



RINA

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

“Projeto MDL Cachoeirão
(JUN1092)”
no
Brasil

RELATÓRIO Nº 2009-BQ-ME-106
REVISÃO Nº 1.1



RINA

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Nome do Projeto: "Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)"		País: Brasil	RCEs estimadas (tCO₂e): 164.108	
Cliente: Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda.		Contato do cliente: Sr. Arthur Moraes Fone: + 55 11 4522-7180		
Título do relatório: "Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)" no Brasil		Relatório No.: 2009-BQ-ME-106	Rev. No. 1.1	Data deste relatório: 21/01/2011
Aprovado por: (Final Report – DCI Director approval)		Unidade organizacional:		Data:
Metodologia				
Referência: ACM0002	Versão: Versão 11 de 26/02/2010	Título: "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede"		Escopo setorial: 1
<p>RINA, contratado por Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda., realizou a validação da atividade de projeto "Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)" baseado nos critérios da CQNUMC para o MDL, assim como nos critérios disponíveis para prover às operações consistentes do projeto, monitoramento e documentação. Os critérios da CQNUMC referem-se ao Artigo 12 do Protocolo de Quioto, as Modalidades e Procedimentos do MDL, as decisões subsequentes do Conselho Executivo do MDL.</p> <p>Em conclusão, é da opinião da RINA que a atividade de projeto "Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)" no Brasil, como descrito no DCP versão 3 de 10 de Setembro de 2010, satisfaz todos os requerimentos relevantes da CQNUMC e todos os critérios relevantes da Parte hospedeira e corretamente aplica a linha de base e metodologia ACM0002, "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede" versão 11 de 26/02/2010.</p> <p>RINA então vem requerer o registro do projeto como uma atividade de projeto MDL.</p> <p>Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o projeto deverá ter recebido por escrito a aprovação da participação voluntária da AND brasileira, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia o país em alcançar o desenvolvimento sustentável.</p>				

Work carried out by:
Geisa Maria Principe Branco Sassettoni
Lilian Cristine Poll Herrmann
Thaís de Lima Carvalho

- ☒ Proibida a distribuição sem a permissão do Cliente ou responsável pela unidade organizacional
- ☐ Estritamente confidencial
- ☐ Distribuição irrestrita

Work verified by: (CRT Responsible approval)

Keywords:



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

Abreviações

Explicitar aqui cada abreviação que tenha sido utilizada neste relatório.

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo
CAR	Pedido de Ação Corretiva
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDM	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
CE	Comitê Executivo
CIMGC	Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
CL	Pedido de Esclarecimento
CH ₄	Metano
CO ₂	Dióxido de Carbono
CO ₂ e	Dióxido de Carbono Equivalente
CQNUMC	Convenção Quadro das Nações Unidas para Mudanças do Clima
DCP	Documento de Concepção do Projeto
DNA	Autoridade Nacional Designada
EBITDA	<i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
EOD	Entidade Operacional Designada
EPC	<i>Engineering, Procurement and Construction</i>
SAF	Solicitação de Ação Futura
GEE	Gases do Efeito Estufa
IGP-M	Índice Geral de Preços
NTN-C	Notas do Tesouro Nacional, série C
ONS	Operador Nacional do Sistema
O&M	Operação e Manutenção
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PP	Participantes do Projeto
RCEs	Reduções Certificadas de Emissões
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
RINA	<i>Registro Italiano Navale</i>
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

<i>Conteúdo</i>	<i>Página</i>
1 INTRODUÇÃO	6
1.1 OBJETIVO	6
1.2 ESCOPO	6
2 METODOLOGIA	6
2.1 REVISÃO DO DOCUMENTO	6
2.2 AÇÕES DE ACOMPANHAMENTO	7
2.3 RESOLUÇÃO DOS ASSUNTOS CONSTATADOS	10
2.4 CONTROLE DE QUALIDADE INTERNO	12
2.5 EQUIPE DE VALIDAÇÃO E REVISOR(ES) TÉCNICO(S)	12
3.1 APROVAÇÃO E PARTICIPAÇÃO	13
3.3 CONCEPÇÃO DO PROJETO	13
3.4 APLICAÇÃO DA LINHA DE BASE SELECIONADA E METODOLOGIA DE MONITORAMENTO	15
3.5 LIMITE DO PROJETO E IDENTIFICAÇÃO DA LINHA DE BASE	16
3.5.1 LIMITE DO PROJETO	16
3.5.2 IDENTIFICAÇÃO DA LINHA DE BASE	17
3.6 ADICIONALIDADE	17
3.6.1 CONSIDERAÇÃO PRÉVIA DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO	18
3.6.2 IDENTIFICAÇÃO DAS ALTERNATIVAS	19
3.6.3 ANÁLISE DE INVESTIMENTO	19
3.6.4 ANÁLISE DE BARREIRAS	24
3.6.5 ANÁLISE DA PRÁTICA COMUM	24
3.6.6 CONCLUSÃO	26
3.7 PLANO DE MONITORAMENTO	26



RINA

PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

3.7.1	PARÂMETROS DETERMINADOS EX-ANTE.....	26
3.7.2	PARÂMETROS MONITORADOS EX-POST.....	26
3.7.3	SISTEMA DE GERENCIAMENTO E GARANTIA DA QUALIDADE	27
3.8	ESTIMATIVAS DE EMISSÕES DE GEE	28
3.9	IMPACTOS AMBIENTAIS	28
3.10	CONSULTA AS PARTES INTERESSADAS LOCAIS	29
4	<u>COMENTÁRIOS DAS PARTES INTERESSADAS</u>	30
5	OPINIÃO DA VALIDAÇÃO.....	30

Apêndice A: Protocolo de Validação



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

1 INTRODUÇÃO

A Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda. contratou a RINA para realizar a validação do “Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)” no Brasil.

Este relatório resume as constatações da validação do projeto, que foi performedo com base nos critérios da CQNUMC do MDL, bem como nos critérios para proporcionar operações, monitoramento e relatórios de projeto consistentes.

1.1 Objetivo

O objetivo da validação é ter uma avaliação independente da atividade de projeto por uma entidade operacional designada contra os requerimentos do MDL tendo em vista a decisão 3/CMP.1, seus anexo e relevantes decisões da COP/MOP, com base no documento de concepção do projeto. Em particular, a linha de base do projeto e a adequação do projeto aos requisitos da CQNUMC e da Parte hospedeira foram validados de modo a confirmar que a concepção do projeto, como documentado, está em consonância e atende os critérios identificados. A validação é um requisito para todos os projetos MDL e é vista como necessária para prover às partes interessadas, segurança quanto a qualidade do projeto e sua pretensão de gerar reduções certificadas de emissões (RCEs).

1.2 Escopo

O escopo da validação é revisar o DCP contra os critérios da CQNUMC para o MDL.

Os critérios da CQNUMC para o MDL referem-se ao artigo 12 do protocolo de Quioto, as modalidades e procedimentos do MDL e subseqüentes decisões do Conselho Executivo do MDL.

A validação não se destina a fornecer qualquer tipo de consultoria para os participantes do projeto. No entanto, pedidos de esclarecimento e/ou solicitações por ações corretivas podem proporcionar a melhoria do documento de concepção do projeto.

2 METODOLOGIA

A validação foi conduzida utilizando-se dos procedimentos do RINA em linha com os requerimentos especificados nas Modalidades e Procedimentos do MDL, na última versão do Manual de Validação e Verificação (VVM), e em decisões relevantes de COP/MOP, do Conselho Executivo do MDL e aplicando técnicas-padrão de auditoria.

A validação consiste nas três fases seguintes:

- * Revisão de Documentos;
- * Ações de acompanhamento;
- * Resolução de questões pendentes constatadas e emissão do relatório final de validação.

As seções abaixo apresentam cada um dos passos com maiores detalhes.

2.1 Revisão do Documento

O DCP, versão 3 de 10 de setembro de 2010 /1/, em particular a aplicabilidade da metodologia, a determinação da linha de base, a adicionalidade da atividade de projeto, o starting date do projeto, o plano de monitoramento, os cálculos das reduções de emissões fornecidos no formato de planilha, “*CERs JUN1092_v3.xls*” versão 3 de 10/09/2010 /2/, a planilha da análise financeira “*IRR_Cachoeirao_v3*”, versão 3 de 10 de setembro de 2010 /3/ foram avaliados como parte da validação.

A tabela a seguir lista os documentos revistos durante a validação



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

- /1/ Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda. e Hidrelétrica Cachoeirão S.A. MDL-DCP do “Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)”, Versão 3 de 10 de Setembro de 2010, versão 2 de 18 de Maio de 2010 e Versão 1 de 16 de Novembro de 2009.
- /2/ Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda. e Hidrelétrica Cachoeirão S.A. planilha de CERs
“CERs_JUN1092_v3.xls” (revisado período de créditos e fator de emissão), versão 3 de 10/09/2010
“CERs_JUN1092_v2_1.xls” (revisado período de créditos), versão 2 de 25/05/2010
“CERs_JUN1092_v1.xls”, versão 1 de 16/11/2009
- /3/ Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda. e Hidrelétrica Cachoeirão S.A. planilha de TIR
“IRR_Cachoeirao_v3.xls”, versão 3 de 10 de setembro de 2010.
“IRR_Cachoeirao_v2_1.xls”, versão 2 de 18 de maio de 2010.
“IRR_Cachoeirao.xls”, versão 1 de 16 de novembro de 2009.
- /4/ Manual de Validação e Verificação do MDL – Versão 01.2, CE 55 anexo 1 datado de 30 de julho de 2010.
- /5/ ACM0002 - “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede” Versão 11 de 26/02/2010.
- /6/ “Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema” (versão 2).
- /7/ “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” (versão 5.2).
- /8/ “Fatores de Emissão de CO2 pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil - Ano Base 2008” e “Fatores de Emissão de CO2 pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil - Ano Base 2009” em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html> (Website da AND brasileira).
- /9/ Documentos emitidos pela ANEEL
 - * Resolução ANEEL nº 282, de 26 de julho de 2000 – autoriza a Empresa de Luz e Força Santa Maria S.A. – ELFSM (27.00MW) a implementar e explorar a PCH Cachoeirão;
 - * Resolução ANEEL nº 557, de 15 de outubro de 2002 – transfere a autorização para implementar e explorar a PCH Cachoeirão da ELFSM para Santa Maria Energética S.A.;
 - * Despacho ANEEL nº 1.214, emitido em 23 de Abril de 2007, aprova a revisão do projeto básico (27,0MW) e define a área do reservatório em 1.021 Km2 e sua localização geográfica em 19° 26’ 12” S 41° 36’ 51” O;
 - * Resolução Autorizativa ANEEL nº 908, de 8 de maio de 2007 – transfere a autorização para implementar e explorar a PCH Cachoeirão da Santa Maria Energética S.A. para a Hidrelétrica Cachoeirão S.A.;
 - * Decreto ANEEL nº 18, de 25 de maio de 2007 – define em 1637 MW (médios) a energia assegurada pela PCH Cachoeirão;
 - * Despacho ANEEL nº 4.830, de 30 de dezembro de 2008 – autoriza o início da operação do gerador no 1, com potência instalada de 9.000 kW;
 - * Despacho ANEEL nº 559, de 11 de fevereiro de 2009 – autoriza o início da operação do gerador no 2, com potência instalada de 9.000 kW.
 - * Despacho ANEEL nº 714, de 27 de fevereiro de 2009 – autoriza o início da operação do gerador no 3, com potência instalada de 9.000 kW.



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

- /10/ Resolução ANEEL nº 407, de 19 de outubro de 2000, estabelece que se a presente/real capacidade instalada for maior que +/- 5 % em relação a capacidade instalada autorizado (concedido), uma revisão da potência instalada deverá ser requisitada.
- /11/ Licença de Operação (LO) emitida pelo COPAM (Conselho Estadual de Política Ambiental) datada de 10/10/2008, válida por cinco anos. (“LO_027_10102008.pdf”)
Licença de Instalação (LI) emitida pelo COPAM (Conselho Estadual de Política Ambiental) datada de 13/07/2007.
- /12/ Resolução ANEEL nº 652, datada de 9 de dezembro de 2003, que estabelece as definições para PCHs no Brasil.
- /13/ Relatório Hidrelétrica Cachoeirão nº 003/2009, Limiar Engenharia Ambiental, de setembro de 2009 (mês de referência).
- /14/ Licença de Operação (LO) emitida pelo COPAM (Conselho Estadual de Política Ambiental) datada de 10/10/2008, válida por cinco anos. (“LO_027_10102008.pdf”)
Licença de Instalação (LI) emitida pelo COPAM (Conselho Estadual de Política Ambiental) datada de 13/07/2007.
- /15/ Certificados de calibragem dos medidores:
 - * Certificado de calibragem CCM 522/2008, emitido pela CEMIG, calibragem conduzida em 11/12/2008 (principal/em uso);
 - * Certificado de calibragem CCM 523/2008, emitido pela CEMIG, calibragem conduzida em 11/12/2008 (backup/suplementar).
- /16/ Documento: “Equipe da Energisa Soluções Ambientais S/A”: Equipe responsável pela operação da PCH Cachoeirão (cópia física da lista de treinamento).
- /17/ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html> (Website da AND brasileira).
- /18/ Ordem de serviço para o início da construção da usina, datada de 09/03/2007. (“Ordem de Serviço PCH Cachoeirão.pdf”)
- /19/ Documentos relacionados a consideração prévia do MDL:
 - * 14/11/2005: atas de reuniões considerando vários assuntos a cerca da PCH, inclusive os estudos para créditos de carbono (item [i] página 3). Participantes da CEMIG e Santa Maria Energética SA; (“Agreem_ProjSponsors_p1.jpeg”; “Agreem_ProjSponsors_p3.jpeg”; “Agreem_ProjSponsors_p11.jpeg”)
 - * 17/03/2006: Proposta da Ecoinvest Carbon para desenvolvimento do projeto de créditos de carbono pelo Protocolo de Quioto; (cópia física)
 - * 10/04/2007: email da Carbotrader para a CEMIG com os arquivos anexos “Estudo PCH Cachoeirão”, o qual descreve os estudos da venda de RCEs da PCH Cachoeirão; (“Projeto MDL PCH Cachoeirão.outlook item” and pdf annex named “Estudo PCH Cachoeirão.pdf”);
 - * 22/08/2007: email das PP requerendo uma proposta de validação de uma EOD; (“RES Orçamento SGS.outlook item”)
 - * 07/05/2008: email das PP requerendo uma proposta de validação de uma outra EOD; (“Re RES Proposta de Validação.outlook item”)
- /20/ Cartas e avisos de recebimento (consulta de partes interessadas locais). (“Cartas_stakh.rar”)
- /21/ Planilha de cálculo do bechmark pela Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda. e Hidrelétrica Cachoeirão S.A.:
 - “Benchmark_v3.xls”, versão 3 de 10 de setembro de 2010.
 - “Benchmark_v2.xls”, versão 2 de 18 de maio de 2010.
 - “Government bond rates.xls”, versão de 16 de novembro de 2009.



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

- /22/ Planilha da Hidrelétrica Cachoeirão “*Quadro Usos e Fontes.xls*” (análise financeira).
- /23/ Documento da CEMIG: “Comitê de Gerenciamento de riscos de Energia-CGRE”. (*Comite de gerenciamento de riscos- energy price.pdf*)
- /24/ Comitê de Priorização de Investimento – CPO- Parecer de Projeto de Investimento –Projeto nº1714/07 SPE Guanhães (Relatório de reunião discutindo o investimento do Projeto Guanhães (4PCHs), conduzido em 16/10/2008, mencionando que alguns parâmetros como O&M e preços da energia, são os mesmos da PCH Cachoeirão. (“*Benchmark CEMIG_Preço Energia.jpeg*”; “*Benchmark CEMIG_valores financeiros.jpeg*”)
- /25/ Documento “Quadro Usos e Fontes de Recursos” protocolizado no BNDES (registrado no 5th “*Oficial de Registros de Titulos e documentos*” Microf. sob o número 01252177). (Cópia física).
- /26/ “*Orientações para o preenchimento do documento de concepção do projeto (DCP-MDL) e as novas metodologias propostas para linha de base e monitoramento (NM-MDL)*”, versão 7 – CE 41 anexo 12.
- /27/ Geração elétrica total no Brasil, *website* da ANEEL, conferida em 01/04/2010.
- /28/ “*Orientações para a demonstração e avaliação da consideração prévia pelo MDL*”, versão 3, CE 49 anexo 22.
- /29/ “*Glossário de termos do MDL*” do Comitê Executivo do MDL, versão 5.
- /30/ “*Orientações para a avaliação da análise de investimento*” ” do Comitê Executivo do MDL, versão 3.
- /31/ “Atas da reunião geral anual dos acionistas da Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (realizada em 24/04/2008), mencionando a Santa Maria Energética S/A e a CEMIG Geração e Transmissão S/A como acionistas, registrados na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais em 08/01/2009. (*AGO 24 04 2008 Registrada.pdf*)”
- /32/ Orientações da ANEEL em “*Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação*”, de novembro de 2000 (vida útil de PCHs) disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/012/documento/relatorio_vida_util_volume_2.pdf> acessado em 06/08/2010.
- /33/ “*Orientações para relato e avaliação de fatores de capacidade*” do Comitê Executivo do MDL, EB 48, anexo 11, versão 1.
- /34/ Resolução ANEEL no 169, de 3 de maio de 2001.
- /35/ Informativo da EPE- Empresa de Pesquisa energética, de 18/06/2007 (“*Preço Energia_135 Reais_Leilao fontes alternativas energia.pdf*”)
- /36/ Contrato no 014/08 entre Energisa Soluções Ambientais S/A e Hidrelétrica Cachoeirão S.A. contrat number (“*CT 014-08 Energisa Soluções - O&M.pdf*”)

2.2 Ações de Acompanhamento

Em 09 e 10/02/2010, o RINA visitou a PCH Cachoeirão para solucionar as questões e assuntos identificados durante a revisão dos documentos e para realizar entrevistas com as partes interessadas no país anfitrião.

As pessoas-chave entrevistadas e os tópicos principais das entrevistas estão resumidos na tabela abaixo:

	Data	Nome e Função	Organização	Assunto
/a/	09 e	Arthur Moraes-	Carbotrader	- Esclarecimentos no estabelecimento



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

	10/02/2010	consultor	Assessoria e Consultoria em Energia Ltda.	da linha de base, plano de monitoramento e cálculo das reduções de emissões;
/b/	09 e 10/02/2010	Robson Gomes da Cunha-Administrador/ Gerente financeiro	Hidrelétrica Cachoeirão S.A.	- Recursos, treinamento e procedimentos para operação e manutenção - Plano de monitoramento / Registros (backups)
/c/	09 e 10/02/2010	Diana da Silva Oliveira- Gerente ambiental	Hidrelétrica Cachoeirão S.A. e Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda.	- Programa de manutenção (calibração) - Limites do projeto - Emissões de linha de base e do projeto - Cálculo das reduções de emissões - Licenças ambientais - partes interessadas locais (convites, confirmações)

2.3 Resolução dos assuntos constatados

O objetivo desta fase da validação foi resolver quaisquer questões pendentes, que precisavam ser esclarecidas para a conclusão positiva do RINA sobre a concepção do projeto.

Para garantir a transparência, um protocolo de validação foi customizado para o projeto. O protocolo apresenta de maneira transparente os requisitos, meios de validação e resultados dos critérios de validação identificados. O protocolo de validação consiste em quatro tabelas; as diferentes colunas nestas tabelas estão descritas na figura abaixo (veja a Figura 1). O protocolo de validação completo está incluso no Apêndice A deste relatório.

Um Pedido de Ação Corretiva (CAR) é levantado se ocorre o seguinte:

- Os participantes do projeto tenham cometido erros que influenciarão a habilidade da atividade de projeto a atingir reduções de emissões reais, mensuráveis e adicionais.
- Os requisitos do MDL não tiverem sido atendidos;
- Quando existe um risco em que as reduções de emissões não podem ser monitoradas ou calculadas.

Um Pedido de Esclarecimento (CL) é levantado se as informações não são suficientes ou não estão claras suficientemente para determinar se os requisitos aplicáveis do MDL foram atendidos.

Um Pedido de Ação Futura (FAR) é levantado durante a validação para elucidar que uma revisão é necessária durante a primeira verificação da atividade de projeto. FARs não devem estar relacionadas aos requisitos do MDL para registro. CARs, CLs e FARs identificadas estão incluídos no protocolo de validação no Apêndice A deste relatório.

Figura 1 Tabelas do protocolo de validação



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

Protocolo de validação, tabela 1: Requisitos Obrigatórios

Requisitos	Referência	Conclusão
Os requisitos que o projeto precisa alcançar	Dá a referência para a legislação ou acordo onde o requisito é encontrado.	Este é aceitável baseado na evidência fornecida (OK), ou um Pedido de Ação Corretiva (CAR) se os requisitos não foram atendidos. Um pedido de esclarecimento (CL) é usado quando a equipe de validação identifica a necessidade de maiores esclarecimentos.

