equipamentos descritos no DCP versão 1 para a PCH Monte Serrat e PCH Santa Fé não estão de acordo com os verificados durante visita ao local.</p>						
Resposta do participante do projeto					Data:	22/12/2015
<p>Considerando os comentários da EOD, equipamentos, descrição de turbinas e geradores apresentados na seção A.3 foram revisados com base nas etiquetas de turbinas/equipamentos verificados durante visita ao local, incluindo o ano de fabricação.</p> <p>Adicionalmente a seção A.3 do DCP foi revisada para incluir idade e vida útil média dos equipamentos, conforme exigido pelas "Orientações para preencher o Formulário do Documento de Concepção de Projeto". Consulte também a resposta do PP na CAR 5.</p> <p>Consulte a segunda versão do DCP.</p> <p>Segunda resposta dos PPs:  <i>Considerando os comentários da EOD, os PPs revisaram a descrição técnica de Fumaça IV, Monte Serrat, Bonfante e Santa Fé com base nas etiquetas dos equipamentos. Consulte a terceira versão do DCP e da planilha CER.</i></p>						
Documentação fornecida pelo participante do projeto						
DCP revisado.						

<b>Avaliação da EOD</b>	<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O DCP não está de acordo com os equipamentos verificados durante visita ao local:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Fumaça IV: turbinas (potência nominal)</li> <li>-Bonfante: turbina (potência nominal)</li> <li>-Monte Serrat: turbinas (potência nominal e rotação)</li> <li>-Santa Fé: turbinas e geradores (potência nominal).</li> </ul> <p>Esta CAR continua em aberto.</p> <p>2ª rodada</p> <p>O DCP foi revisado de acordo com as especificações dos equipamentos.</p> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>	

<b>CAR ID</b>	<b>26</b>	<b>Seção nº.</b>	<b>B.4.1</b>	<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p><i>O DCP versão 1 afirma que a “Extensão espacial do limite de projeto inclui a usina e todas as usinas fisicamente conectadas ao sistema elétrico definido para o projeto do MDL”, entretanto não especifica as usinas.</i></p> <p><i>O DCP versão 1 não apresenta além da tabela, um fluxograma do limite de projeto, delineando fisicamente a atividade de projeto, com base na descrição fornecida na seção A3, de acordo com os requisitos das: “Orientações para preencher o Documento de Concepção de Projeto para atividades de projeto do MDL em pequena escala” versão 01.0.</i></p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p><i>O limite de projeto foi revisado no DCP (versão 2) de acordo com ACM0002. A Seção B.3 também foi revisada para incluir um fluxograma de equipamentos/sistemas e fluxos de massa e energia, indicando fontes de emissão e GHGs inclusos no limite de projeto e também os parâmetros a serem monitorados.</i></p> <p><i>Segunda resposta dos PPs:</i>  <i>Considerando os comentários da EOD, os PPs revisaram a tabela que apresenta os gases estufa (GHG) inclusos no limite da atividade de projeto. Consulte a terceira versão do DCP.</i></p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>O limite foi revisado de acordo com ACM0002.</p> <p>A tabela 8 diz que emissões de linha de base são CO<sub>2</sub>, devido a geração de eletricidade em usinas movidas a combustíveis fósseis, que são deslocados devido à atividade de projeto e, na atividade de projeto – Para usinas hidrelétricas, emissões de CH<sub>4</sub> do reservatório. Entretanto, foi descrito na seção B.6.3 que como a densidade de potência é maior que 10 W/m<sup>2</sup> não há emissões de projeto nesta atividade.</p> <p>Esta CAR continua em aberto.</p> <p>2ª rodada</p> <p>O DCP foi revisado de acordo com a metodologia aplicada.</p> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>				

<b>CAR ID</b>	27	<b>Seção nº.</b>		<b>Data:</b> 20/09/2015
<b>Descrição da CAR</b>				
<p>A fórmula aplicada nos cálculos de custo de capital e custo de débito descritos no sub passo 2b do DCP versão 2 é diferente das fórmulas descritas na planilha "WACC ElectricGen_2004.xlsx" aplicada no cálculo dos dois custos</p>				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b> 22/12/2015
<p>Considerando os comentários da EOD, os PPs revisaram o DCP e a planilha de referência para uniformizar as equações.</p> <p>Segunda resposta dos PPs: A planilha de referência e o DCP foram revisados para corrigir as fórmulas apresentadas. Note que esta revisão não afeta os valores resultantes para WACC, como a fórmula/cálculo está correto.</p> <p>Além disso, os PPs incluíram no DCP a opção usada para determinar o PLF de acordo com as "Diretrizes para relatório e validação dos fatores de carga da planta".</p>				
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
DCP revisado e WACC ElectricGen_2004.xlsx".				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b> 21/03/2016
<p>Fórmulas aplicadas nos cálculos de custo de capital e custo de débito descritos no sub passo 2b do DCP versão 2 ainda são diferentes das fórmulas descritas na planilha "WACC ElectricGen_2004.xlsx".</p> <p>Esta CAR continua em aberto.</p> <p>2ª rodada O DCP e a planilha foram revisados e as equações estão iguais.</p> <p>Esta CAR foi encerrada.</p>				

Tabela 3. FAR desta validação

<b>FAR ID</b>	Xx	<b>Seção nº.</b>		<b>Data:</b>
<b>Descrição da FAR</b>				
N/A				
<b>Resposta do participante do projeto</b>				<b>Data:</b>
<b>Documentação fornecida pelo participante do projeto</b>				
<b>Avaliação da EOD</b>				<b>Data:</b>

- - - - -

### Informações do documento

Versão	Data	Descrição
01.0	23 de março de 2015	Publicação inicial.
Classe de Decisão: Regulatória Tipo de Documento: Formulário Função de Negócios: Registro Palavras chave: atividades de projeto, relatório de validação		