Protocolo de Validação, Tabela 2: Conferência dos Requisitos

Questão para Conferência	Referência	MoV (Modos de Verificação)	Comentários	Conclusões Preliminares	Conclusões Finais
Os vários requerimentos na Tabela 1 estão ligados a listagem de questões que o projeto deveria ir de encontro. A lista de conferência é organizada em sete seções diferentes.	Dá a referência para que seja encontrado o documento onde está a resposta para a questão ou item para conferência.	Explica como a conformidade com a lista de conferência é investigada. Exemplos dos modos de verificação são revisões documentais (DR) ou entrevistas (I), contra-checkagem (CC) com informações disponíveis relacionadas ao projeto, (N/A) significa não aplicável.	A discussão sobre como se chegou a determinada conclusão e a satisfação da lista de conferência pela conclusão alcançada.	Ok é usado se a informação e a evidência fornecida é adequada para demonstrar o cumprimento dos requisitos do MDL. Para CAR, CL e FAR, observar as definições abaixo.	Ok é usado se a informação e a evidência fornecida é adequada para demonstrar o cumprimento dos requisitos do MDL.

Protocolo de Validação, Tabela 3: Resolução de Ações Corretivas e Pedidos de Esclarecimentos

Pedido de Ação Corretiva e/ou Pedido de Esclarecimento	Referências à tabela 2	Respostas dadas pelos Participantes do Projeto	Conclusão da Validação
As CARs e CLs levantadas na tabela 2 são repetidas aqui..	Referências às questões listadas na Tabela 2 onde um Pedido de Ação Corretiva ou Pedido de Esclarecimento é detalhado.	As respostas dadas por outros participantes do projeto relativas às CARs e/ou CLs.	Esta seção deve sumarizar as respostas da equipe de validação e conclusões finais. As conclusões devem também ser incluídas na tabela 2, sob "Conclusão Final".



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

Protocolo de Validação, Tabela 4: Solicitação de Ação de Encaminhamento		
Solicitação de Ação de Encaminhamento	Referências à tabela 2	Respostas dadas pelos Participantes do Projeto / Conclusão da validação
A FAR levantada na tabela 2 é aqui repetida.	Referências às questões listadas na Tabela 2 onde a FAR é detalhada.	As respostas dadas por outros participantes do projeto sobre como a solicitação de encaminhamento será direcionada antes da primeira verificação.

2.4 Controle de Qualidade Interno

Todas as revisões do relatório de validação, antes de serem entregues ao cliente, são submetidas a um revisor técnico interno independente para confirmar que todas as atividades de validação foram realizadas de acordo com as instruções pertinentes do RINA.

A revisão técnica foi realizada por revisores técnicos qualificados nos termos do regime de qualificação do RINA para validação e verificação.

2.5 Equipe de Validação e revisor(es) técnico(s)

A equipe de validação e os revisores técnicos consistem nas seguintes pessoas:

Função/Qualificação	Sobrenome	Primeiro nome	País
Líder da equipe MDL	Principe Branco Sættoni	Geisa	Brasil
Validador MDL	De Lima Carvalho	Thaís	Brasil
Validador MDL	Poll Herrmann Herrmann	Lilian Cristine	Brasil
Especialista Financeiro	Mendonça de Oliveira	Tiago	Brasil
Technical Reviewer			

2.6 Resolução dos Pedidos de Esclarecimento e Ações Corretivas

A validação inicial do projeto identificou algumas constatações para acompanhamento. Estas foram apresetadas aos participantes de projeto através do processo de entrevistas. As respostas dos participantes de projeto, os quais também incluíram a submissão dos DCPs revisados versão 3 de 10 de setembro de 2010 e versão 2 de 18 de maio de 2010, atenderam às constatações às constatações preliminares, satisfazendo, assim, o RINA.

Para garantir transparência no processo de validação, as pendências levantadas e as respostas dadas estão disponibilizadas e documentadas em maiores detalhes na Tabela 3 do Protocolo de validação, no Apêndice A.

3 OBSERVAÇÕES DA VALIDAÇÃO

Quando o RINA identificou questões que necessitam de esclarecimentos ou que representam um risco ao cumprimento dos objetivos do projeto, Pedidos de Esclarecimentos ou de Ações Corretivas, respectivamente, foram levantados. Os requisitos de validação, meios de validação e requisitos para relatórios e os resultados dos critérios de validação identificados são documentados em maiores detalhes no Protocolo de Validação no Apêndice A.



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

As constatações da validação se relacionam à concepção do projeto, como documentadas e descritas no DCP versão 3 de 10 de setembro de 2010 /1/.

3.1 Aprovação e Participação

O país anfitrião, Brasil, cumpre os requerimentos de participação no MDL. Nenhuma parte do Anexo I foi identificada.

O Brasil ratificou o Protocolo de Quioto em 23/08/2002 e estabeleceu, como Autorizada Nacional Designada para o MDL, a “Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima” (CIMGC).

Os participantes de projeto são a Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda e a Hidrelétrica Cachoeirão S.A. do Brasil e ambas são entidades privadas. O DCP versão 2 foi revisado e os participantes do projeto estão corretamente listados na tabela A.3 do DCP e a informação é consistente com os dados de contato fornecidos no Anexo 1 do DCP /1/.

O projeto proposto não envolve nenhum financiamento público advindo de uma Parte do Anexo I, e a validação não revelou nenhuma indicação de que o projeto poderia ter um desvio de Assistência Oficial ao Desenvolvimento (AOD), o financiamento ao país anfitrião.

Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o projeto deverá ter recebido por escrito a aprovação da participação voluntária da AND brasileira, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia o país em alcançar o desenvolvimento sustentável.

3.2 Documento de Concepção do Projeto

O Documento de Concepção do Projeto “Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)” no Brasil, DCP versão 3 de 10 de setembro de 2010; versão 2 de 18 de maio de 2010 e versão 1 de 16 de novembro de 2009 submetido pela Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda e Hidrelétrica Cachoeirão S.A. tem sido a base para o processo de validação.

O RINA confirma que o DCP acima está baseado no modelo de documento (*template*) atualmente válido para DCP e foi completado de acordo com o guia de orientação aplicável “*Orientações para o preenchimento do documento de concepção do projeto (DCP-MDL) e as novas metodologias propostas para linha de base e monitoramento (NM-MDL)*”, versão 7 – CE 41 anexo 12 /26/.

3.3 Concepção do Projeto

O “Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)” está localizado nos municípios de Pocrane e Alvarenga, estado de Minas Gerais, Brasil nas coordenadas geográficas seguintes: 19° 26’ 12” S e 41° 36’ 51” O. As coordenadas geográficas foram confirmadas através do despacho da ANEEL de nº 1.214, de 23 de abril de 2007 /9/, tendo sido constatada sua exatidão.

A categoria da atividade de projeto não foi apresentada no DCP versão 1, de 16 de novembro de 2009 e isto foi corretamente incluído no DCP versão 2 de 18 de maio de 2010: “Geração de eletricidade por fontes renováveis conectadas a uma rede” e escopo setorial 1 – Indústrias de energia (fontes renováveis/não renováveis).

O projeto é uma atividade de projeto de geração de eletricidade renovável deslocando a eletricidade da rede que é parcialmente gerada com base em combustíveis fósseis, com a eletricidade gerada por fontes renováveis e, assim, resultando na redução das emissões de gases de efeito de estufa no setor de energia.

A PCH Cachoeirão é um projeto classificado como uma Pequena Central Hidrelétrica de acordo com a Resolução nº 652 da ANEEL de 09/12/2003 /13/, que estabelece que no Brasil, para ser classificada como



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

uma PCH, a área do reservatório deve ser menor que 3 km² (300 ha) e a capacidade total instalada deve situar-se entre 1 MW e 30 MW. No DCP versão 1, a capacidade instalada apresentada foi de 27,9 MW, com base nas especificações das turbinas. No entanto, aos Participantes do Projeto foi solicitado que apresentassem a capacidade instalada Segundo as definições da metodologia aplicada ACM0002: *A capacidade de geração de energia de uma unidade geradora é a capacidade expressa em Watts ou um de seus múltiplos, para a qual a unidade tenha sido manufaturada para operar em condições nominais. A capacidade instalada de uma usina é a soma das capacidades das unidades geradoras nela instaladas.* Portanto, a capacidade instalada de 28,05 MW foi corretamente apresentada no DCP versão 3, assim como pelas placas dos geradores verificadas durante visita ao empreendimento. A resolução ANEEL nº 407, datada de 19 de Outubro de 2000 /10/, requer aos PPs que revisem a capacidade instalada autorizada da PCH se sua capacidade atual/real for maior que +/- 5 % da capacidade instalada autorizada/garantida. A capacidade instalada autorizada para a PCH Cachoeirão é de 27 MW, definida pela Resolução ANEEL nº 282, datada de 26 de Julho de 2000 /9/. Como está dentro da faixa da Resolução nº 407, ainda é válida para a atividade de projeto. A atividade de projeto tem um reservatório de 1,021 Km², confirmado pelo Despacho ANEEL no 1.214 de 23 de Abril de 2007 /9/.

Na ocasião da visita ao local do empreendimento o projeto estava implantado e operando. O Rina verificou os seguintes equipamentos durante esta visita:

3 Geradores: GE Motors (modelo 271R640 – Potência nominal 11.000 kVA, Fator de Capacidade 0.85), números de série 227001530, 227001531 e 227001532;

3 Turbinas: Voith Siemens (Francis – Potência nominal 9.300 kW, Vazão 22.45 m³/s), Números de série 19.453, 19.454 e 19.455;

2 Medidores: ION 8.600, número de série PT-0801A126-01 (principal/corrente) e ION 8.600 número de série PT-0801A128-01 (backup/reserva).

A concepção do projeto de engenharia reflete práticas atuais ótimas.

A data de início (“starting date”) da presente atividade de projeto é 09/03/2007, com base na ordem de serviço da Santa Maria Energética S.A. para início da construção da usina. O contrato EPC entre Santa Maria Energética S.A. e Consórcio Construtor Cachoeirão menciona, no seu item 48.1.5, que o contrato EPC é válido após a emissão da ordem de serviço. As atas de reunião dos acionistas da Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (assembléia geral anual, datada de 24/04/2008), menciona a Santa Maria Energética S.A. e a CEMIG Geração e Transmissão S/A como acionistas, e foi registrada na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais em 08/01/2009. Na luz das evidências fornecidas, a mais remota em que os participantes do projeto se comprometeram com os expedientes relacionados a implementação ou a construção da atividade de projeto é 09/03/2007, segundo o Glossário para termos do MDL, versão 5 /29/.

O comissionamento da PCH Cachoeirão foi revisado na versão 2 do DCP e foi confirmado pelos documentos que se seguem, emitidos pela ANEEL /9/:

* Despacho ANEEL nº 4830, datado de 30 de dezembro de 2008 – autoriza o início da operação da unidade de geração nº 1, com 9.000 kW de potência (30/12/2008);

* Despacho ANEEL nº 559, date 11 de fevereiro de 2009 - autoriza o início da operação da unidade de geração nº 2, com 9.000 kW de potência (12/02/2009);

* Despacho ANEEL nº 714, datado de 27 de fevereiro de 2009 - autoriza o início da operação da unidade de geração nº 3, com 9.000 kW de potência (28/02/2009).

A vida útil operacional da atividade de projeto é de 30 anos (0 meses), o mesmo período para o qual a Resolução Autorizativa da ANEEL número 282, datada de 26 de Julho de 2000, é válida. Como solicitado pelo RINA, as evidência fornecidas pelos PPs sobre vida útil operacional dos equipamentos da atividade de projeto estão de acordo como as orientações da ANEEL conatantes no “*Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação*”, de Novembro de 2000 /32/. Portanto o tempo de vida operacional da atividade de projeto de 30 anos está corretamente definido no DCP e razoavelmente definido.



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

O início do período de creditação foi inicialmente definido como 01/07/2010 (DCP publicado) e como 01/01/2011 na versão 2 do DCP. A versão 3 estabelece que um período renovável de 7 anos foi escolhido para o projeto, iniciando em 01/05/2011, ou na data em que ocorrer o registro na UNFCCC, o que ocorrer posteriormente.

De acordo com a versão 3 do DCP (após a revisão do fator de emissão), as reduções totais de GEE do “Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)” estão estimadas em 164.108 tCO₂e durante os primeiros 7 anos do período de creditação, resultando numa média anual de reduções da ordem de 23.444 tCO₂e / ano.

O projeto tem uma energia assegurada¹ de 16,37 MW (média), resultando num Fator de capacidade de 58,4 % = 16,37 MW / 28,05 MW) que foi confirmada na portaria ANEEL nº 18, de 25 de maio de 2007 /9/, que definiu a energia assegurada para a PCH Cachoeirão. Portanto, a energia média gerada é prevista para a ordem de 143.401 MWh/ano (16.37 MW x 365 dias x 24 horas).

A Energia Assegurada de uma planta hidrelétrica é emitida pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), e serve essencialmente os dois propósitos abaixo:

- (i) estabelecer um limite superior para os contratos de fornecimento de energia elétrica (PPSs), e;
- (ii) definir a participação de cada planta geradora no volume total de energia gerada por hidrelétricas para o sistema elétrico.

A Energia Assegurada do sistema elétrico brasileiro é definido como a produção máxima de energia que pode ser despachada continuamente ao longo dos anos, a qual é simulada através da possibilidade de ocorrência de cada uma das séries de vazão geradas estatisticamente, admitindo-se um certo risco de não ocorrência dos dados, isto é, em um determinado percentual dos anos simulados, uma variação em seu limite é permitida e é considerada aceitável pelo sistema. A determinação da Energia Assegurada está associada às condições de longo prazo que cada planta pode suprir ao sistema assumindo um critério de risco específico de não atendimento ao mercado (risco de déficit), considerando principalmente a variação hidrológica a qual a planta está submetida.

Foi possibilitado ao RINA verificar todas as evidências documentadas listadas acima durante o processo de validação e pode-se confirmar que os dados e consideração estão completos e acertos.

O RINA confirma que a descrição da atividade de projeto MDL proposta, como observado no DCP cobre suficientemente todos os elementos relevantes, é acurado e completo, e fornece ao leitor o claro entendimento da natureza da atividade de projeto proposta.

3.4 Aplicação da linha de base selecionada e metodologia de monitoramento

A atividade de projeto aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010 /5/. O DCP publicado (versão 1) aplicou a versão 10 da metodologia de linha de base consolidada, mas foi atualizado para a versão 11 no DCP versão 2. Os PPs estão utilizando a versão atual da metodologia.

A atividade de projeto aplica as seguintes ferramentas as quais estão em suas mais recentes versões aprovadas:

- " Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico " (versão 2);
- " Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade " (versão 5.2).

Cada critério de aplicabilidade listado na metodologia aprovada foi contrastado com critérios contidos no DCP.

¹ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

A atividade de projeto não envolve a substituição de combustível fóssil por energias renováveis no mesmo local da atividade de projeto.

O DCP versão 1 mencionou erroneamente a que “A metodologia ACM0002 é aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável para uma rede que envolve a adição de capacidade de eletricidade nas seguintes condições:...”. A definição da aplicabilidade da ACM0002 foi corrigida no DCP versão 2.

A atividade de projeto proposta não envolve adições de capacidade, modernização ou substituição de uma usina já existente.

Em linha com a ACM0002 versão 11, a atividade de projeto proposta se refere ao item a) da aplicabilidade da metodologia – “instalação de uma nova planta em um local onde nenhuma planta de energia renovável era operada antes da implementação da atividade de projeto (greenfield plant)” A PCH Cachoeirão é uma nova usina de energia, instalada em um local onde nenhuma usina de energia renovável era operada antes da implementação da atividade de projeto. Esta informação foi confirmada através de inspeção do local e através de licenças ambientais /12/ e documentos emitidos pela ANEEL /9/.

Além disso, a atividade de projeto refere-se à seguinte condição da metodologia: “A atividade de projeto resulta em um novo reservatório e a densidade de potência da planta, de acordo com as dadas definições na seção de Emissões do Projeto, é maior que 4 W/m^2 ”. A densidade de potência da PCH Cachoeirão foi revisada na versão 3 do DCP, devido a revisão da capacidade instalada da PCH. Densidade de Potência = $28.500.000 \text{ W} / 1.021.000 \text{ m}^2 = 27,47 \text{ W/m}^2$. Portanto, Assim, a densidade de potência é maior que 10 W/m^2 e as emissões do projeto advindas do reservatório são consideradas iguais a zero ($PE_y=0$). A área do reservatório e a capacidade instalada foram confirmadas através do Despacho ANEEL número 1.214 de 23 de abril de 2007 /9/ e a capacidade instalada foi confirmada durante visita ao local do empreendimento.

As fontes de emissão que não são abordadas pela metodologia aplicável e as quais são esperadas uma contribuição menor do que 1% de toda a média anual de reduções de emissões esperadas não foram identificadas.

O RINA confirma que a metodologia de linha de base e monitoramento foi previamente aprovada pelo Conselho Executivo do MDL, e é aplicável ao projeto, o qual cumpre com todas as condições de aplicabilidade nela determinada.

3.5 Limite do Projeto e identificação da linha de base

3.5.1 Limite do Projeto

De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002, “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010 /5/ o limite do projeto proposto (extensão espacial) compreende o projeto da planta de energia e todas as outras plantas fisicamente conectadas ao sistema elétrico (SIN – Sistema Interligado Nacional) no qual a atividade de projeto está conectada. O DCP versão 1 não apresentou o diagrama do limite do projeto de acordo com os requisitos do MDL aplicável para elaboração de DCPs, EB 41 anexo 12. O DCP versão 2 incluiu o Sistema Interligado Nacional no Limite da atividade de projeto e apresentou os gases incluídos no mesmo e as variáveis monitoradas, de acordo com os requisitos do Anexo 12 do EB 41. O RINA avaliou a delimitação física da atividade de projeto através de documentos da ANEEL, licenças ambientais e avaliação local.

As seguintes fontes de emissões foram incluídas ou excluídas do limite do projeto:

Emissões da linha de base

Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
Emissões de CO ₂ a partir da geração de eletricidade em usinas baseadas em	CO ₂	Yes	Emissões a partir de usinas baseadas em combustíveis fósseis conectadas à rede nacional.



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

combustíveis fósseis que forem deslocadas devido a atividade de projeto.			
--	--	--	--

Emissões da atividade de projeto

Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa / Explicação
Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	Não	Não há acréscimo de combustível fóssil ou consumo de eletricidade devido à atividade de projeto.
	CH ₄	Não	Densidade de potência é maior que 10 W/m ² .
	N ₂ O	Não	Fonte de emissão insignificante.

O DCP versão 1 incluía as emissões de CH₄ do reservatório, no entanto, como a densidade de potência é maior que 10 W/m², as emissões deste gás foram excluídas do DCP versão 2.

Fugas não são aplicáveis à atividade de projeto.

Ao avaliar as informações acima no local do projeto, o RINA pode confirmar que o limite do projeto e as emissões descritas no DCP são precisos e completos, e também que as fontes e gases selecionados foram justificados pela atividade de projeto proposta.

3.5.2 Identificação da linha de base

De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010 /5/, a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina de energia renovável conectada à rede, por isso, o cenário da linha de base é a seguinte: Eletricidade entregue à rede por atividades de projeto que, caso contrário, teriam sido geradas por plantas conectadas à rede (majoritariamente grandes centrais hidrelétricas e usinas termoeletricas) e pela adição de novas fontes de geração, como refletido na margem combinada (CM) da “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

Segundo o Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT, o Sistema Interconectado Nacional é definido como um único sistema elétrico para o cálculo do fator de emissão de CO₂. O fator de emissão da rede é fornecido pela AND brasileira e é calculado ex-post durante o período de creditação.

Na versão 1 do DCP, as emissões da linha de base foram estimadas *ex-ante* utilizando os últimos dados disponíveis (DCP publicado em 10/12/2009) do fator de emissão de 2008 (que é igual a 0,3111tCO₂/MWh, conservadoramente arredondado para baixo de um valor de 0,3111899). Durante o processo de validação, dados mais recentes foram publicados pela AND brasileira (para o ano de 2009) e PPs atualizaram a planilha de quantificação de CERs (“CERs JUN1092_v3.xls”) /2/ e a versão 3 do DCP /1/: EF= 0,163483 tCO₂/MWh – média entre OM= 0,2476 tCO₂/MWh e BM= 0,0794 tCO₂/MWh. Todos os dados utilizados no cálculo do fator de emissão fornecidos no DP foram contra-checados com fontes confiáveis/consistentes fornecidas pela AND brasileira. Portanto, o cenário da linha de base apresentado no DCP está aplicado corretamente, de acordo com a Metodologia Aprovada ACM0002, Versão 11 de 26/02/2010 /5/.

3.6 Adicionalidade

De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento aprovada ACM0002, “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010 /5/, a adicionalidade do projeto deve ser estabelecida aplicando-se a ferramenta “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, versão 5.2 /7/.

A opinião do RINA sobre a adicionalidade do projeto proposto é melhor explicado nos próximos passos.



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

3.6.1 Consideração prévia do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

Foi demonstrado que o MDL foi seriamente considerado antes da decisão de prosseguir com a atividade de projeto proposta através das seguintes atividades em concordância com as “Orientações do Conselho Executivo do MDL sobre a demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL”/28/.

A cronologia da implementação do projeto, que segue abaixo, foi revisada e considerada válida e realista.

Data	Evento/ Assunto
26/07/2000*	Resolução ANEEL nº 282, autoriza a Empresa de Luz e Força Santa Maria SA-ELFSM a implementar e explorar a PCH Cachoeirão;
15/10/2002	Resolução ANEEL nº 557, - transfere a autorização para implementar e explorar a PCH Cachoeirão da ELFSM para a Santa Maria Energética S.A.;
14/11/2005	Atas de reunião conduzidas pela CEMIG e Santa Maria Energética S.A. considerando vários assuntos sobre a PCH Cachoeirão, incluindo os estudos para créditos de carbono (item [i] página 3). Consideração prévia para o MDL.
17/03/2006	Proposta da Ecoinvest Carbon para o desenvolvimento dos créditos de carbono segundo o Protocolo de Quioto.
09/03/2007	Data de início da atividade de projeto – ordem de serviço.
23/04/2007	Despacho ANEEL nº 1.214, aprova o projeto básico da Cachoeirão (27.0 MW) e define a área do reservatório em 1.021 km ² e localização geográfica em 19° 26' 12" S 41° 36' 51" O;
10/04/2007	E-mail da Carbotrader para CEMIG com o anexo “Estudo PCH Cachoeirão”, o qual descreve os estudos de venda de CERs para a PCH Cachoeirão
8/05/2007	Resolução autorizativa ANEEL nº 908, transfere a autorização para implementar e explorar a PCH Cachoeirão da Santa Maria Energética S.A. para a Hidrelétrica Cachoeirão S.A.;
13/07/2007	Licença de Instalação (LI) emitida pela agência ambiental (COPAM);
22/08/2007	E-mail dos PPs requisitando para uma EOD uma proposta de validação;
07/05/2008	E-mail dos PPs requisitando para outra EOD uma proposta de validação;
10/10/2008	Licença de Operação, emitida pela agência ambiental (COPAM);
30/12/2008	Despacho ANEEL nº 4830, autoriza o início da operação da unidade geradora nº 1, de 9.000 kW de potência;
11/02/2009	Despacho ANEEL nº 559, autoriza o início da operação da unidade geradora nº 2, de 9.000 kW de potência;
27/02/2009	Despacho ANEEL nº 714, autoriza o início da operação da unidade geradora nº 3, de 9.000 kW de potência;
10/12/2009	Início da validação, DCP publicado para comentários de interessados globais.

* A ANEEL concede autorização para a construção do projeto, mas a somente a autorização não é uma garantia de que o projeto será realmente construído.

O início da atividade de projeto proposta é 09/03/2007, com base na ordem de serviço para início da construção da usina emitida pela Santa Maria Energética S.A. O contrato EPC entre Santa Maria Energética S.A. e Consórcio Construtor Cachoeirão menciona, no seu item 48.1.5, que o contrato EPC é válido após a emissão da ordem de serviço. As atas de reunião dos acionistas da Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (assembleia geral anual, datada de 24/04/2008), menciona a Santa Maria Energética S.A. e a CEMIG Geração e Transmissão S/A como acionistas, e foi registrada na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais em 08/01/2009.



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

A luz das evidências fornecidas, a mais remota em que os participantes do projeto se comprometeram com os expedientes relacionados a implementação ou a construção da atividade de projeto é 09/03/2007, segundo o Glossário para termos do MDL, versão 5 /29/.

Considerando-se que o projeto é um projeto existente (atividade de projeto com data de início anterior a 02/08/2008), e a data de início das atividades é anterior a data que o DCP foi publicado para consulta às partes interessadas globais (10/12/2009), é necessário que o PP demonstre que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto, que os benefícios do MDL foram fator decisivo na decisão de prosseguir com o projeto e que ações reais e contínuas foram tomadas para assegurar o status MDL para o projeto em paralelo com sua implementação.

O RINA avaliou e verificou evidências relacionadas na cronologia da consideração prévia do MDL e suas ações reais e contínuas para manter o status MDL da atividade de projeto, apresentadas na tabela acima. O RINA conferiu os documentos elencados acima (evidências confiáveis) e considera que satisfatórias ações foram tomadas para assegurar o status MDL em paralelo a implementação física da atividade de projeto, em conformidade com o EB49 Anexo 22 /28/.

3.6.2 Identificação das alternativas

Os cenários alternativos para a atividade de projeto são consistentes com toda legislação aplicável e a executada, e foram identificados como segue abaixo:

Alternativa 1: a atividade de projeto empreendida sem ser registrada como uma atividade de projeto MDL;

Alternativa 2: a continuação da situação atual: geração de eletricidade pelo Sistema Interligado Nacional (SIN).

O RINA pode confirmar que as alternativas foram identificadas no DCP e estão completas e verossímeis.

3.6.3 Análise de Investimento

A análise de investimento foi utilizada para a demonstração da adicionalidade da atividade de projeto proposta.

3.6.3.1 Escolha da Abordagem

A análise do benchmark foi realizada em atendimento a “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade” (versão 5.2) e a versão 3 das “Orientações para avaliação de análise de investimento”. Dentre as três opções disponíveis para a análise de investimento, como discutida na “Ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade”, os participantes do projeto escolheram a análise do benchmark considerando-se que as outras opções não eram aplicáveis. A análise do custo simples não é aplicável pois o projeto irá gerar benefícios econômico-financeiros (a partir da venda da eletricidade) outras que não estritamente das receitas do MDL. A análise comparativa do investimento não aplicável, porque a única alternativa a atividade do projeto é o fornecimento da eletricidade de uma rede, o qual não deve ser considerado um projeto de investimento similar.

3.6.3.2 Seleção do Referencial (Benchmark)

O DCP versão 1 apresentou a discussão sobre o benchmark na “*Sub-etapa 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros*” e no DCP versão 2 a explicação foi movida para a seção correta, “*Sub-etapa 2b. Opção III. Análise do referencial aplicada*”



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

No Brasil não existe um referencial largamente aplicado e aceito para projetos de PCH e o Governo não solicita uma rentabilidade mínima para os projetos deste tipo. A TIR do projeto (Taxa Interna de Retorno) foi comparada com a rentabilidade de Títulos Públicos do Governo. Os participantes do projeto escolheram um título público brasileiro de nome Notas do Tesouro Nacional, Série C (NTN-C), com vencimento em 01 de Abril de 2021. Foi distribuído no mercado pelo Tesouro Nacional brasileiro através de uma oferta pública e sua rentabilidade está associada ao índice de inflação, índice IGP-M.

Na versão 1 do DCP foi considerada como rentabilidade do título a cotação do valor em um dia para um ano (11/11/2009). Os PPs adicionaram a cotação diária a média IGPM entre 1999 e 2008. PPs foram comunicados que tal prática representa desalinhamento de informações, com soma de valores que não pertencem ao mesmo período de tempo. Além disso, datas do NTC-N e do IGP-M eram posteriores a data de início da atividade de projeto. Em adição, considerando-se que o Brasil não tem uma economia totalmente estabilizada e apresenta certo índice de inflação, e que um índice como o IGPM (que está ligado a rentabilidade das NTN-C) teve um comportamento não linear nos últimos dez anos, aos PPs foi solicitado para que considerem um período mais longo para cálculo da rentabilidade média, considerando médias anuais e não cotações de dias específicos.

A versão 2 do DCP foi revisada adequadamente. Os PPs forneceram o benchmark calculado com base em médias de 4 anos inteiros anteriores a data de início da atividade de projeto (janeiro de 2003 a dezembro de 2006). Os relatórios estão publicamente disponibilizados pelo governo brasileiro em: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/download/balanco/2003/balanco_1203.pdf; http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/download/balanco/2004/balanco_1204.pdf; http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/download/balanco/2005/balanco_1205.pdf; http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/download/balanco/2006/balanco_1206.pdf. Os

cálculos realizados resultam numa rentabilidade média de 23,30% ao ano. Os PPs forneceram todas as evidências na planilha “*Benchmark_v2.xls*”.

Na versão 1 do DCP, os PPs também consideraram um Prêmio de Risco de Mercado. O Prêmio de Risco escolhido estava baseado no estudo “*Uma Análise de Risco do Segmento de Energia Elétrica*” – A risk analysis of the Electricity segment, o qual foi apresentado no Seminário de Administração da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo (USP). Os PPs consideraram um valor de 1,27%, que é uma média dos retornos em investimentos no Índice do Segmento Elétrico com relação ao Índice BOVESPA (principal índice da BOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo). O RINA considerou que o prêmio de risco utilizado não era apropriado a atividade de projeto, pois foi calculado em uma base de cálculo diferente da do benchmark. Na versão 2 do DCP, o prêmio de risco foi revisado para 1,3%, o qual é derivado do artigo do BNDES “*O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance*”, de Março de 2009 (disponibilizado em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf). Os PPs também forneceram um e-mail do autor deste artigo e um gráfico explicando o método de cálculo, o qual não foi apresentado no artigo mencionado. No entanto, o RINA avalia que o documento apresentado no DCP versão 2 é mais recente do que a data de decisão de investimento do projeto. Assim, nos cálculos da versão 3 do DCP /1/, planilha de cálculo da TIR versão 3 (“*IRR_Cachoeirao_v3.xls*”) /3/ e planilha “*Benchmark_v3.xls*” /21/, como medida conservadora, o prêmio de risco não foi mais considerado na análise.

O resumo dos valores do benchmark aplicável através das diferentes versões do PDD está apresentado na tabela abaixo:

Versão do DCP	NTN-C	Prêmio de Risco	Valor do benchmark	Documentos Relacionados
1 de 16 Novembro	17,68 %	1,27 %	18,95 %	a) “ <i>IRR_Cachoeirao.xls</i> ”

² Accessed on 13/09/2010



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

2009				b) "Government bond rates.xls"
2 de 18 Maio de 2010	23,30 %	1,3 %	24,60 %	a) "IRR_Cachoeirao_v2_1.xls" b) "Benchmark_v2.xls"
3 de 10 de setembro de 2010	23,30 %	--	23,30 %	a) "IRR_Cachoeirao_v3.xls" b) "Benchmark_v3.xls"

3.6.3.3 Parâmetros de entrada da planilha

Rentabilidade (Tarifa Elétrica x Geração)

A estimativa de geração de eletricidade líquida a ser entregue à rede pelo projeto foi calculado com base na Energia Assegurada (média de 16,37 MW) fornecido pela ANEEL (Portaria ANEEL nº 18, datada de 25 de maio de 2007) /9/.

O documento "Orientações para documentação e validação de Fator de Capacidade de usinas" parágrafo 3 (a) declara que: *O fator de capacidade da usina fornecido aos bancos e/ou financiadores de capital durante a adequação do projeto a um 'project finance', ou ao governo durante a adequação do projeto para aprovação /33/.* Como foi comentado anteriormente (item 3.3 do relatório), a Energia Assegurada de uma central hidrelétrica é emitida para cada usina pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), e serve essencialmente para dois propósitos: (i) estabelecer o limite superior para contratos de fornecimento de energia (PPAs), e (ii) definir a participação de cada usina geradora no volume total da energia gerada no sistema por hidrelétricas.

A Energia Assegurada do sistema elétrico brasileiro é definido como a produção máxima de energia que pode ser despachada continuamente ao longo dos anos, a qual é simulada através da possibilidade de ocorrência de cada uma das séries de vazão geradas estatisticamente, admitindo-se um certo risco de não ocorrência dos dados, isto é, em um determinado percentual dos anos simulados, uma variação em seu limite é permitida e é considerada aceitável pelo sistema. A determinação da Energia Assegurada está associada às condições de longo prazo que cada planta pode suprir ao sistema assumindo um critério de risco específico de não atendimento ao mercado (risco de déficit), considerando principalmente a variação hidrológica a qual a planta está submetida (informação obtida em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf> - accessed on 28/07/2010). É importante ressaltar que os cálculos da energia assegurada são balizados pela Resolução ANEEL nº 169, de 3 de Maio de 2001 /34/. Portanto, como o projeto possui uma Energia Assegurada de 16.37 MW (média), confirmado através da Portaria ANEEL número 18 de 25 de maio de 2007 /9/, o resultado do Fator de Capacidade da usina é igual a 58,4 % (=16,37 MW / 28,05 MW). Este está alinhado com as orientações para relato e avaliação do fator de capacidade, versão 1 /33/. A energia média a ser gerada por ano é prevista pra a ordem de 143.401 MWh/year (16,37 MW x 365 dias x 24 horas).

O documento "Comitê de Gerenciamento de riscos de Energia-CGRE" da CEMIG, estabelece o valor de 140,00 R\$/MWh para o período de 2011 ao 2013 (bloco 1-block 1, 97% de energia gerada), e o valor de 76,44 R\$/MWh para o ano de 2009 e o valor de 97,27 R\$/MWh a partir de 2010 (bloco 2 - block 2, 3% de energia gerada para ser vendida no mercado livre). Contudo, na análise financeira versão 1 e DCP versão 1, os valores de 140,00 R\$/MWh e 76,44 R\$/MWh foram utilizados para todo período da análise de investimento. No DCP, versão 2, os valores de energia foram ajustados assim como os valores definidos no document da CEMIG. Ademais, o Rina requisitou aos PPs esclarecimentos quanto ao índice utilizado para ajustar o preço da energia. O índice de inflação (IGP-M) foi corretamente aplicado nos preços da energia ao longo dos anos na planilha financeira, versão 2 ("IRR_Cachoeirao_v2_1.xls").

Os preços da energia usados na planilha financeira são compatíveis com preços praticados no mercado de energia, por exemplo, no Leilão de Energia Alternativa ocorrido em junho de 2007, este esteve, na média



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

de R\$ 135,00/MWh para Pequenas Centrais Hidrelétricas, valor este confirmado em um informativo publicado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE /35/ e um valor a médio de R\$ 144,60/MWh para energia vendida no leilão de energia da CCEE realizado em 2009 (Edital nº 002/2009- ANEEL) (<http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/8_energia%20nova/Resultado%20planilha%20completa.xls> acessado em 15/09/2010). Com relação ao preço da energia no mercado livre (Bloco 2), o Rina verificou no *website* da CCEE (informações disponíveis no *website* da CCEE <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=6e6596f102913210VgnVCM1000005e01010aRCRD>> acessado em 15/09/2010) que a média de preços no período de 2003 a março de 2007 (data de início da atividade de projeto) é de R\$ 34,37/ MWh. O mercado de curto prazo reflete a otimização da operação no Sistema Interconectado Nacional, através da relação entre o benefício momentâneo de uso desta água de reservatórios existentes em grandes usinas hidrelétricas e o benefício futuro de seu armazenamento; como prática prevalente no Brasil, existe uma preponderância de grandes usinas hidrelétricas interconectadas ao sistema, portanto a oscilação do nível dos reservatórios, a demanda por energia, o preço dos combustíveis, dentre outros, influenciam diretamente nestes preços.

Custos de Investimento

A PCH Cachoeirão é um investimento de R\$ 103.959.000,00. O investimento é dividido em 4 anos, 7,9% no ano 0, 25,7% no ano 1, 64,8% no ano 2 (o primeiro ano de operação) e 1,6% no ano 3. PPs forneceram todo o detalhamento deste investimento na planilha “*Quadro Usos e Fontes.xls*” /22/. O investimento de R\$ 103.959.000,00 foi confirmado no documento protocolizado no BNDES (registrado no 5th Oficial de Registros de Títulos e documentos” Microf. sob o número 01252177) /25/.

O montante inicial de R\$ 103.959.000,00 é bem razoável considerando a magnitude de tais investimentos (média de R\$ 3.691.393,00 / MW instalado) está em linha com a média de projetos similares. Os custos de investimento foram comparados com os custos médios de construção de PCHs no Brasil, e a atividade de projeto tem uma correspondência conservadora e adequada com os valores de R\$ 5.000.000,00 – R\$ 5.500.000,00 / MW instalado encontrados na literatura³.

Custos Operacionais

Em relação aos custos, para Custos de Gerenciamento após o início da operação, é definida uma tarifa fixa de R\$ 1,88 por MWh e para custos de O&M é definida uma tarifa fixa de R\$ 7,56 por MWh. Ambas as tarifas foram confirmadas no document *Comitê de Priorização de Investimento – CPO- Parecer de Projeto de Investimento – Projeto nº1714/07 SPE Guanhões* (Relatório de reunião discutindo o investimento do projeto Guanhões (4 PCHs), conduzida em 16/10/2008) /24/, que menciona que os mesmos valores da PCH Cachoeirão serão usados no referido projeto. Outros custos foram apresentados como 2% dos custos de gerenciamento e O&M. Os seguros do grupo e outras taxas e impostos pagos para o governo e algumas agências reguladoras do setor de eletricidade foram apresentadas, das quais algumas tem valores fixos, e outras são porcentagens sobre as receitas. Estes são também confirmados através da referência /24/. O Rina dirigiu-se aos PPs para fornecerem evidências e esclarecimentos sobre como os custos serão reajustados ao longo dos anos. PPs forneceram o anexo “*CT 014-08 Energisa Soluções - O&M.pdf*” /36/ com o contrato entre PCH Cachoeirão e Energisa (fornecedor de força de mão de obra) elencando os índices e a fórmula a ser usada ao longo dos anos. Todas as formulas na planilha “*IRR_Cachoeirao_v2_1.xls*” estão alinhadas com este documento. As tarifas foram ajustadas anualmente segundo os índices IGPM e INPC.

³ http://www.portalpch.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=2749:08092009-crescimento-do-pre-sal-nao-reduzira-o-papel-das-fontes-alternativas-de-energia-afirma-mauricio-tolmasquim&catid=1:ultimas-noticias&Itemid=98 OR http://www.olade.org/electricidad/Documents/ponencias/Dia%2026%20de%20mayo/Sesion%203/PCH%20Diagnostico_TFih.pdf < Acessado em 13/09/2010>



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

As evidências apresentadas são consideradas adequadas a atividade de projeto. Na análise de sensibilidade o impacto dos custos operacionais não é relevante (o projeto continuaria a ser adicional mesmo que estes custos fossem negligenciados).

Impostos

A inflação nos preços e custos foi considerada e as referências podem ser confirmadas em:

* IGP-M: <http://www.portalbrasil.net/igpm.htm>⁴, e para a previsão do índice: <http://www4.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/R20100108.pdf>⁵;

* INPC: <http://www.portalbrasil.net/inpc.htm>⁶. Para a previsão do índice foi mantido o valor de 2009.

* PIS/COFINS/Imposta de renda e Contribuição Social:

A lei brasileira número 10.637 de 30 de dezembro de 2002 e a lei número 9.718 de 27 de novembro de 1998 definiram que companhias com renda bruta menor que R\$ 48.000.000,00 podem aplicar o sistema brasileiro de impostos sobre lucro presumido". Portanto, as seguintes taxas são aplicadas sobre a renda bruta:

* COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) – 3% sobre os lucros;

* PIS/PASEP (Programa de Integração Social/ Programa de Formação de Patrimônio do Servidor Público) – 0,65% sobre a renda bruta;

* Imposto de renda – 25% sobre 8% da renda bruta;

* Contribuição Social – 9% sobre 12% da renda bruta.

* taxa TUSD: Resolução N° 310, de 6 de abril de 2006.

* taxa TUST: Resolução ANEEL n° 281 de 1999, Resolução ANEEL n° 77 de 2004 e Resolução ANEEL n° 81 de 2004 - Encargos.

Na primeira versão da análise financeira, PPs consideraram o imposto sobre venda CPMF. Como este imposto foi extinto em 2007, PPs revisaram a análise financeira para excluir a CPMF da análise.

3.6.3.4 Cálculos e conclusão

No que diz respeito a evolução dos preços e custos ao longo dos anos apresentados na versão 1 da planilha da TIR do projeto, os participantes do projeto apresentaram valores “flat” para todos os anos. O RINA esclareceu aos PPs a necessidade de demonstrar no fluxo de caixa a evolução dos preços e custos para todas as linhas, de acordo com contratos ou índices mais apropriados. Esta evolução pode ser diferente para quaisquer parâmetros apresentados na planilha e podem representar impactos significantes na evolução do EBITDA (Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização). A inflação deve ser considerada, pois a rentabilidade do benchmark escolhido leva em consideração a inflação. Além disso, em relação a esses índices, inflação, taxas de juros e outras taxas de câmbio, foi solicitado aos PPs utilizar informações priorizando de fontes do Governo brasileiro ou de algumas instituições financeiras grandes, já que estas instituições fornecem previsão para os próximos anos.

Os proponentes de projeto forneceram ao RINA a planilha versão 2 (“*IRR_Cachoeirao_v2_1.xls*”) e adicionalmente a versão 3 (“*IRR_Cachoeirao_v3.xls*”). O Rina confirmou que todos os impostos estão corretamente aplicados na versão 3 da análise financeira (ver informações acima).

Um resumo dos valores das TIRs apresentadas nas diferentes versões do DCP estão apresentadas na tabela que segue abaixo:

⁴ Acessado em 13/09/2010

⁵ Acessado em 13/09/2010

⁶ Acessado em 13/09/2010



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

Versão do DCP	TIR	Documentos Relacionados
1 de 16 Novembro de 2009	14,38 %	“IRR_Cachoeirao.xls”, versão 1
2 de 18 Maio de 2010	18,67 %	“IRR_Cachoeirao_v2_1.xls”, versão 2
3 de 10 Setembro de 2010	18,67 %	“IRR_Cachoeirao_v3.xls”, versão 3

A diferença entre as versões é devido principalmente a correção da análise financeira ao considerar a inflação, de forma a ser coerente com o benchmark escolhido que também considera a inflação.

É possível se concluir que o benchmark (23,30 %) é maior que a TIR do projeto (18,67 %).

3.6.3.5 Análise de sensibilidade

O DCP versão 1, considerou os seguintes parâmetros na análise de sensibilidade: (i) Preço da Energia; (ii) Investimento e (iii) Fator de Capacidade. Na versão 3 do DCP, os PPs incluíram também nesta análise os (iv) Custos de O&M, pois este parâmetro configura-se como a principal saída no fluxo de caixa ao longo dos anos, após o investimento.

Para a análise de sensibilidade, os participantes do projeto calcularam qual deveria ser a amplitude destas variações para que o VPL (Valor Presente Líquido) seja igual a zero ou, em outras palavras, para fazer sua TIR igual ao benchmark (*breakeven point*). Os resultados são mostrados abaixo:

	Preço da Energia (R\$/MWh)	Investimento (R\$)	Fator de Capacidade (MW)	O&M (R\$/MWh)
% de desvio	+ 28,64 %	- 24,5 %	+ 31,15 %	Não é sensível

Como pode ser visto, para todos os parâmetros foi necessário um alto valor de desvio para alcançar o benchmark. Por exemplo, o Fator de Capacidade não pode crescer (ele é limitado pela energia assegurada definida pela ANEEL /9/); quanto ao preço da energia, é improvável que cresça 28,64 %, considerando o valor médio de R\$ 144,60/MWh para a energia vendida no leilão público de energia realizado pela CCEE em 2009 (Edital nº 002 de 2009 - ANEEL) (http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/8_energia%20nova/Resultado%20planilha%20completa.xls) acessado em 15/09/2010); o investimento foi baseado no Padrão Orçamentário Eletrobrás /25/, o qual é considerada adequadas fontes de dados e não é provável que decresça 24,5% e para os custos de O&M, o projeto continua sendo adicional mesmo que estes custos fossem ignorados. Em todos os cenários, a TIR do projeto provavelmente não alcançaria o benchmark.

3.6.4 Análise de Barreiras

Não aplicável.

3.6.5 Análise da Prática Comum

No DCP versão 1, os PPs apresentaram a análise da prática comum (comparando outras atividades que se tornaram operacionais e eram similares a atividade de projeto proposta) considerando as PCHs localizadas no Brasil com capacidade instalada entre 15MW e 30MW (limite superior para PCHs no Brasil). Comparando outras atividades que estão operacionais e que são similares a atividade de projeto proposta, o RINA levou em consideração que seria mais apropriado comparar a atividade de projeto proposta a projetos “similares”, assumindo um intervalo de capacidade instalada de +/- 50% em relação ao projeto



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

proposto (28,05 MW), i.e. 14 MW - 42 MW. No entanto, de acordo com a Resolução ANEEL nº 652 de 9 de dezembro de 2003 (define como PCHs, projetos que tem uma capacidade instalada igual ou menor que 30 MW), a análise de prática comum deve ser limitada a 30 MW (~14 MW a 30 MW).

Os diferentes regulamentos e oportunidades de mercado entre PCHs e outras usinas hidrelétricas no Brasil estão evidenciados particularmente através de leilões de energia elétrica. Os leilões promovidos para a aquisição de “energia de reserva”, Segundo definido pelo Ministério Brasileiro de Energia através da Portaria nº 483, emitido em 22 de abril de 2010⁷, define em seu anexo seção 1 – Definições e abreviação, o tipo de hidrelétrica elegível a participação nos leilões mencionados no item “VIII – EMPREENDIMENTO HIDRELÉTRICO: “Pequena Central Hidrelétrica”.

O Ministério de Energia Brasileiro, em sua Portaria nº 555, emitida em 31 de maio de 2010⁸, define, em seu Artigo Art. 1º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL deverá promover, direta ou indiretamente, Leilão de Fontes Alternativas específico para Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH e empreendimentos de geração que tenham como fontes biomassa e eólica, no dia 19 de agosto de 2010).

Baseado nas análises do Rina, a atividade de projeto foi comparada com projetos similares que tenham tornado-se operacionais entre 2005 (ano da ratificação do Protocolo de Quioto pelo Brasil) e maio de 2009 (momento da consulta global de interessados).

Outras atividades do MDL (registradas e publicadas no website da UNFCCC) não estão incluídas na análise, assim como PCHs que receberam outros tipos de incentivos como o PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

Durante a primeira análise, o Rina encontrou que 2 PCHs (Porto Góes-SP e Graça Bernnand-MT) não receberam qualquer incentive, no entanto, PPs forneceram evidências que a PCH Porto Góes é um projeto de expansão (Resolução ANEEL nº 255 de 06 de maio de 2003) e a PCH Graça Bernand é um projeto MDL

(<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/N68XFRKNR58M29GRSJGR81NCMFT7KJ/view.html>), portanto, elas não poder ser comparadas a atividade de projeto. Com base nesta análise, verificou-se os seguintes valores para projetos semelhantes que se tornaram operacionais entre 2005 e 2009 (Maio):

Nº de PCHs com capacidade instalada entre 14 – 30 MW	Nº de PCHs com incentivos do MDL	Nº de PCHs com incentivos do Proinfa	Expansão da capacidade instalada da PCH
56	18	37	1
	32,14 %	66,07 %	1,79 %

Pode ser concluído que atividades similares não são difundidas no país anfitrião. Todas as usinas similares a atividade de projeto (com exceção Porto Góes que é uma expansão) consideraram algum tipo de incentive (MDL ou PROINFA).

A prática comum no Brasil é a instalação e operação de grandes centrais elétricas, tais como as grandes centrais hidrelétricas e as termoeletricas movidas a gás natural, que representam a maioria da capacidade instalada atual do Brasil (95%) e, assim, a atividade de projeto “Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)” não é o cenário de prática usual nos negócios (business-as-usual) no Brasil, onde as grandes hidrelétricas e termoeletricas movidas a gás natural representam (95%) da capacidade instalada atual..

⁷ Acessado em 15/09/2010, as 10:30 (hora de Brasília)

http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2010/Port_483_Sistemxtica_Reserva.pdf

⁸ Acessado em 15/09/2010, ast 11:15 (hora de Brasília)

http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2010/Port_555_Diretrizes_Leilxo_de_Fontes_Alternativas.pdf



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

3.6.6 Conclusão

O RINA pode confirmar que todos os dados, fundamentações, premissas, justificativas e documentações fornecidas pelos participantes do projeto no suporte da demonstração da adicionalidade são confiáveis e consistentes.

Ao avaliar as evidências apresentadas e cruzando as informações disponibilizadas e acessadas, o RINA considera que a fundamentação para a demonstração da adicionalidade do projeto proposto é credível e razoável, ou seja, a atividade do projeto proposto tem a capacidade de reduzir as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes abaixo aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL proposta e, portanto, o projeto é adicional.

3.7 Plano de Monitoramento

A linha de base e monitoramento aprovada ACM0002, "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", versão 11 de 26/02/2010 / 5 / foi corretamente aplicada.

O plano de monitoramento está em conformidade com a metodologia de monitoramento e dará oportunidade para a medição real de reduções de emissões obtidas.

RINA verificou todos os parâmetros apresentados no plano de vigilância em relação às exigências da metodologia e nenhum desvio relevante para a atividade do projeto foi encontrado.

RINA confirma que o sistema de acompanhamento descrito no plano de monitoramento são possíveis dentro da concepção do projeto, e os meios de execução do plano de monitoramento são suficientes para garantir que as reduções de emissões obtidas por / resultante da atividade de projeto de MDL podem ser verificados ex post.

3.7.1 Parâmetros determinados ex-ante

Os seguintes parâmetros estão disponíveis na validação (não monitorados):

- * ABL - Área do reservatório medido na superfície da água, antes da execução da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio;
- * CapBL - A capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação do projeto.

De acordo com ACM0002, ABL e CapBL para novas usinas hidrelétricas são considerados 0.

A versão 1 do DCP, apresentou na seção B.6.2 o fator de emissão de parâmetro padrão para as emissões dos reservatórios (EF_{Res}), no entanto, como a densidade de potência é superior a 10 W/m², este parâmetro foi excluída na versão 2 do DCP.

3.7.2 Parâmetros monitorados ex-post

- * EGfacility, y - líquida de eletricidade fornecida pela PCH à rede, na hora h;
- * EFgrid, CM, y - fator de emissão da rede brasileira;
- * EFgrid, OM-DD, y - fator de emissão de CO₂ da Margem de Operação da rede, em um ano y;
- * EFgrid, BM, y - fator de emissão de CO₂ da Margem de Construção da rede, em um ano y;
- * CapPJ - A capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implantação da atividade de projeto;
- * APJ - Área do reservatório medido na superfície da água, após a implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio.



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

3.7.3 Sistema de gerenciamento e Garantia da Qualidade

A energia entregue à rede será medida e registrada continuamente (leitura horária e registrados mensalmente) através de medidores de energia elétrica que atende aos padrões nacionais. O ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são responsáveis pela definição dos requisitos técnicos das medições de energia para faturamento. O QA indicado / CQ estão em consonância com a metodologia aplicada. A eletricidade fornecida à rede será monitorada pelo medidor eletrônico calibrado e inviolável (selado) de energia. Os dados dos medidores de energia serão checados contra notas fiscais de venda de energia ou com o banco de dados da CCEE.

Os procedimentos de calibração (frequência) seguirá o do ONS "Procedimentos de Rede": Módulo 12, Sub-module 12.3. Os proprietários do projeto devem sempre seguir as normas dos órgãos competentes (por exemplo, ONS e CCEE), no caso de mudanças nos procedimentos de calibração.

A versão 2 do DCP foi revisado para apresentar o link correto para o site do ONS (Módulo 12, sub-módulo 12.2) 12.2_Rev_1.0

http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo.pdf

(consultado em 07/05/2010).

Os medidores de energia possuem os seguintes certificados de calibração / 15 / e foram avaliados durante a visita ao site:

- * Medidor ION 8600, o número de série PT-0801A126-01 (principal / principal) - certificado de calibração CCM 522/2008, emitido pela CEMIG, a calibração realizada em 11/12/2008;

- * Medidor ION 8600, o número de série PT-0801A128-01 (backup / retaguarda) - certificado de calibração CCM 523/2008, emitido pela CEMIG, a calibração realizada em 11/12/2008.

Além disso, durante a visita ao local foi constatado que uma terceira empresa faz a operação da PCH Cachoeirão: Energisa Soluções Ambientais S / A. A Energisa é responsável pela formação prevista para o pessoal operacional. O PP forneceu a RINA uma lista da Energisa com todo o pessoal responsável pela operação da PCH e formação recebida / 16 /.

Na versão 1 do DCP, seção B.7.2 Anexo 4, não mencionou o acompanhamento dos parâmetros CapPJ (capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implantação da atividade de projeto) e APJ (área do reservatório medido na superfície do da água, após a implantação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio). O monitoramento dos parâmetros foi incluída na versão 2 do DCP. CapPJ será monitorado através das especificações técnicas dos equipamentos instalados, das placas instaladas nos equipamentos e fichas.

Além disso, se disponíveis, as novas autorizações do órgão regulador será verificada. APJ será determinada através de levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélite, etc Além disso, como a PCH Cachoeirão tem de acompanhar o nível do reservatório, devido às exigências nacionais, os dados utilizados para este efeito pode ser usado para determinar a área do reservatório e será também um procedimento de medição a ser considerado para a atividade de projeto.

O fator de emissão da margem combinada (EFgrid, CM, y) será calculado ex-post usando os fatores de emissão de CO₂ para a margem de construção e da margem operacional, que são fornecidos pelo DNA brasileiro. fatores de emissão de CO₂ para a margem de construção e da margem operacional para a geração de eletricidade no Nacional do Brasil Sistema Interligado Nacional (SIN) são calculados, de acordo com a análise da expedição, a partir de registros de geração de usinas despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) .

O plano de monitoramento estabelece que todos os dados serão armazenados durante o período de crédito mais dois anos, conforme as exigências da Comissão Executiva.

No que diz respeito as responsabilidades, a versão 2 do DCP incluíram que o Hidrelétrica Cachoeirão SA é responsável pela manutenção e calibração dos equipamentos de monitoramento, atendimento aos requisitos operacionais e ações corretivas relacionadas à funcionalidade da atividade de projeto. Além



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

disso, o PP tem autoridade e responsabilidade para registro, monitoramento e medição, bem como o gerenciamento do projeto, organização de formação do pessoal para a utilização de técnicas apropriadas em tais procedimentos. Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda é responsável para relatar os resultados da linha de base, as reduções de emissões do projeto (se aplicável) e os cálculos das emissões.

3.8 Estimativas de emissões de GEE

As fórmulas e elementos utilizados nos cálculos do projeto e as emissões estão de acordo com a metodologia de monitoramento e linha de base aprovada ACM0002 - "Metodologia de monitoramento consolidada para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", a versão 11 de 26/02/2010. Nem as emissões de projeto, nem fugas são aplicáveis à atividade de projeto. Todas as estimativas das emissões de referência pode ser replicado usando os valores de dados e parâmetros previstos no DCP e apoiar processos apresentados para registro e as fontes de dados mencionados verificados pelo RINA.

Cálculo *Ex-ante* de redução de emissões

A geração de eletricidade líquida estimada fornecida pela planta para a rede foi calculada com base na energia assegurada (16,37 MW) fornecidos pela ANEEL (ANEEL Decreto n ° 18, datado de 25 de maio de 2007 / 9 /). Além disso, as estimativas ex-ante para o fator de emissão foi calculado utilizando o fator de emissão fornecidos pela AND brasileira e considerando um sistema único de eletricidade para calcular o fator de emissão de CO₂ - calculado de acordo com a ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade / 6.

Na versão 1 do DCP, a estimativa ex-ante utiliza o fator de emissão mais recente do sistema interligado brasileiro para 2008 (= 0,3112 tCO₂/MWh) disponíveis no momento do início da validação. Durante o processo de validação de dados mais recente foram publicados pela AND brasileira para o ano de 2009 e o PP atualizou a planilha dos CERs e a versão 3 do DCP: EF = 0,163483 tCO₂/MWh - OM média = 0,2476 tCO₂/MWh e BM = 0,0794 t CO₂ / MWh.

O fator de emissão da rede será atualizado a posteriori, durante o processo de verificação.

Cálculo *Ex-post* das reduções de emissões

O fator de emissão da margem combinada (EF_{grid}, CM, y) será calculado ex-post usando os fatores de emissão de CO₂ para a margem de construção e da margem operacional, que são fornecidos pelo AND brasileiro. fatores de emissão de CO₂ para a margem de construção e da margem operacional para a geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional do Brasil (SIN) são calculados, de acordo com a análise de despacho a partir de registros de geração de usinas despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) .

3.9 Impactos Ambientais

O projeto cumpre todas as leis e regulamentos aplicáveis. Os aspectos ambientais da atividade de projeto foram analisados pelo órgão ambiental (COPAM). Uma Avaliação de Impacto Ambiental - EIA (o que resulta em um RIMA-Relatório de Impacto Ambiental) é solicitado pelo órgão ambiental emissor das licenças. Portanto, um EIA foi aprovado e, em seguida, a Licença de Operação foi emitida. O projeto obteve a seguinte licença ambiental, avaliada pela RINA: Licença de Operação (LO) emitida pelo COPAM datado de 10/10/2008 validade de cinco anos /11/.

Não estão previstos impactos transfronteiriços.



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

Além disso, os seguintes documentos emitidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) foram analisados:

- Resolução ANEEL nº 282, de 26 de julho de 2000 – autoriza a Empresa de Luz e Força Santa Maria S.A. – ELFSM (27.00MW) a implementar e explorar a PCH Cachoeirão; (Observação: a Resolução ANEEL nº 407, datado de 19 de outubro de 2000 / 10 /, exige o PP de rever a capacidade instalada autorizada da PCH se o presente / real capacidade instalada seja superior a + / - 5% do capacidade autorizada / concedida. A capacidade autorizada instalada da PCH Cachoeirão é de 27 MW, definida em Resolução ANEEL nº 282, datado de 26 de julho de 2000 / 9 /. Como está dentro da margem da Resolução nº 407, é válido para a atividade de projeto.)
- Resolução ANEEL nº 557, de 15 de outubro de 2002 – transfere a autorização para implementar e explorar a PCH Cachoeirão da ELFSM para Santa Maria Energética S.A.
- Despacho ANEEL nº 1.214, emitido em 23 de Abril de 2007, aprova a revisão do projeto básico (27,0MW) e define a área do reservatório em 1.021 Km² e sua localização geográfica em 19° 26' 12" S 41° 36' 51" O.
- Resolução autorizativa ANEEL nº 908, de 8 de maio de 2007 – transfere a autorização para implementar e explorar a PCH Cachoeirão da Santa Maria Energética S.A. para a Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (Observação: A ata da reunião de acionistas da Hidrelétrica Cachoeirão SA (assembleia-geral anual, de 24/04/2008), refere a Santa Maria Energética SA e Cemig Geração e Transmissão S / A, como acionistas, e foi registrado na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais em 08/01/2009.)
- Decreto ANEEL nº 18, de 25 de maio de 2007 – define em 1637 MW (médios) a energia assegurada pela PCH Cachoeirão.
- Despacho ANEEL nº 4830, de 30 de dezembro de 2008 – autoriza o início da operação do gerador nº 1, com potência instalada de 9.000 kW.
- Despacho ANEEL nº 559, de 11 de fevereiro de 2009 – autoriza o início da operação do gerador nº 2, com potência instalada de 9.000 kW.
- Despacho ANEEL nº 714, de 27 de fevereiro de 2009 – autoriza o início da operação do gerador nº 3, com potência instalada de 9.000 kW.

3.10 Consulta as Partes interessadas locais

Antes da publicação do DCP no site da CQNUMC, de 10 de Dezembro a 08 de Janeiro de 2010, os donos do projeto realizaram uma consulta as partes interessadas locais tal qual requerido pela Comissão Interministerial para assuntos do Clima (CIMGC) e em de acordo com a resolução 7 da AND brasileira (05 de março de 2008). As cartas estão datadas em 09/01/2009 e 21/05/2009 e seus ARs (Aviso de recebimento) estão listados abaixo:

Parte Interessada	AR
Prefeitura Alvarenga	27/01/2009
Câmara de Alvarenga	19/01/2009
Secretaria de Meio Ambiente de Alvarenga	16/01/2009
Associação Comunitária de Alvarenga	19/01/2009



PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

Prefeitura de Pocrane	16/01/2209
Câmara Municipal de Pocrane	16/01/2009
Secretaria de Meio Ambiente de Pocrane	25/05/2009
Associação de Desenvolvimento Comunitário de Cachoeirão	17/02/2009
FEAM	25/05/2009
FBOMs	15/01/2009
Procuradoria do estado de Minas Gerais	25/05/2009
Procuradoria nacional da República	26/05/2009

Verificou-se que as cartas enviadas aos interessados seguiram as normas brasileiras da AND Resolução nº 7. As cartas foram enviadas em Português e o DCP foi tornado publicamente disponível em Português no link a seguir: <http://www.carbotrader.com/jun1092dcp.pdf>.

Não foram recebidos comentários

4 COMENTÁRIOS DAS PARTES INTERESSADAS

O DCP versão 1 de 16 de Novembro de 2009 foi publicado e disponibilizado no site da CQNUMC (<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/78OP65KL77FPXKCETGR7GNY2RLTK2J/view.html>) e as partes interessadas foram convidadas a prover comentários durante 30 dias de 10 de Dezembro de 2009 a 08 e janeiro de 2010.

Nenhum comentário foi recebido.

5 OPINIÃO DE VALIDAÇÃO

O RINA Serviços Spa (RINA) realizou a validação da atividade do projeto “Projeto MDL da Cachoeirão (JUN1092)” no Brasil, no que diz respeito aos requisitos relevantes para as atividades de MDL.

A revisão do documento de concepção do projeto e posterior acompanhamento de entrevistas forneceram à RINA evidências suficientes para determinar o cumprimento dos critérios estabelecidos.

A anfitriã, Brasil, preenche os requisitos para participação no MDL. Nenhuma parte do Anexo I foi identificado.

Os participantes do projeto (s) são Carbotrader Assessoria e Consultoria in Energia Ltda. e Hidrelétrica Cachoeirão S.A., do Brasil.

O projeto aplica corretamente a metodologia e linha de base da ACM0002, “Metodologia consolidada para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, Versão 11 de 26/02/2010 / 5 /.

Através da geração de energia renovável a partir de pequena central hidrelétrica o projeto resulta em redução de emissões de CO2 que são reais, mensuráveis e trazem benefícios a longo prazo para a mitigação das alterações climáticas. É demonstrado que o projeto não é um cenário provável. As reduções de emissões atribuíveis ao projeto são adicionais às que ocorreriam na ausência da atividade do projeto.



RINA

PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

As reduções das emissões totais de GEE do Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092) são estimadas em 164.108 tCO₂e durante os primeiros sete anos renováveis de período de crédito, resultando em uma média anual de reduções de emissão de 23.444 tCO₂e / ano.

Dado que o projeto é implementado conforme concebido, o projeto é susceptível de atingir a quantidade estimada de reduções de emissões durante o período de crédito.

O plano de monitoramento especifica suficientemente os requisitos de monitoração para o acompanhamento do projeto de Reduções de emissões. Os sistemas de acompanhamento descrito no plano de monitoramento são possíveis dentro da concepção do projeto e é parecer da RINA que os participantes do projeto são capazes de implementar o plano.

Em conclusão, é de opinião RINA que a atividade do projeto “Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)” no Brasil, como descrito na versão 3 do PDD 10 de setembro de 2010, atende a todas exigências pertinentes da CQNUMC para o MDL e todos os critérios relevantes da Parte anfitriã e aplica corretamente a linha de base e metodologia de monitoramento ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade interligada a rede por fontes renováveis”, de 26/02/2010 Versão 11 / 5 /.

RINA, portanto, solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto MDL



RINA

PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO

- o0o -

APÊNDICE A

PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO MDL

Este documento contém um Protocolo de Validação genérico para projetos MDL, o qual precisa ser visto em conjunto com o Manual para Validação e Avaliação do MDL e com o Modelo para Relatório de Validação. As entradas no protocolo devem ser ajustadas e alteradas apropriadamente para prepará-lo para a validação de um projeto em particular.

Este protocolo de validação serve aos seguintes propósitos:

- *Ele organiza, detalha e esclarece os requisitos que espera-se que um projeto MDL tenha; e*
- *Ele garante um processo de validação transparente induzindo o Validador a documentar como determinado requisito tem sido validado e quais conclusões tem sido alcançadas;*

Este protocolo contém duas tabelas com requisitos genéricos para validação de projetos. A Tabela 1 mostra os requisitos aos quais o projeto de redução de emissões de GEE deverá se enquadrar. A Tabela 2 consiste de uma lista de conferência com questões de validação relacionadas a um ou mais dos requisitos expostos na Tabela 1. A lista de conferência pode não ser aplicável para todos os investidores, e não deve ser vista como obrigatória para todos os projetos. Onde algum desacordo é verificado, um pedido de ação corretiva ou de esclarecimento é promovido. A resolução e as conclusões finais destes pedidos devem ser descritas na Tabela 3 deste protocolo.

Antes que este protocolo de validação genérico possa ser aplicado para a validação de um projeto específico, o validador deve revisar e adaptar o protocolo para fazer-lhe aplicável para as características individuais e circunstâncias do projeto, assim como para critérios individuais do investidor. A aplicação do julgamento e experiência técnica do Validador devem garantir que as adequações feitas à lista de questões cubram todos os requisitos necessários a um projeto específico que possam ter impacto em sua performance e aceitação. Dado o acima, a lista de conferência do protocolo não é exaustiva nem prescritiva.

Tabela 1 Requisitos obrigatórios para atividades de projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

Requisitos	Referência	Conclusão	Referência Cruzada / Comentário
1. O projeto auxiliará os Países incluídos no Anexo I em alcançar o cumprimento da parte de seu compromisso de reduções de emissões previstos no Artigo 3	Protocolo de Quioto Art.12.2		Nenhuma parte do Anexo I foi identificada. Tabela 2, Seções B.6.3, B.6.4
2. O projeto auxiliará Países não incluídos no Anexo I a atingir o desenvolvimento sustentável e terá obtido confirmação disso pela parte anfitriã.	Protocolo de Quioto Art. 12.2, Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §40a	-	Tabela 2, Seção A.2.3 Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o projeto deverá ter recebido por escrito a aprovação da participação voluntária da AND brasileira, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia o país em alcançar o desenvolvimento sustentável.
3. O projeto auxiliará Países não incluídos no Anexo I a contribuir para o maior objetivo da CQNUMC.	Protocolo de Quioto Art.12.2.	OK	Nenhuma parte do Anexo I foi identificada.
4. O projeto terá a aprovação escrita da participação voluntária das autoridades nacionais designadas de cada país envolvido.	Protocolo de Quioto Art.12.5a, Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §40a, § 28	-	Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o projeto deverá ter recebido por escrito a aprovação da participação voluntária da AND brasileira, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia o país em alcançar o desenvolvimento sustentável.
5. As reduções de emissões devem ser reais, mensuráveis e propiciarem benefícios de longo prazo referentes à mitigação das mudanças climáticas.	Protocolo de Quioto Art. 12.5b	OK	Tabela 2, Seção B.6.1.1 e B.6.3.1
6. Reduções nas emissões de GEE serão adicionais a qualquer uma que possa ocorrer na ausência da atividade do projeto, i.e. uma atividade do projeto de MDL é adicional se as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fontes forem reduzidas abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade do projeto de MDL registrada.	Protocolo de Quioto Art. 12.5c, Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §43 e § 44	OK	Tabela 2, Seção B.5
7. Caso seja usado financiamento público de Países incluídos	Decisão 17/CP.7,	OK	Tabela 2, Seção A.4.5

Requisitos	Referência	Conclusão	Referência Cruzada / Comentário
no Anexo I para a atividade do projeto, esses Países devem fornecer uma afirmação de que esse financiamento não resulta em um desvio da assistência oficial de desenvolvimento (AOD) e é separado e não contado para fins de obrigações financeiras desses Países.	Modalidades e Procedimentos para MDL Apêndice B, § 2		
8. Partes participantes no MDL devem designar uma autoridade nacional para o MDL.	Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §29	OK	A Autoridade Nacional Designada brasileira para o MDL é a “Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima” (CIMGC).
9. A parte anfitriã e o País participante do Anexo I serão uma parte do Protocolo de Quioto.	Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §30	OK	O Brasil ratificou o Protocolo de Quioto em 23 de agosto de 2002.
10. A quantidade atribuída ao País participante do Anexo I deve ter sido calculada e registrada.	Modalidades e Procedimentos do MDL §31b	OK	Nenhuma parte do Anexo I foi identificada.
11. A parte participante do Anexo I deve ter um sistema nacional para estimar as emissões de GEE e um registro nacional de acordo com os Artigos 5 e 7 do Protocolo de Quioto.	Modalidades e Procedimentos do MDL §31b	OK	Nenhuma parte do Anexo I foi identificada.
12. Serão solicitados comentários pelas partes interessadas locais, um resumo destes comentários deve ser apresentado e como foram devidamente considerados os comentários recebidos.	Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §37b	OK	Tabela 2, Seção E Como o requisitado pela Comissão Interministerial em Mudanças Globais do Clima (CIMGC) e de acordo com a Resolução 7 da AND brasileira (de 05 de março de 2008), os participantes do projeto enviaram cartas às partes interessadas / autoridades locais, convidando-as para que fizessem comentários.
13. A documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto, inclusive impactos transfronteiriços, serão apresentados, e, se esses impactos forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, será realizada um estudo de impacto ambiental de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte Anfitriã.	Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §37c	OK	Tabela 2, Seção D
14. A metodologia de linha de base e monitoramento será previamente aprovada pelo Painel de Metodologia do	Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §37e	OK	Tabela 2, Seção A.4.5

Requisitos	Referência	Conclusão	Referência Cruzada / Comentário
MDL.			
15. As previsões para monitoramento, verificação e relatório serão de acordo com as modalidades descritas nos Acordos de Marraqueche e as respectivas decisões do COP/MOP.	Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §37f	OK	Tabela 2, Seção A.4.5
16. As ONGs reconhecidas pelos Países, partes interessadas e pela CQNUMC serão convidados a comentar sobre os requisitos de validação para um mínimo de 30 dias, e o documento de concepção de projeto e os comentários foram colocados à disposição do público.	Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §40	OK	O DCP de 16 de novembro de 2009 foi publicado no <i>website</i> do MDL da CQMGC e as Partes, partes interessadas e ONGs foram convidadas a enviar comentários durante um período de 30 dias que se estendeu de 10 de dezembro de 2009 a 08 de janeiro de 2010. http://cdm.CQNUMC.int/Projects/Validation/DB/78OP65KL77FPXKCETGR7GNY2RLTK2J/view.html Não foram recebidos comentários.
17. Uma linha de base deve ser estabelecida especificamente para cada projeto, de forma transparente e levando em consideração as respectivas políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais.	Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §45 b, c, d, e	OK	Tabela 2, Seção B.4
18. A metodologia de linha de base excluirá o recebimento de RCEs referentes a reduções nos níveis de atividade fora da atividade do projeto ou devido a força maior.	Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL §47	OK	Tabela 2, Seção B.4
19. O documento de concepção do projeto deve estar de acordo com o formato CQNUMC MDL-DCP.	Acordos de Marraqueche, Modalidades de MDL, Apêndice B, Decisões do CE	OK	O DCP está de acordo com MDL-DCP (versão 03 de 28 de julho de 2006).

Tabela 2 Lista de Conferência de Requisitos

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
A. Descrição Geral da Atividade de Projeto. <i>A apresentação do projeto é avaliada.</i>					
A.1. Título da atividade de projeto.					
A.1.1. Título da atividade de projeto, número da versão e data do documento (DCP).	/1/ /26/	DR	O título da atividade de projeto é “Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)”, conforme o DCP Versão 1 datado de 16 de novembro de 2009.	OK	OK
A.2. Descrição da atividade de projeto.					
A.2.1. O propósito da atividade está incluído?	/1/ /9/ /10/ /26/	DR	Sim. A atividade de projeto contém uma descrição clara da atividade de projeto proposta. A seção A.2 do DCP (versão 1) está de acordo com o modelo padrão mais recente para DCPs e orientações para o preenchimento do DCP (EB 41 – anexo 12). A atividade de projeto consiste na instalação de uma nova pequena central hidrelétrica com potência instalada de 28,05 MW, localizada no rio Manhuaçu, nos municípios de Pocrane e Alvarenga, Estado de Minas Gerais, Brasil. A área do reservatório é de 1,021 km ² e sua densidade de potência é de 27,47 W/m ² . Os equipamentos foram verificados durante a visita ao local do empreendimento (Vide a seção A.4.3.1	OK	OK
A.2.2. É explicado como a atividade de projeto reduz as emissões dos gases de efeito estufa, i.e. tecnologia, medições?	/1/	DR	O projeto é uma atividade de geração de energia elétrica renovável que desloca energia em uma rede que é parcialmente gerada a base de combustíveis fósseis, com energia gerada por fontes renováveis e portanto resultante na redução das emissões de gases do efeito estufa do setor energético. Reduções de emissões são requeridas devido ao	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			deslocamento da eletricidade da rede com a estimativa de eletricidade que será gerada pela Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e fornecida à rede.		
A.2.3. Contribuição para o Desenvolvimento Sustentável. Tabela 1 - 2					
A.2.3.1. O projeto está alinhado com a legislação vigente e com os planos do país anfitrião?	/1/ /9/ /11/ /26/	DR	<p>A atividade de projeto proposta está alinhada com a legislação em âmbito local e federal.</p> <p>O projeto obteve as seguintes licenças ambientais verificadas pela RINA:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Licença de Operação (LO) emitida pelo COPAM em 10/10/2008, válida por cinco anos. <p>Os seguintes documentos emitidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) foram verificados:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Resolução ANEEL nº 282, de 26 de julho de 2000 – autoriza a Empresa de Luz e Força Santa Maria S.A. – ELFSM (27,0 MW) a implementar e explorar a PCH Cachoeirão; * Resolução ANEEL nº 557, de 15 de outubro de 2002 – transfere a autorização para implementar e explorar a PCH Cachoeirão da ELFSM para Santa Maria Energética S.A.; * Despacho ANEEL nº 1.214, emitido em 23 de Abril de 2007, aprova a revisão do projeto básico (27,0MW) e define a área do reservatório em 1,021 Km2 e sua localização geográfica em 19° 26’ 12” S 41° 36’ 51” O; * Resolução autorizativa ANEEL nº 908, de 8 de maio de 2007 – transfere a autorização para implementar e explorar a PCH Cachoeirão da Santa 	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>Maria Energética S.A. para a Hidrelétrica Cachoeirão S.A.;</p> <p>* Decreto ANEEL nº 18, de 25 de maio de 2007 – define em 16,37 MW (médios) a energia assegurada pela PCH Cachoeirão;</p> <p>* Despacho ANEEL nº 4.830, de 30 de dezembro de 2008 – autoriza o início da operação do gerador nº 1, com potência instalada de 9.000 kW;</p> <p>* Despacho ANEEL nº 559, de 11 de fevereiro de 2009 – autoriza o início da operação do gerador nº 2, com potência instalada de 9.000 kW.</p> <p>* Despacho ANEEL nº 714, de 27 de fevereiro de 2009 – autoriza o início da operação do gerador nº 3, com potência instalada de 9.000 kW.</p>		
A.2.3.2. O projeto está alinhado com os requisitos do MDL específicos do país anfitrião?	-	-	Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o projeto deverá ter recebido por escrito a aprovação da participação voluntária da AND brasileira, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia o país em alcançar o desenvolvimento sustentável.	-	
A.2.3.3. O projeto está alinhado com as políticas de desenvolvimento sustentável do país anfitrião?	-	-	Antes da submissão do Documento de Concepção do Projeto e do Relatório de Validação ao Conselho Executivo do MDL, o projeto deverá ter recebido por escrito a aprovação da participação voluntária da AND brasileira, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia o país em alcançar o desenvolvimento sustentável.	-	
A.2.3.4. O projeto criará outros benefícios ambientais ou sociais além da redução de emissões de GEE?	/1/ /14/	DR	O DCP versão 1 menciona que a atividade de projeto irá contribuir para melhorar as condições de trabalho e criar novos postos de emprego na região da atividade de projeto. Foi verificado que a	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			contribuição social da atividade de projeto foi mencionada no relatório ambiental enviado à agência ambiental.		
A.3. Participantes do projeto. Anexo 1					
A.3.1.A(s) Parte(s) e entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) envolvida(s) na atividade de projeto foram listada(s)?	/1/	DR	Os participantes do projeto (entidades privadas) são: Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda. e Hidrelétrica Cachoeirão S.A.	OK	OK
A.3.2.As informações de contato foram fornecidas no Anexo 1 do DCP, usando (tabela própria) o formato tabular?	/1/ /26/	DR	As informações de contato estão fornecidas apropriadamente usando tabela própria (formato tabular). A tabela no Anexo 1 do DCP deve ser preenchida com todos os campos obrigatórios, como o requisitado pelas “Orientações para preenchimento de DCPs” (CE 41 anexo 12). O CEP não está mencionado no anexo 1.	CL-8	OK
A.4. Descrição técnica das atividades de projeto.					
A.4.1.A localização da atividade de projeto é claramente definida, incluindo detalhes da localização física e informações que permitam a identificação única desta atividade(s) de projeto(s)?	/1/ /9/ /26/	DR	A atividade de projeto está localizada nos municípios de Pocrane e Alvarenga, Estado de Minas Gerais, Brasil, nas seguintes coordenadas geográficas: 19° 26' 12" S e 41° 36' 51" O. As coordenadas foram conferidas com as estabelecidas pelo Despacho ANEEL nº 1.214, datado de 23 de abril de 2007, as quais estão corretas.	OK	OK
A.4.2.Existe(m) categoria(s), tipo(s) e escopo(s) setorial(ais) específico(s) para a atividade de projeto proposta?	/1/ /26/	DR	A atividade de projeto proposta enquadra-se na categoria de projeto “Geração de eletricidade por fontes renováveis conectadas a uma rede” e escopo setorial 1 – Indústrias de energia (fontes renováveis/não renováveis). Aos PPs é solicitado a inclusão no DCP da	CL-1	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final																																				
			categoria da atividade de projeto.																																						
<p>A.4.3. Tecnologia a ser empregada.</p> <p><i>A validação da tecnologia do projeto foca-se no projeto de engenharia, escolha da tecnologia com as necessidades de competência/manutenção. O Validador deve assegurar que é ambientalmente segura e de boa tecnologia e sabe como será usada/transferida.</i></p>																																									
<p>A.4.3.1. A concepção do projeto de engenharia reflete as boas práticas?</p>	<p>/1/ /15/ /26/</p>	<p>DR SV</p>	<p>A concepção do projeto de engenharia reflete boas práticas correntes no Brasil.</p> <p>O DCP, em sua versão 1, apresenta os seguintes equipamentos:</p> <table> <tr> <th colspan="2">Turbinas</th> <th>Francis, eixo horizontal</th> </tr> <tr> <td>Quantidade</td> <td colspan="2">3</td> </tr> <tr> <td>Potência (kW)</td> <td colspan="2">9.300</td> </tr> <tr> <td>Vazão (m³/s)</td> <td colspan="2">22,45</td> </tr> <tr> <td>Rotação (rpm)</td> <td colspan="2">360</td> </tr> <tr> <th colspan="2">Geradores</th> <th>Síncrono, eixo horizontal</th> </tr> <tr> <td>Quantidade</td> <td colspan="2">3</td> </tr> <tr> <td>Potência Nominal (kVA)</td> <td colspan="2">11.000</td> </tr> <tr> <td>Potência Efetiva (kW)</td> <td colspan="2">9.350</td> </tr> <tr> <td>Tensão Nominal (kV)</td> <td colspan="2">13,8</td> </tr> <tr> <td>Fator de Potência</td> <td colspan="2">0,85</td> </tr> <tr> <td>Frequência (Hz)</td> <td colspan="2">60</td> </tr> </table> <p>Os seguintes equipamentos foram vistoriados durante visita ao empreendimento:</p> <p><u>Geradores:</u> GE Motors (modelo 271R640 – Potência nominal 11.000 kVA, Fator de potência 0,85), número de série 227001530, 227001531 e 227001532;</p> <p><u>Turbinas:</u> Voith Siemens (Francis – Potência nominal 9.300 kW, Vazão 22,45 m³/s), número de série 19.453, 19.454 e 19.455;</p>	Turbinas		Francis, eixo horizontal	Quantidade	3		Potência (kW)	9.300		Vazão (m³/s)	22,45		Rotação (rpm)	360		Geradores		Síncrono, eixo horizontal	Quantidade	3		Potência Nominal (kVA)	11.000		Potência Efetiva (kW)	9.350		Tensão Nominal (kV)	13,8		Fator de Potência	0,85		Frequência (Hz)	60			OK
Turbinas		Francis, eixo horizontal																																							
Quantidade	3																																								
Potência (kW)	9.300																																								
Vazão (m³/s)	22,45																																								
Rotação (rpm)	360																																								
Geradores		Síncrono, eixo horizontal																																							
Quantidade	3																																								
Potência Nominal (kVA)	11.000																																								
Potência Efetiva (kW)	9.350																																								
Tensão Nominal (kV)	13,8																																								
Fator de Potência	0,85																																								
Frequência (Hz)	60																																								

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p><u>Medidores:</u> ION 8.600, número de série PT-0801A126-01 (principal/em uso e ION 8.600 número de série PT-0801A128-01 (backup/suplente).</p> <p>Os dados de placa dos três geradores (Potência nominal 11.000 kVA, Fator de potência/Coseno ϕ 0.85), mostra que a potência total instalada da PCH Cachoeirão é de 28,05MW (assim como mencionado na nota de rodapé 1.). A definição da ANEEL para potência instalada é: “potência elétrica nominal de uma unidade geradora (em kW). “A potência elétrica ativa nominal da unidade de geração (em KW) é definida pelo produto da potência aparente (em KVA) multiplicada pelo fator de potência do gerador elétrico, considerando a operação contínua do sistema e as condições nominais de operação.” Baseado nos requisitos da Resolução ANEEL no 407, data de 19 de Outubro de 2000, aos PPs é requisitado que expliquem/justifiquem o seguinte:</p> <p>* a diferença entre a potência instalada declarada no DCP (27,90 MW), na Resolução ANEEL no 282 (27,00 MW) e nas especificações dos geradores (28,05 MW);</p> <p>* se um pedido de revisão da potência instalada foi, ou não, requisitado para a ANEEL (Resolução ANEEL no 407 – presente/real potência instalada é maior que +/- 5% da potência instalada autorizada/concedida).</p>	CAR-14	
A.4.3.2. O projeto utiliza tecnologia de ponta ou poderia a tecnologia resultar em um desempenho significativamente melhor que quaisquer outras	/1/ /26/	DR	Neste momento em particular, a tecnologia empregada é considerada o “estado da arte”.	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
tecnologias comumente usadas no país anfitrião?					
A.4.3.3. A tecnologia do projeto possivelmente poderá ser substituída por outra ou por tecnologias mais eficientes durante o período do projeto?	/1/ /9/ /26/	DR	<p>O tempo de vida operacional esperado do projeto é de 30 anos.</p> <p>A tecnologia do projeto não é susceptível a ser substituída por outra ou por tecnologias mais eficientes durante o período do projeto.</p> <p>PPs devem fornecer evidências relacionadas ao tempo de vida dos equipamentos (turbinas e geradores).</p> <p>Vide C.1.2.1.</p>	CL-2	OK
A.4.3.4. O projeto exige intenso treinamento inicial e manutenção de esforços a fim de trabalhar como presumível durante o período do projeto?	/1/ /16/	DR I	Foi verificado durante a visita ao local do empreendimento que a operação da PCH Cachoeirão é feita pela Energisa Soluções Ambientais S.A., uma empresa terceirizada. Energisa é responsável por fornecer treinamento para a equipe de operacional. Os participantes do projeto (PP) forneceram à RINA uma lista da Energisa com o nome de todas as pessoas envolvidas com a operação da PCH e especificação do treinamento recebido.	OK	OK
A.4.3.5. O projeto faz disposições para as reuniões de treinamento e necessidades de manutenção?	/1/	DR	Vide A.4.3.4.	OK	OK
A.4.4. Quantidade estimada de redução de emissões durante o período de creditação escolhido. Tabela 1 - 5					
A.4.4.1. O período de creditação escolhido, as estimativas de redução total e anual foram definidos e apresentados em um formato tabular (própria Tabela)? <i>(checar essas tabelas com as tabelas do item B.6.4)</i>	/1/ /2/ /26/	DR	<p>As informações foram fornecidas na tabela apropriada.</p> <p>É esperado que o projeto reduza as emissões de CO₂ na ordem de 164.108 tCO₂e (23.444 tCO₂e / médias por ano) ao longo do período de creditação</p>	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			de 7 anos renováveis.		
A.4.5. Financiamento público da Atividade de projeto. Tabelas 1 - 7 & Anexo 2					
A.4.5.1. É indicado se financiamento público de Partes incluídas no Anexo 1 está envolvido na atividade de projeto proposta?	/1/ /26/	DR	Nenhum financiamento público é destinado para o “Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)”.	OK	OK
A.4.5.2. Se estiver envolvido financiamento público, as informações das fontes de financiamento público para a atividade de projeto são fornecidas no Anexo 2, incluindo a afirmação que tal financiamento não resulta em um desvio da Assistência Oficial de Desenvolvimento (AOD) e é separado e não é contabilizado com uma obrigação destas Partes?	/1/ /26/	DR	Vide A.4.5.1.	OK	OK
B. Aplicação da Linha de Base do projeto (metodologias). <i>A validação da linha de base do projeto estabelece se a metodologia da linha de base selecionada é apropriada e se a linha de base representa um cenário de linha de base provável.</i> Tabela 1 - 14 & Anexo 3					
B.1. Metodologia da Linha de Base. <i>É avaliada se o projeto utilizar uma metodologia de linha de base apropriada.</i>					
B.1.1. A metodologia de linha de base foi previamente aprovada pelo Painel Metodologia MDL? <i>(corretamente citada e interpretada?)</i>	/1/ /5/ /26/	DR	O projeto aplica a metodologia ACM0002, versão 10 de 11/06/2009, escopo 1, que está em linha com a categoria de projeto relevante. No entanto, considerando o período de carência (até 25/10/2010) para a submissão de atividades de projeto para registro, quando usando uma metodologia aprovada revisada, e a presente linha cronológica de validação para submeter projetos para registro, é recomendado que o DCP seja revisado de acordo com a versão 11 da ACM0002, válida a partir de 26 de fevereiro de 2010.	CL3	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
B.1.2. Existem outras metodologias ou ferramentas elaboradas pela metodologia aprovada mencionada? <i>(corretamente citada e interpretada?)</i>	/1/ /6/ /7/	DR	<p>A metodologia ACM0002 refere-se as últimas versões aprovadas das seguintes ferramentas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico; • Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade; • Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade; • Ferramenta para o cálculo de emissões de CO₂ por fugas através da combustão de combustíveis fósseis. <p>A atividade de projeto está aplicando as seguintes ferramentas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - "Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico"; - "Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade". <p>Ambas as ferramentas tratam-se de suas mais recentes versões.</p>	OK	OK
B.2. Descrição de como a metodologia é aplicada no contexto da atividade de projeto.					
B.2.1. A metodologia de linha de base é a mais aplicável para este projeto e sua adequação é justificada?	/1/ /5/ /9/ /26/	DR SV	<p>Sim.</p> <p>ACM0002 é aplicável para o “Projeto MDL Cachoeirão (JUN1092)” porque o projeto é uma atividade de projeto de geração de energia renovável conectado a uma rede que:</p> <ul style="list-style-type: none"> * instalou uma nova unidade hidrelétrica (a fio d'água ou com reservatório) em um local onde nenhuma usina renovável foi operada anteriormente a implementação da atividade de projeto; * a atividade de projeto resulta em um novo reservatório e a densidade de potência da usina 		OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>geradora (27,47 W/m²) é maior que 4 W/m².</p> <p>A área do reservatório foi confirmada pelo Despacho ANEEL nº 1.214, datado de 23 de Abril de 2007, o qual menciona a área de 1,021 Km² e também confirma a densidade de potência como sendo de 27,47 W/m².</p> <p>O DCP menciona no início da seção B.2: “A metodologia ACM0002 é aplicável para atividades de projeto de geração de energia renovável conectada a uma rede que envolve a adição de capacidade elétrica sob as seguintes condições:” A afirmação (adições de capacidade) precisa ser corrigida segundo as definições de aplicabilidade da ACM0002 (nova usina geradora).</p>	CL4	
B.2.2. As informações ou documentações antecedentes, incluindo tabelas com dados de séries temporais, documentos dos resultados de medição e fontes de dados foram devidamente abordados? (<i>checar Anexo 3</i>)	/1/	DR	Sim. Informações adicionais sobre o Sistema Interligado Nacional são apresentadas no Anexo 3.	OK	OK
B.2.3. Se informações comparáveis estiverem disponíveis de outras fontes diferentes das usadas no DCP, cruze o DCP com estas outras fontes para confirmar que a atividade de projeto satisfaz as condições aplicáveis.	/1/ /9/ /11/	DR SV	Sim.	OK	OK
B.3. Descrição das fontes e dos gases incluídos no limite do projeto. (<i>delineação física da atividade de projeto MDL proposta</i>)					
B.3.1. Os limites do sistema do projeto (componentes e facilidades para mitigar os GEEs) são claramente definidos?	/1/ /5/ /26/	DR	Os limites do projeto proposto (extensão especial) englobam a usina do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema (SIN) ao qual o		OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			projeto MDL está conectado. A seção B.3 do DCP (versão 1) não está de acordo com os requisitos aplicáveis ao preenchimento de DCPs (CE 41 Anexo 12), porque o diagrama dos limites do projeto não considera o Sistema Interconectado Nacional. O diagrama deve apresentar as fontes de emissões e gases incluídos nos limites do projeto e as variáveis a serem monitoradas.	CAR-1	
B.3.2. Todas as fontes de emissão de GEEs significantes incluídos no limite do projeto foram claramente identificadas e descritas na tabela apropriada? As demonstrações/justificativas (também para exclusões) são adequadas e suficientes?	/1/ /5/	DR	Na linha de base, as principais fontes de emissão de GEE são as fontes de emissões de CO ₂ pela geração de eletricidade através da queima de combustíveis fósseis por termelétricas, as quais são deslocadas devido graças as atividades de projeto. A metodologia ACM0002 estabelece que se a densidade de potência da atividade de projeto (PD) é maior que 10 W/m ² , as emissões do reservatório (tCO ₂ e/ano) são nulas (PE = 0). No entanto, a tabela 3 do DCP, versão 1 inclui as emissões de CH ₄ como emissões principais da atividade de projeto e a seção B.6.2 também menciona o fator de emissão para emissões do reservatório. O DCP deve ser revisado adequadamente.	CAR-2	OK
B.3.3. Se emissões de GEE ocorrerem no limite da atividade de projeto MDL proposta (não abordadas pela metodologia aplicada), como resultado da implementação do projeto, com expectativa de contribuir com mais de 1% da média anual total das reduções de emissões, é informado no DCP?	/1/	DR	Não aplicável.	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
<p>B.4. Descrição de como o cenário de linha de base é identificado. Determinação da linha de base. Tabela 1 - 17, 18</p> <p><i>A escolha da linha de base será validada com foco se a linha de base é um provável cenário, se o projeto em si não é um cenário de linha de base provável e se a linha de base é completa e transparente.</i></p>					
<p>B.4.1. A aplicação da metodologia e a discussão e determinação do cenário de linha de base escolhido é transparente?</p>	<p>/1/ /5/ /6/ /17/ /26/</p>	<p>DR</p>	<p>A aplicação da metodologia de linha de base é transparente e conservadora.</p> <p>A atividade de projeto proposta consiste na instalação de uma nova unidade de geração de energia renovável conectada a uma rede e o cenário de linha de base está de acordo com a metodologia. A eletricidade entregue a rede pelo projeto teria sido de outra forma gerada pela operação de outras usinas conectadas a rede (em grande parte grandes hidrelétricas e termelétricas) e pela adição de novas unidades geradoras como o refletido no cálculo da margem combinada (CM) segundo a “Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.</p> <p>As reduções de emissões foram estimadas <i>ex-ante</i> usando o mais recente fator de emissão do Sistema Interligado Brasileiro disponível para o ano de 2008 (= 0,3112 tCO₂/MWh – média entre OM=0,4766 tCO₂/MWh e BM=0,1458 tCO₂/MWh) fornecido pela AND brasileira, considerando todas as quatro regiões conectadas (norte, nordeste, sul e sudeste-centro-oeste). Durante o processo de validação dados mais recentes foram publicados pela AND Brasileira para o ano de 2009 e os PPs atualizaram o DCP versão 3 com EF= 0,163483 tCO₂/MWh -</p>	<p>OK</p>	<p>OK</p>

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			média OM= 0,2476 tCO ₂ /MWh and BM= 0,0794 tCO ₂ /MWh. O fator de emissão será atualizado <i>ex-post</i> durante o processo de verificação.		
B.4.2. A linha de base foi determinada utilizando premissas conservadoras sempre que possível? <i>(confirmar que quaisquer procedimentos contidos na metodologia para identificar o cenário de linha de base mais razoável, foi corretamente aplicado).</i>	/1/ /17/	DR	Sim, dados sobre o fator de emissão são disponibilizados publicamente pela AND brasileira.	OK	OK
B.4.3. A linha de base foi estabelecida com base nas especificidades do projeto?	/1/ /5/ /6/	DR	O cenário de linha de base foi estabelecido com base nas especificações do projeto. Vide B.4.1.	OK	OK
B.4.4. O cenário de linha de base leva em conta suficientemente políticas nacionais e/ou setoriais relevantes, evoluções macro-econômicas e aspirações políticas?	/1/ /5/ /6/	DR	Políticas nacionais e/ou setoriais implementadas durante a fase inicial foram consideradas.	OK	OK
B.4.5. A determinação da linha de base é compatível com os dados disponíveis?	/1/ /5/ /6/	DR	Sim. A determinação da linha de base é compatível com os dados disponíveis.	OK	OK
B.4.6. A linha de base selecionada representa o cenário mais provável dentre outros possíveis e/ou discutidos cenários?	/1/ /5/ /6/	DR	A linha de base selecionada representa o cenário mais provável entre as duas alternativas de cenários consideradas. Os cenários de linha de base considerados foram: Alternativa 1: a atividade de projeto é promovida sem ser registrada como uma atividade de projeto do MDL; Alternativa 2: a continuação da situação atual: eletricidade sendo gerada pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). Vide B.4.1.	OK	OK
B.4.7. Os principais riscos da linha de base foram	/1/	DR	O maior risco do projeto é não estar apto a produzir	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
identificados? <i>(As incertezas nas estimativas das emissões de GEE foram devidamente relacionadas na documentação?)</i>	/5/ /6/		a quantidade de eletricidade estimada para a rede.		
B.4.8. Toda a literatura e fontes são claramente referenciadas?	/1/ /5/ /6/ /17/	DR	Sim. O <i>website</i> da AND brasileira foi verificado para confirmar os valores utilizados para calcular o fator de emissão.	OK	OK
B.5. Descrição de como as emissões por fontes antropogênicas de GEE são reduzidas abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto MDL registrada (<i>Avaliação e demonstração da adicionalidade</i>). Tabela 1 - 6					
B.5.1. O DCP seguiu todos os passos requisitados na metodologia para determinar a adicionalidade? <i>(Uma ferramenta de adicionalidade foi requerida/usada?) - Nota: o guia na metodologia deve substituir a ferramenta</i>	/1/ /7/ /26/	DR	Como a atividade do projeto não é a substituição ou reposição de uma unidade geradora de energia renovável conectada a uma rede, a adicionalidade é demonstrada e avaliada usando a versão mais recente da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, como o indicado pela metodologia ACM0002. Orientações para a avaliação de análise de investimento também foram utilizadas pelos PPs.	OK	OK
B.5.2. Para todos os passos a discussão da adicionalidade é clara e tem todos os pressupostos conservadores, e apoiados por evidências transparentes e documentadas?	/1/ /3/ /7/ /13/ /21/ /22/ /23/ /24/ /30/	DR	A análise de investimentos tem sido utilizada para demonstrar que a adicionalidade da atividade de projeto proposta. O fator de carga da usina foi levado em consideração na análise de investimento e a energia assegurada (16,37 MW) foi usada nos cálculos da TIR (planilha “ <i>CERs_JUN1092_v1.xls</i> ”). O DCP, versão 1, menciona que a análise de benchmark foi feita de acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” (versão 5.2). <i>Determine o método apropriado de análise</i>		OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>Entre as três opções disponíveis para análise de investimento, segundo o exposto na “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, os participantes do projeto escolheram a análise de benchmark desde que as outras duas não são aplicáveis. A análise simples de custo não é aplicável porque o projeto gerará benefícios econômicos e financeiros (pela venda da eletricidade) outros além da receita do MDL. A análise comparativa de investimento também não é aplicável porque a única alternativa para a atividade de projeto é o fornecimento de eletricidade a partir da rede, o que não é considerado um projeto de investimento semelhante.</p> <p>Aplicar a análise de benchmark.</p> <p>No Brasil não há um <i>benchmark</i> amplamente aceito para projetos de PCH’s e nem o governo exige uma rentabilidade mínima para projetos desse gênero. A TIR (taxa interna de retorno do projeto) foi comparada com a rentabilidade de títulos públicos do governo somados a um prêmio de risco do mercado. Os participantes do projeto escolheram um título do governo brasileiro chamado “Notas do Tesouro Nacional”, Série C (NTN-C). Este é colocado no mercado pelo tesouro nacional brasileiro através de uma oferta pública e sua rentabilidade é indexada ao índice de inflação IGP-M. O Prêmio de Risco do Mercado escolhido para o benchmark foi baseado no estudo “<i>Uma Análise de Risco do Segmento de Energia Elétrica</i>”, o qual foi apresentado nos Seminários de Administração na Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo (USP).</p>		

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>Com relação ao benchmark, os participantes do projeto estão trabalhando com as NTN-C com maturidade para 1o de janeiro de 2031 como consta na planilha “<i>Government bond rates.xls</i>”. O web link fornecido no DCP (http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/consulta_titulos/consultatitulos.asp) não tem as informações apresentadas na planilha porque os valores são atualizados frequentemente. Como consta na planilha “<i>Government bond rates.xls</i>” foi considerado como rendimento dos papéis a cotação do valor de um dia por ano (11/11/2009). Os Participantes do Projeto adicionaram à cotação diária a média IGPM entre 1999 e 2008. Isto representa um desalinhamento de informação, no qual a soma de valores não representa o mesmo período de tempo. Além disso, as datas da NTN-C e IGP-M estão posteriores a data de início das atividades de projeto. Em adição, levando em conta que o Brasil não tem uma economia completamente estabilizada e alguma inflação, um índice como o IGP-M (que é ligado a rentabilidade da NTN-C) teve um comportamento não linear nos últimos dez anos e portanto os PPs devem considerar um período mais longo para o cálculo da rentabilidade média, considerando médias anuais e não cotações para específicos dias. Aos PPs é requisitado que revisem todos os cálculos adequadamente.</p> <p>Com relação ao prêmio de risco, PPs estão considerando o valor de 1,27%, que é o retorno médio de investimentos no Segmento Elétrico (Índice do Segmento Elétrico) versus o índice IBOVESPA (principal índice da BOVESPA –</p>	CAR 3	

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>Bolsa de Valores de São Paulo). Não é apropriado usar este prêmio de risco pois este foi calculado em uma base diferente, desde que o projeto está considerando a NTN-C como benchmark e não o índice IBOVESPA..</p> <p><i>Cálculo e comparação de indicadores financeiros.</i> O PPs forneceram as planilhas “IRR_Cachoeirao.xls” e “Quadro Usos e Fontes.xls” com todas as análises financeiras..</p> <p>A potência instalada apresentada no DCP versão 3 é de 28,05 MW e a energia assegurada é de 16,37 MW/h, totalizando 143.401 MWh/ano. 97% dos 143.401 MW de energia serão negociados por um preço estabelecido a R\$ 140,00/ MWh e 3% da geração será comercializada no mercado livre onde foi considerado o valor de R\$ 76,44/ MWh. Os preços (140,00 R\$/MWh e 76,44 R\$/MWh) e a quantidade de energia (bloco 1 e bloco 2) foram conferidas no documento “Comitê de Gerenciamento de riscos de Energia - CGRE” da CEMIG e foi confirmado que os mesmos valores foram usados em outros projetos semelhantes.</p> <p>O documento “Comitê de Gerenciamento de riscos de Energia - CGRE” da CEMIG, menciona o valor de R\$140,00/MWh para o período de 2011 a 2013 (bloco 1), um valor de 76,44 R\$/MWh para o ano de 2009 e um valor de R\$97,27/MWh para 2010 (bloco 2), contudo a planilha “IRR_Cachoeirao.xls”, aplica valores de R\$140,00/MWh e R\$76,44/MWh para todo o</p>	CAR-4	

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>período da análise de investimentos. Aos PPs é solicitado esclarecimentos sobre o valor previsto para energia após 2013 para o bloco 1 e aplicar o valor de R\$97,27/MWh para a energia de bloco 2, após 2010.</p> <p>Mais informações sobre os preços da energia e sua evolução devem ser apresentadas. Deve estar claro qual a data de referência para estes preços e qual índice será escolhido para ajustar estes preços ao longo dos anos (por exemplo: ... o preço foi definido em julho/200X por R\$ y MW/h e deve ser ajustado todo ano pelo índice ZZ).</p> <p>A PCH Cachoeirão é um investimento de 103,9 milhões de reais. O investimento é dividido em 4 anos, 7,9% no ano 0 ; 25,7% no ano 1 ; 64,8% no ano 2 (primeiro ano de operação) e 1,6% no ano 3. Os PPs forneceram todo detalhamento deste investimento na planilha “<i>Quadro Usos e Fontes.xls</i>”. O investimento de R\$ 103.959.000,00 foi confirmado no documento protocolizado no BNDES (registrado no 5º Registro Oficial de Títulos e documentos Microf. Sob o número 01252177).</p> <p>Com relação a evolução dos preços e custos ao longo dos anos, PPs devem apresentar valores médios (FLAT) para todos os anos. É necessário demonstrar no P&L e no Fluxo de Caixa a evolução para todas as linhas, de acordo com o índice de inflação mais apropriado. Esta evolução pode ser diferente para cada linha e isso pode representar um impacto significativo na evolução da EBTIDA. A</p>	CAR-5	
				CAR-6	

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>inflação sobre os preços e custos precisa ser considerada porque no benchmark o retorno do investimento inclui a inflação. Também relacionado aos índices, inflação e taxas de interesse e também taxas de câmbio, PPs devem demonstrar as fontes de informações. Além disso, PPs deve priorizar as fontes do Governo Brasileiro ou de alguma grande instituição financeira (normalmente aquelas instituições fornecem uma previsão para os próximos anos). Feito isso, os PPs devem repetir a previsão para o último ano para todo o período do projeto e a planilha financeira e o DCP devem ser revisados apropriadamente.</p> <p>Com relação aos custos de manutenção após o início das atividades, é definida uma tarifa fixa de R\$1,88 por MWh e para custos de O&M é definida uma tarifa fixa de R\$7,56 por MWh. Ambas as tarifas foram confirmadas no documento Comitê de Priorização de Investimento – CPO - Parecer de Projeto de Investimento - Projeto nº1714/07 SPE Guanhães (Relatório de reunião discutindo o investimento do projeto Guanhães (4 PCHs), conduzido em 16/10/2008), que menciona que os mesmos valores da PCH Cachoeirão serão usados no referido projeto, contudo, não está claro como ambas as tarifas serão ajustadas ao longo do anos. Evidências e esclarecimentos com respeito aos valores aplicados devem ser fornecidas.</p> <p>Outros custos foram apresentados como 2% dos custos de gerenciamento e Operação e Manutenção. Os seguros do grupo e outros impostos e taxas pagas para o governo e algumas agências</p>	<p>CAR-7</p> <p>CAR-8</p>	

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>reguladoras do setor elétrico foram apresentadas. Algumas delas tem valores fixos e outras ais valores incidem como porcentagem sobre as receitas. Isto está também confirmado na referência.</p> <p>Com relação ao impostos sobre as vendas, a CPMF deve ser excluída do P&L e da análise de fluxo de caixa uma vez que estes impostos forma extintos em 2007. Aos PPs é solicitada a correção da planilha e documentos relacionados.</p> <p>A explicação sobre o benchmark deve ser mudada da seção “Sub-passo 2c: Cálculo e comparação de indicadores financeiros” para a seção “Sub passo 2b: Opção III. Aplicar análise de <i>benchmark</i>”.</p> <p>Análise de Sensibilidade</p> <p>Os parâmetros a seguir foram levados em conta na análise combinada de sensibilidade: (i) Valor do Investimento, (ii) Fator de carga da usina e (iii) Preço da energia. A magnitude das variações da TIR dependerão da extensão da variação destes parâmetros. Variações positivas do preço da energia e do fator de carga são benéficos a TIR do projeto, enquanto acontece o oposto para o Investimento.</p> <p>A análise de sensibilidade não incluiu os custos de operação e manutenção, conforme as “Orientações para avaliação da análise de investimento” (Versão 03 – CE 5 anexo 58) Artigo 17, “Somente variáveis, incluindo o custo de investimento inicial, que constituir mais de 20% do custo total do projeto ou das rendas totais do projeto, deverão ser submetidas</p>	<p>CAR-9</p> <p>CAR-10</p>	

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>a uma variação razoável”. Contudo, PPs devem considerar aplicar uma análise de sensibilidade neste parâmetro como ele é o principal valor de saída de capital ao longo do anos após o investimento inicial.</p> <p>Passo 3: Análise de barreiras Não selecionada.</p> <p>Step 4: Análise da Prática Comum Sub-step 4a: Analise outras atividades similares a atividade de projeto proposta Comparando outras atividades que são operacionais e similares a atividade de projeto proposta, o RINA levou em consideração que é apropriado comparar a atividade de projeto proposta com projetos “similares” assumindo uma margem de variação de capacidade para mais ou menos 50%, da potência instalada do projeto (28,05 MW), i.e. ~14,00 MW – 42,00 MW. No entanto, de acordo com a Resolução ANEEL’s nº 652, datada de 9/12/2003 (define como PCHs, projetos que tenham uma capacidade instalada igual ou menor que 30 MW), a análise de prática comum deve limitar-se a 30 MW (~14,00 MW e 30 MW).</p> <p>Baseado nas análise da RINA, a atividade de projeto proposta foi comparada com projetos similares que tenham tornado-se operantes entre 2005 e 2009 (maio).</p> <p>Outras atividades de projeto (registradas e publicadas no <i>website</i> do CQNUMC) não estão incluídas na análise, assim como também não estão PCHs que tenham recebido outro tipo de incentivos como o PROINFA - <i>Programa de Incentivo às</i></p>	CAR-11	

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final																					
			<p><i>Fontes Alternativas de Energia Elétrica.</i></p> <p>Baseado nesta análise, foram encontrados os seguintes resultados para projetos similares que tornaram-se operacionais entre 2005 e 2009 (maio).</p> <table><tr><td>Nº de PCHs com capacidade instalada entre 13,95 e 30 MW</td><td>Nº de PCHs com incentivos do MDL</td><td>Nº de PCHs com incentivos do PROINFA</td></tr><tr><td>56</td><td>17</td><td>37</td></tr><tr><td></td><td>30,36 %</td><td>66,07 %</td></tr></table> <p>Deste total, somente 3,57% das PCHs (operacionais) no Brasil não receberam qualquer incentivo para sua implantação. São elas:</p> <table><tr><td>Ano</td><td>Nome</td><td>Potência Instalada (MW)</td><td>Estado</td></tr><tr><td>2005</td><td>Porto Góes</td><td>14,3</td><td>SP</td></tr><tr><td>2008</td><td>Graça Bernnand (Terra Santa)</td><td>27,4</td><td>MT</td></tr></table> <p><i>Sub passo 4b: Discuta qualquer situação similar que esteja ocorrendo.</i></p> <p>Sobre a análise de prática comum, como atividades similares foram encontradas, distinções essenciais</p>	Nº de PCHs com capacidade instalada entre 13,95 e 30 MW	Nº de PCHs com incentivos do MDL	Nº de PCHs com incentivos do PROINFA	56	17	37		30,36 %	66,07 %	Ano	Nome	Potência Instalada (MW)	Estado	2005	Porto Góes	14,3	SP	2008	Graça Bernnand (Terra Santa)	27,4	MT		
Nº de PCHs com capacidade instalada entre 13,95 e 30 MW	Nº de PCHs com incentivos do MDL	Nº de PCHs com incentivos do PROINFA																								
56	17	37																								
	30,36 %	66,07 %																								
Ano	Nome	Potência Instalada (MW)	Estado																							
2005	Porto Góes	14,3	SP																							
2008	Graça Bernnand (Terra Santa)	27,4	MT																							

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			entre elas, como o requisitado pela “Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade” / sub passo 4b, precisam ser elaboradas e explicadas.		
B.5.3. É demonstrado/justificado que a própria atividade de projeto não é um cenário de linha de base provável? (e.g. através (a) um gráfico de fluxo ou séries de questões que levam a um afunilamento das opções potenciais da linha de base, (b) uma avaliação qualitativa ou quantitativa de diferentes opções potenciais e uma indicação da razão pela qual o projeto não é a opção mais provável, (c) uma avaliação qualitativa ou quantitativa de uma ou mais barreiras voltada pra a atividade de projeto ou (d) uma indicação que o tipo do projeto não é uma	/1/ /3/ /7/ /21/ /22/ /23/ /24/ /30/	DR	Vide as seções B.4.6 e B.5.2	CL-5 CAR-3 CAR-4 CAR-5 CAR-6 CAR-7 CAR-8 CAR-9 CAR-10 CAR-11 CL-5	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
<i>prática comum na área proposta da implementação, e não é exigido por legislação/regulamentações da Parte)</i>					
B.5.4. Se a data de início do projeto é antes de 2 de Agosto de 2008, para o qual a data de início é anterior à data de publicação do DCP para a consulta global às partes interessadas, evidências que demonstrem que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto, foi fornecida, adequadamente e suficientemente para justificar isso? (Se a data de início é em ou depois de 2 de Agosto de 2008, veja C.1.1.2)	/1/ /4/ /18/ /19/ /23/ /26/ /31/	DR	<p>De acordo com o MDL-Glos-05 “...a data de início das atividades deve ser considerada como sendo a data em que os participantes do projeto se comprometeram com as despesas relacionadas com a implementação ou construção da atividade de projeto ...”.</p> <p>O DCP registrado define a data de início do projeto em 09/03/2007, baseado na ordem de serviço da Santa Maria Energética S.A. para início da construção da usina. O EPC entre Santa Maria Energética S.A. e Consórcio Construtor Cachoeirão menciona, em seu item 48.1.5, que o contrato EPC é válido após a emissão da ordem de serviço.</p> <p>As minutas da reunião de acionistas da Hidrelétrica Cachoeirão S.A (reunião anual realizada em 24/04/2008), menciona a Santa Maria Energética S.A. e a CEMIG Geração e Transmissão S/A como acionistas, e foi registrada na Junta Comercial do estado de Minas Gerais em 08/01/2009.</p> <p>A data de início da atividade de projeto é anteriormente a 02 de agosto de 2008, assim como anteriormente a consulta as partes interessadas globais (iniciada em 10 de dezembro de 2009).</p> <p>Para evidenciar que o MDL foi seriamente levado em consideração (anteriormente a data de início das atividades de projeto), os PPs apresentaram os seguintes eventos e ações (evidências):</p> <p>* 14/11/2005: minutas de reunião entre CEMIG e Santa Maria Energéticaando vários assuntos sobre</p>		OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>PCH, incluindo os estudos para créditos de carbono (item [i] página 3);</p> <p>* 17/03/2006: proposta da Ecoinvest Carbon – Desenvolvimento de projeto de carbono sob o Protocolo de Quioto;</p> <p>* 10/04/2007: email da Carbotrader para a CEMIG com o anexo “Estudo PCH Cachoeirão”, o qual descreve estudos da venda de CERs para a PCH Cachoeirão;</p> <p>* 22/08/2007: e-mais dos PPs requisitando propostas de validação para a DoE;</p> <p>* 07/05/2008: e-mail dos PP’s requisitando propostas de validação para outra DOE.</p> <p>Durante a visita ao empreendimento, PPs forneceram uma proposta de um consultor considerando o desenvolvimento da atividade de projeto sob o Protocolo de Quioto, datada de 17/03/2006. Considerando que este documento é também uma importante evidência para a consideração do MDL, é requisitado aos PPs que incluam esta evidência na tabelas cronológica (DCP, página 17) da atividade de projeto. Além disso, é requisitado aos PPs que esclareçam ou corrijam as datas de início das operações comerciais (mês/ano) das unidades geradoras apresentadas na tabela cronológica por não estarem correspondendo com as datas de autorização para início das atividades constantes nas Resoluções ANEEL de números 4.830, 559 e 714.</p> <p>Considerando os documentos listados acima, acessados/avaliados pela RINA, pode ser concluído</p>	CL-6	

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto e que contínuas e reais ações foram tomadas para assegurar o <i>status</i> MDL, como consta no CE 49, anexo 22.		
B.5.5. A evidência acima é baseada em provas oficiais, legais e/ou outros documentos corporativos que estavam disponíveis no, ou antes, do início da atividade de projeto?	/1/ /18/ /19/	DR	Vide B.5.4.	OK	OK
B.5.6. Se foi usada análise de investimento para demonstrar a adicionalidade da atividade do projeto de MDL proposto, as evidências de que as atividades do projeto de MDL propostas não seriam: (a) A alternativa mais econômica ou financeiramente atrativa, ou (b) Econômica ou financeiramente viável, sem a receita proveniente da venda de reduções certificadas de emissões (RCEs); foram fornecidas? (“Orientações sobre a avaliação da análise de investimento”)	/1/ /3/ /7/ /21/ /22/ /23/ /24/ /30/	DR	Vide a seção B.5.2	CAR-3 CAR-4 CAR-5 CAR-6 CAR-7 CAR-8 CAR-9 CAR-10 CAR-11 CL-5	OK
B.6. Reduções de Emissão. <i>A validação de emissões de GEE de linha de base focará na transparência e completude metodológica nas estimativas de emissão.</i>					
B.6.1. Explicação da metodologia escolhida.					
B.6.1.1. As emissões do projeto, linha de base, fugas e as reduções de emissões foram explicadas de forma apropriada e determinadas usando-se a metodologia adequada e premissas conservadoras?	/1/ /2/ /5/ /6/ /17/ /26/	DR	A metodologia ACM0002, Versão 11 de 26/02/2010 foi corretamente aplicada. Emissões por fuga não são aplicáveis para esta atividade de projeto, assim como os equipamentos de geração de energia não foram transferidos de outra atividade. Emissões do projeto não são aplicáveis para a	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			<p>atividade de projeto porque a densidade de potência é maior que 10 W/m².</p> <p>Emissões de linha de base foram estimadas usando dados fornecidos pela AND brasileira (disponíveis publicamente no <i>website</i> da AND brasileira).</p> <p>As emissões de linha de base foram calculadas de acordo com a metodologia ACM0002 usando a seguinte fórmula:</p> $BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2}.$ <p>Assim como refletido na margem combinada (CM), cujos cálculos são descritos pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, as reduções de emissões foram estimadas <i>ex-ante</i> usando a mais recente versão do fator de emissão do sistema interligado brasileiro para o ano de 2008 (= 0,3112 tCO₂/MWh, – média entre OM=0,4766 tCO₂/MWh e BM=0,1458 tCO₂/MWh) fornecido pela AND brasileira, considerando as quatro regiões conectadas a esta rede (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste – Centro Oeste). Durante o processo de validação dados mais recentes foram publicados pela AND Brasileira para o ano de 2009 e os PPs atualizaram o DCP versão 3 com EF= 0,163483 tCO₂/MWh - média OM= 0,2476 tCO₂/MWh and BM= 0,0794 tCO₂/MWh</p>		
B.6.1.2. O projeto proposto apresenta de forma clara quais equações para o cálculo de reduções de emissão foram usadas, conforme fornecido pela metodologia aprovada / aplicada?	/1/ /2/ /5/	DR	As equações aplicadas estão alinhadas com a metodologia de linha de base aplicada.	OK	OK
B.6.1.3. A demonstração / justificativa para a escolha do cenário (por exemplo, em ACM0006) ou caso, opção / método (por exemplo, em ACM0002) são	/1/ /5/ /6/	DR	O cenário de linha de base é o seguinte: a eletricidade entregue a rede pela atividade de projeto teria sido, de outra forma, gerada pela	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
adequadas ou suficientes?			operação de unidades geradoras conectadas a rede (sobretudo grandes hidrelétricas e termoeletricas) e pela adição de novas fontes geradoras, como o exposto pelo cálculo da margem combinada (CM) descrito na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”.		
B.6.1.4. As demonstrações / justificativas para os valores padrão escolhidos são adequadas e suficientes?	/1/ /5/	DR	Sim. Conforme a metodologia ACM0002, A_{BL} e Cap_{BL} para novas hidrelétricas são consideradas 0.	OK	OK
B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação. <i>Dados que forem calculados com equações fornecidas na metodologia ou valores padrão especificados na metodologia não devem ser incluídos na compilação.</i>					
B.6.2.1. A lista dos dados e parâmetros <i>ex-ante</i> usados pelo projeto – incluindo dados provenientes de outras fontes – é completa, transparente, documentada e disponível? (<i>medições após a implementação da atividade do projeto não precisariam ser incluídas aqui, e sim nas tabelas na seção B.7.1</i>)	/1/ /5/ /26/	DR	A metodologia ACM0002 estabelece que se a densidade de potência da atividade de projeto (PD) é maior que 10 W/m ² , as emissões do reservatório (tCO ₂ e/ano) são nulas (PE = 0). No entanto, a tabela 3 do DCP, versão 1 inclui as emissões de CH ₄ como emissões principais da atividade de projeto e a seção B.6.2 também menciona o fator de emissão para emissões do reservatório. O DCP deve ser revisado adequadamente.	CAR-2	OK
B.6.2.2. O valor escolhido ou, se relevante, as informações qualitativas para cada dado de apoio ou parâmetro fornecido em formato de tabela (tabela apropriada) e a opção pela fonte dos dados estão explicados / justificados com referências claras e transparentes ou documentação adicional? (verifique o Anexo 3)	/1/ /5/ /26/	DR	Sim. Conforme a ACM0002, A_{BL} e Cap_{BL} para novas hidrelétricas são consideradas 0.	OK	OK
B.6.2.3. Se valores foram mensurados, foi fornecida uma descrição de métodos e procedimentos de medição (padrões), indicando o responsável por realizar as medições, datas e resultados das	/1/ /5/ /26/	DR	Vide a seção B.6.2.2	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
medições? (verifique o Anexo 3)					
B.6.3. Cálculo <i>ex-ante</i> da redução de emissão. Tabela 1 - 1, 3, 5					
B.6.3.1. O cálculo <i>ex-ante</i> das emissões do projeto estimado, linha de base e fuga é transparente, conservador, preciso e documentado, conforme a metodologia aprovada / aplicada (equações) da atividade do projeto?	/1/ /2/ /5/ /17/ /26/	DR	Sim. Nenhuma fuga ou emissão do projeto é aplicável para a atividade de projeto. Os cálculos estão de acordo com os requisitos da metodologia ACM0002, Versão 11 de 26/02/2010. A estimativa da energia gerada e fornecida pela usina do projeto à rede foi calculada com base no valor de energia assegurada (16,37 MW) fornecida pela ANEEL (Portaria ANEEL nº 18, de 25 de maio de 2007) e o cálculo do fator de emissão estimado foi baseado nos dados publicados pela AND brasileira para o ano de 2009. A energia entregue a rede e o fator de emissão serão atualizados <i>ex-post</i> durante o processo de verificação.	OK	OK
B.6.3.2. Foram fornecidas informações de embasamento suficientes (incluindo arquivos eletrônicos e planilhas) e/ou dados para avaliar os cálculos e possibilitar sua reprodução? (conferir Anexo 3)	/1/ /17/ /26/	DR	Sim. Dados sobre o fator de emissão foram apresentados no Anexo 3.	OK	OK
B.6.4. Resumo da estimativa <i>ex-ante</i> de reduções de emissão. Tabela 1 - 1, 3, 5					
B.6.4.1. A estimativa <i>ex-ante</i> completa de reduções de emissão está resumida em formato de tabela (tabela apropriada) para todos os anos do período de obtenção de créditos? (Confira com os números de A.4.4.1)	/1/ /2/ /26/	DR	Sim. As reduções de emissões são apresentadas em uma tabela própria, nos itens A.4.4 a B.6.4 do DCP, versão 1, totalizando 164.108 tCO ₂ e para os primeiros 7 anos do período de creditação.	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
B.7. Aplicação de metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento. <i>Conformidade do plano de monitoramento com a metodologia aprovada e Implementação do plano Tabela 1 - 15 & Anexo 4</i>					
B.7.1. Dados e parâmetros monitorados. <i>(documentação de apoio no Anexo 4)</i>					
B.7.1.1. São fornecidas informações específicas sobre como os dados e parâmetros que precisam ser monitorados seriam, de fato, seriam coletados durante o monitoramento da atividade do projeto? <i>(medições após a implementação da atividade do projeto devem ser incluídas aqui)</i>	/1/ /5/ /17/ /26/	DR	<p>Os seguintes parâmetros são mencionados para serem monitorados:</p> <p>$EG_{facility,y}$ – Eletricidade líquida fornecida à rede pela PCH na hora h;</p> <p>$EF_{grid,CM,y}$ - Fator de emissão da rede brasileira;</p> <p>$EF_{grid,OM-DD,y}$ - Fator de emissão de CO₂ da Margem de Operação da rede, no ano y;</p> <p>$EF_{grid,BM,y}$ - Fator de emissão de CO₂ da Margem de Construção da rede no ano y;</p> <p>Cap_{PJ} - Capacidade instalada da Central Hidrelétrica após a implementação da atividade de projeto;</p> <p>A_{PJ} - Área do reservatório medido na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio.</p> <p>Métodos e procedimentos de medição/monitoramento são especificados.</p> <p>Cálculo <i>ex-post</i> das reduções de emissões</p> <p>O fator de emissão da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$) será calculado <i>ex-post</i> usando o fator de emissão para a margem de construção e o fator de emissão para margem de operação que são fornecidos pela AND brasileira. Os fatores de emissão de CO₂ para margem de construção e</p>	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			margem de operação da geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional do Brasil (SIN) são calculados, de acordo com o método da análise do despacho dos registros de geração das usinas, de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).		
B.7.1.2. Todos os parâmetros e suas fontes de dados são confiáveis, especificados e documentados em formato de tabela (tabela apropriada)?	/1/	DR	Sim, uma tabela apropriada foi usada.	OK	OK
B.7.1.3. Quando dados ou parâmetros devem ser medidos, os métodos e procedimentos de medição, inclusive uma especificação de quais padrões industriais ou padrões nacionais ou internacionais aceitos, serão aplicados, especificados?	/1/	DR	Sim. A energia entregue a rede será mensurada por meio de medidores de energia eletrônicos que atendem aos padrões nacionais. O Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são as entidades responsáveis pela definição dos requisitos técnicos para as medições de energia para faturamento.	OK	OK
B.7.1.4. Estão especificados os instrumentos / equipamentos de medição, métodos de medição, precisão e intervalo, responsável pela medição e procedimentos de calibração?	/1/	DR	<p>Sim. PPs seguirão os procedimentos da ONS (Módulo 12, sub-módulo 12.2), que foram avaliados pela RINA no <i>website</i> da ONS, disponíveis no seguinte <i>link</i>: http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf.</p> <p>O link para o DCP (versão 1) no <i>website</i> da ONS (Módulo 12, sub módulo 12.2) não está funcionando corretamente. O DCP deve mencionar o link/referência correto.</p>	CAR-12	OK
B.7.1.5. Os procedimentos de QA / QC aplicados estão descritos e em observância à boa prática existente?	/1/	DR	Os procedimentos QA/QC indicados estão alinhados com a metodologia aplicada. A eletricidade fornecida à rede será monitorada por	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
<i>(Os parâmetros relacionados ao desempenho do projeto serão monitorados usando-se medidores e equipamentos de teste padrão, que serão calibrados regularmente seguindo as práticas industriais padrão)</i>			medidores calibrados e invioláveis (lacrados). Os dados dos medidores de energia serão cruzados com as faturas das vendas de energia ou com o banco de dados da CCEE. Os seguintes certificados de calibração de medidores foram avaliados durante visita ao local do empreendimento: * Medidor ION 8600, nº de série PT-0801A126-01 (principal/corrente) – certificado de calibragem CCM 522/2008, emitido pela CEMIG, calibragem conduzida em 11/12/2008; * Medidor ION 8600, nº de série PT-0801A128-01 (backup/reserva) – certificado de calibragem CCM 523/2008, emitido pela CEMIG, calibragem conduzida em 11/12/2008.		
B.7.2. Descrição do plano de monitoramento. <i>O plano de monitoramento visa a estabelecer se todos os aspectos relevantes do projeto são considerados necessários para monitorar e informar se as reduções de emissão confiáveis são tratados apropriadamente..</i>					
B.7.2.1. A metodologia de monitoramento foi aprovada anteriormente pelo Painel de Metodologia do MDL?	/1/ /5/ /26/	DR	O projeto aplica a metodologia aprovada consolidada ACM0002 - “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade por fontes renováveis conectada à rede”, Versão 11 de 26/02/2010.	OK	OK
B.7.2.2. A metodologia de monitoramento é a metodologia considerada como a mais aplicável para este projeto e a adequação é justificada?	/1/	DR	A metodologia de monitoramento aplicada é a considerada mais adequada para o projeto. O projeto é uma usina geradora de energia renovável conectada a uma rede, com densidade de potência acima de 4 W/m ² , a qual é aplicável para a ACM0002.	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
			Vide B.2.1.		
B.7.2.3. O plano de monitoramento fornece a coleta e obtenção de todos os dados relevantes necessários para estimar ou mensurar emissões de gases de efeito estufa (GEEs) dentro do limite do projeto durante o período de obtenção de créditos?	/1/	DR	Sim. O plano de monitoramento estabelece que todos os dados serão arquivados durante todo o período de creditação, mais dois anos.	OK	OK
B.7.2.4. O plano de monitoramento fornece a coleta e a obtenção de todos os dados relevantes necessários para determinar fugas?	/1/	DR	Fugas não são aplicáveis a atividade de projeto.	OK	OK
B.7.2.5. A autoridade e responsabilidade da administração do projeto estão claramente descritas?	/1/	DR	A Hidrelétrica cachoeirão Erro! Fonte de referência não encontrada. é responsável por todos os assuntos relacionados às atividades do projeto que dizem respeito a construção da PCH. Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda. é a responsável pelos cálculos da redução de emissões.	OK	OK
B.7.2.6. A autoridade e responsabilidade quanto a registro, monitoramento, medição e relatório está claramente descrita?	/1/	DR	O plano de monitoramento deve estabelecer claramente a autoridade e responsabilidade para registro, monitoramento, quantificação e comunicação.	CL-7	OK
B.7.2.7. Existem procedimentos identificados para treinamento de pessoal de monitoramento?	/16/	DR I	Uma empresa terceirizada será contratada para operar a PCH. Esta companhia será responsável por treinar a equipe operacional.	OK	OK
B.7.2.8. Existem procedimentos identificados para preparação de emergência para casos em que emergências possam causar emissões não intencionais?	/16/	DR I	Os procedimentos de emergência relacionados a operações da atividade de projeto (por exemplo: segurança e saúde dos trabalhadores, exercícios de segurança relacionados a barragens, etc), de acordo com a legislação brasileira, devem ser incluídos nos treinamentos que a empresa terceirizada especializada irá promover (se aplicável).	OK	OK
B.7.2.9. O plano de monitoramento reflete as boas	/1/	DR	Sim.	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
práticas de monitoramento e reporte?			A eletricidade fornecida à rede será monitorada por medidores invioláveis (lacrados) calibrados eletronicamente.		
B.7.2.10. A discussão e escolha de todos os parâmetros de monitoramento e/ou variáveis de dados exigidas (por exemplo, emissões do projeto, geração de eletricidade do projeto, linha de base / fator de emissão de energia cativa) pelo plano de monitoramento de acordo com a metodologia aplicada estão transparentes?	/1/	DR	O plano de monitoramento (DCP – seção B.7.2) e Anexo 4 não mencionam o monitoramento <i>dos parâmetros</i> CapJP e APJ, destinados a seção B.7.1. Aos PPs é requisitada a revisão adequada do plano de monitoramento.	CAR-13	OK
B.8. Data de conclusão da aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento e nome das pessoas/entidades responsáveis.					
B.8.1. A data de conclusão da aplicação da metodologia para a atividade do projeto está fornecida e mencionada no formato DD / MM / AAAA?	/1/ /26/	DR	A data do preenchimento do formulário da metodologia para a atividade de projeto fornecida e mencionada no DCP é 16/11/2009.	OK	OK
B.8.2. As informações de contato das pessoas / entidades responsáveis pela metodologia de linha de base e monitoramento para a atividade do projeto estão fornecidas? Se aplicável, elas estão indicadas como participantes do projeto no Anexo 1?	/1/	DR	O responsável pelas metodologias de linha de base e monitoramento é o Sr. Arthur Moraes da empresa Carbotrader Assessoria e Consultoria em Energia Ltda. A Carbotrader é identificada como uma das participantes do projeto no Anexo 1.	OK	OK
C. Duração da Atividade do projeto / Período de obtenção de créditos. <i>Está avaliado se os limites temporários do projeto estão claramente definidos</i>					
C.1. Duração da atividade do projeto.					
C.1.1. Data de início da atividade do projeto.					
C.1.1.1. A data de início da atividade do projeto (a data mais antiga em que a implementação, construção ou ação real que inicia a implementação da atividade de projeto – <i>os participantes do projeto</i>	/1/ /18/ /26/ /29/	DR	A data de início do projeto é 09/03/2007 conforme a ordem de serviço para início da construção da usina. A data de início do projeto foi corretamente	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
<i>comprometeram-se aos gastos relacionados à implementação ou relacionados à construção da atividade do projeto)</i> está claramente definida e razoável?			definida nos termos do Glossário para o MDL, versão 5.		
C.1.1.2. Se a atividade de projeto teve início em 2 de agosto de 2008 ou em data subsequente, a AND da Parte Anfitriã e a secretaria da CQNUMC foram informadas por escrito sobre o início da atividade do projeto e a intenção de se buscar o status de MDL? (Se a data de início for antes de 2 de agosto de 2008, vide B.5.4)	/1/ /4/ /18/ /19/ /23/ /26/	DR	Vide a seção B.5.4	CAR-3 CAR-4 CAR-5 CAR-6 CAR-7 CAR-8 CAR-9 CAR-10 CAR-11 CL 5	OK
C.1.2. Tempo de vida operacional estimado do projeto.					
C.1.2.1. A vida operacional do projeto (mencionada em anos e meses) está claramente definida e razoável? (<i>compare com a vida do período de obtenção de créditos e de equipamento</i>)	/1/ /9/		A vida operacional esperada do projeto é de 30 anos (0 meses), considerado razoável e em linha com a validade da Resolução ANEEL nº 282, datada de 26 de julho de 2000. PPs devem fornecer evidências relacionadas ao tempo de vida dos equipamentos (turbinas e geradores).	CL-2	OK
C.2. Escolha do período de obtenção de créditos <i>O período de obtenção de créditos somente pode ter início após a data de registro da atividade proposta como uma atividade do projeto de MDL.</i>					
C.2.1. O período de obtenção de créditos escolhido está claramente definido (mencionado em anos e meses) e sua data de início está mencionada no formato DD /MM / AAAA? (<i>período de obtenção de créditos renovável de sete anos com duas</i>	/1/	DR	Conforme o DCP registrado, um período de creditação renovável de 7 anos foi selecionado (com potencial de renovação por duas vezes), o qual tem início em 01/05/2011 ou na data em que	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
<i>possíveis renovações ou período de obtenção de créditos fixado em 10 anos sem renovação).</i>			ocorrer seu registro, o que ocorrer posteriormente.		
D. Impactos ambientais. <i>Será avaliada documentação sobre a análise dos impactos ambientais, e se considerado significativo, deve ser fornecido um EIA ao Validador. Tabela 1 - 13</i>					
D.1. Documentos sobre impactos ambientais, inclusive impactos transfronteiriços.					
D.1.1. Uma análise dos impactos ambientais da atividade do projeto foi suficientemente descrita?	/1/ /11/	DR	Os aspectos ambientais da atividade de projeto foram analisados pelo Conselho de Política Ambiental do Estado de Minas Gerais (COPAM). O projeto obteve a seguinte licença ambiental avaliada pela RINA: - Licença de Operação (LO) emitida pelo COPAM datada de 10/10/2008, válida por cinco anos.	OK	OK
D.1.2. Existe algum requisito da Parte Anfitriã quanto a um Estudo de Impacto Ambiental (EIA), e, em caso positivo, é um EIA aprovado?	/1/ /11/	DR	Um Estudo de Impacto Ambiental – EIA (o qual resulta em um Relatório de Impacto Ambiental – RIMA) é solicitado pelo COPAM para emitir as licenças. Portanto, um EIA foi aprovado resultando na emissão da Licenças de Operação do projeto.	OK	OK
D.1.3. O projeto provocará algum efeito ambiental adverso?	/1/ /11/	DR	Vide D.1.1.	OK	OK
D.1.4. Existem impactos ambientais transfronteiriços considerados na análise?	/1/ /11/	DR	Vide D.1.1.	OK	OK
D.1.5. Os impactos ambientais identificados foram tratados na concepção do projeto?	/1/ /11/	DR	Vide D.1.1.	OK	OK
D.1.6. O projeto observa a legislação ambiental na parte anfitriã?	/1/ /11/	DR	Vide D.1.1.	OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final																				
<p>E. Comentários das Partes Interessadas.</p> <p><i>O Validador deve garantir que os comentários das partes interessadas tenham sido solicitados e que os comentários recebidos tenham sido devidamente considerados. Tabela 1 - 12</i></p>																									
<p>E.1. Descrição de como os comentários pelas partes interessadas locais foram solicitados e compilados.</p> <p><i>O processo de consulta às partes interessadas deve ser <u>concluído antes da apresentação</u> da atividade do projeto proposto a um EOD para validação.</i></p>																									
<p>E.1.1. Partes interessadas relevantes foram adequadamente consultadas / solicitadas para comentários?</p>	<p>/1/ /20/ /26/</p>	<p>DR</p>	<p>Foi verificado que a consulta às partes interessadas locais seguiram os requisitos da Resolução nº 7 da AND brasileira. As cartas estão datadas de 09/01/2009 e 21/05/2009 e os avisos de recebimento estão datados conforme o descrito abaixo:</p> <table> <tr> <th>Parte interessada</th> <th>AR</th> </tr> <tr> <td>Prefeitura de Alvarenga</td> <td>27/01/2009</td> </tr> <tr> <td>Câmara Municipal de Alvarenga</td> <td>19/01/2009</td> </tr> <tr> <td>Secretaria de Meio Ambiente de Alvarenga</td> <td>16/01/2009</td> </tr> <tr> <td>Associação Comunitária de Alvarenga</td> <td>19/01/2009</td> </tr> <tr> <td>Prefeitura de Pocrane</td> <td>16/01/2209</td> </tr> <tr> <td>Câmara Municipal de Pocrane</td> <td>16/01/2009</td> </tr> <tr> <td>Secretaria de Meio Ambiente de Pocrane</td> <td>25/05/2009</td> </tr> <tr> <td>Associação de Desenvolvimento Comunitário de Cachoeirão</td> <td>17/02/2009</td> </tr> <tr> <td>Fundação Estadual de meio</td> <td>25/05/2009</td> </tr> </table>	Parte interessada	AR	Prefeitura de Alvarenga	27/01/2009	Câmara Municipal de Alvarenga	19/01/2009	Secretaria de Meio Ambiente de Alvarenga	16/01/2009	Associação Comunitária de Alvarenga	19/01/2009	Prefeitura de Pocrane	16/01/2209	Câmara Municipal de Pocrane	16/01/2009	Secretaria de Meio Ambiente de Pocrane	25/05/2009	Associação de Desenvolvimento Comunitário de Cachoeirão	17/02/2009	Fundação Estadual de meio	25/05/2009	OK	OK
Parte interessada	AR																								
Prefeitura de Alvarenga	27/01/2009																								
Câmara Municipal de Alvarenga	19/01/2009																								
Secretaria de Meio Ambiente de Alvarenga	16/01/2009																								
Associação Comunitária de Alvarenga	19/01/2009																								
Prefeitura de Pocrane	16/01/2209																								
Câmara Municipal de Pocrane	16/01/2009																								
Secretaria de Meio Ambiente de Pocrane	25/05/2009																								
Associação de Desenvolvimento Comunitário de Cachoeirão	17/02/2009																								
Fundação Estadual de meio	25/05/2009																								

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários		Concl. Prelim.	Concl. Final
			Ambiente - FEAM			
			Fórum Brasileiro de ONGs	15/01/2009		
			Ministério Público do Estado de Minas Gerais	25/05/2009		
			Ministério Público Federal	26/05/2009		
E.1.2. Se for exigido um processo de consulta às partes interessadas por regulamentos / leis na parte anfitriã, o processo de consulta às partes interessadas foi realizado de acordo com esses regulamentos / leis?	/1/ /20/ /26/	DR	Foi verificado que as cartas enviadas às partes interessadas seguiram a resolução nº 7 da AND brasileira. As cartas foram enviadas em português e o DCP disponibilizado publicamente no seguinte <i>web link</i> : http://www.carbotrader.com/jun1092dcp.pdf .		OK	OK
E.1.3. O processo de consulta das partes interessadas foi conduzido dentro de um tempo razoável para envio de comentários, de modo aberto e transparente para facilitar comentários e descrito apropriadamente?	/1/ /20/ /26/	DR	Vide a seção E.1.2.		OK	OK
E.2. Resumo dos comentários recebidos.						
E.2.1. As partes interessadas que fizeram comentários estão identificadas (endereços fornecidos / disponíveis)?	/1/ /26/	DR	Não foram recebidos comentários.		OK	OK
E.2.2. O resumo dos comentários das partes interessadas está fornecido / disponível?	/1/	DR	Não foram recebidos comentários.		OK	OK
E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados quaisquer comentários recebidos.						
E.3.1. Foram devidamente considerados quaisquer comentários recebidos das partes interessadas?	/1/	DR	Não foram recebidos comentários.		OK	OK
Anexo 1. Informações de contato sobre os participantes do projeto						
• Estão fornecidos os Nomes de todas as organizações?	/1/	DR	Informações de contato estão corretamente		OK	OK

Questão em verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prelim.	Concl. Final
<i>(conforme listado na seção A.3)</i>	/26/		fornecidas no Anexo 1.		
<ul style="list-style-type: none"> Estão preenchidos os campos obrigatórios de nome da pessoa de contato, Cidade, CEP, País, Telefone, Fax ou e-mail? 	/1/	DR	A tabela no Anexo 1 do DCP deve ser preenchida com todos os campos obrigatórios, como o requisitado pelas “Orientações para preenchimento de DCPs” (CE 41 anexo 12). O CEP não está mencionado no anexo 1.	CL-8	OK
Anexo 2. Informações referentes a financiamento público Tabela 1 – 7 & Tabela 2, A.4.5					
<ul style="list-style-type: none"> Estão fornecidas as informações das Partes inclusas no Anexo 1 sobre fontes de financiamento público para a atividade do projeto? 	/1/ /26/	DR	Nenhuma parte do Anexo I foi identificada.	OK	OK
<ul style="list-style-type: none"> As informações fornecidas acima incluem uma afirmação de que tal financiamento não resulta em um desvio da ADO e está separado e não está contado em relação à obrigação financeira dessas Partes? 	/1/	DR	A validação não revelou nenhuma informação que indique que o projeto possa ser visto como um desvio de financiamento de Assistência Oficial de Desenvolvimento (AOD) em relação ao Brasil.	OK	OK
Anexo 3. Informações de linha de base Tabela 1 - 14, 17, 18 & Tabela 2, B					
<ul style="list-style-type: none"> Há fornecida alguma informação de apoio adicional necessária usada na aplicação da metodologia de linha de base, ou seja, tabelas com dados de sequências de tempo, documentação de resultados de medição e fontes de dados? 	/1/ /26/	DR	Vide a seção B.	OK	OK
Anexo 4. Informações de monitoramento Tabela 1 - 15 & Tabela 2, B.7					
<ul style="list-style-type: none"> É fornecida alguma informação de apoio adicional necessária utilizada na aplicação da metodologia de monitoramento, ou seja, tabelas com dados de sequências de tempo, documentação de resultados de medição e fontes de dados? 	/1/ /26/	DR	Informações sobre o monitoramento são fornecidas na seção B.7 e Anexo 4 do DCP.	OK	OK

Tabela 3 Resolução de Ações Corretivas e Solicitações de esclarecimentos

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
<p>CAR 1</p> <p>A seção B.3 do DCP (versão 1) não está de acordo com os requisitos aplicáveis ao preenchimento de DCPs (CE 41 Anexo 12), porque o diagrama dos limites do projeto não considera o Sistema Interconectado Nacional. O diagrama deve apresentar as fontes de emissões e gases incluídos nos limites do projeto e as variáveis a serem monitoradas.</p>	B.3.1	O diagrama e outras informações relacionadas foram revisadas de acordo na nova versão do PDD	<p>O DCP versão 2 de 18/05/2010 inclui o Sistema Interconectado Nacional no limite da atividade de projeto. Além disto os gases inclusos no limite e as variáveis monitoradas também foram incluídas no diagrama.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p>CAR 2</p> <p>A metodologia ACM0002 estabelece que se a densidade de potência da atividade de projeto (PD) é maior que 10 W/m², as emissões do reservatório (tCO₂e/ano) são nulas (PE = 0). No entanto, a tabela 3 do DCP, versão 1 inclui as emissões de CH₄ como emissões principais da atividade de projeto e a seção B.6.2 também menciona o fator de emissão para emissões do reservatório. O DCP deve ser revisado adequadamente.</p>	B.3.2 B.6.2.1	O DCP foi revisado de acordo.	O DCP versão 2 de 18/05/2010 foi revisado de acordo. A tabela 3 do DCP versão 2 não considera as emissões de CH ₄ no cenário da atividade de projeto uma vez que a Densidade de Potência é maior que 10 W/m ² e na seção B.6.2 os parâmetros relacionados a emissão de CH ₄ foram excluídos.
<p>CAR 3</p> <p>Com relação ao benchmark, os participantes do projeto estão trabalhando com as NTN-C com maturidade para 1º de janeiro de 2031 como consta na planilha “Government bond rates.xls”. O web link fornecido no DCP (http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro_direto/consulta_titulos/consultatitulos.asp) não tem</p>	B.5.2 B.5.3 C.1.1.2	<p>O cálculo da média da NTN-C foi revisado conformemente. Foi levado em consideração a média anual (4 anos inteiros baseados nos relatórios do Tesouro nacional) ao invés da cotação de 1 dia em 1 ano.</p> <p>Também o período coberto pela média (Janeiro de 2003 até Dezembro de 2006) é anterior a data de início da atividade de</p>	<p>O cálculo da média da NTN-C foi revisado corretamente pelos Participantes do Projeto.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
<p>as informações apresentadas na planilha porque os valores são atualizados frequentemente. Como consta na planilha “<i>Government bond rates.xls</i>” foi considerado como rendimento dos papéis a cotação do valor de um dia por ano (11/11/2009). Os Participantes do Projeto adicionaram à cotação diária a média IGPM entre 1999 e 2008. Isto representa um desalinhamento de informação, no qual a soma de valores não representa o mesmo período de tempo. Além disso, as datas da NTN-C e IGP-M estão posteriores a data de início das atividades de projeto. Em adição, levando em conta que o Brasil não tem uma economia completamente estabilizada e alguma inflação, um índice como o IGP-M (que é ligado a rentabilidade da NTN-C) teve um comportamento não linear nos últimos dez anos e portanto os PPs devem considerar um período mais longo para o cálculo da rentabilidade média, considerando médias anuais e não cotações para específicos dias. Aos PPs é requisitado que revisem todos os cálculos adequadamente.</p>		<p>projeto.</p>	
<p>CAR 4 Com relação ao prêmio de risco, PPs estão considerando o valor de 1,27%, que é o retorno médio de investimentos no Segmento Elétrico (Índice do Segmento Elétrico) versus o índice IBOVESPA (principal índice da BOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo). Não é apropriado usar este prêmio de risco pois este foi calculado em uma base diferente, desde que o projeto está considerando a NTN-C como</p>	<p>B.5.2 B.5.3 C.1.1.2</p>	<p>Não é justo comparar o benchmark livre de risco com a TIR do projeto que contém muito mais riscos, sendo assim o investidor neste tipo de projeto pode procurar por um resultado extra acima do benchmark livre de risco (risco prêmio). O percentual de risco adotado foi o do prêmio de risco do BNDES para projetos financeiros do setor elétrico brasileiro que está relacionado com o risco setorial da atividade</p>	<p>Os participantes do projeto apresentaram um prêmio de risco que estava presente no artigo sobre o setor elétrico de uma instituição financeira (BNDES), eles também apresentaram um e-mail do autor deste artigo e um slide que explicam melhor a metodologia de cálculo. Entretanto o documento apresentado possui data mais recente que a data de decisão de investimento (data de início do projeto). Além do mais os valores de TIR (com e sem as</p>

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
benchmark e não o índice IBOVESPA.		<p>de projeto, e não com o índice do benchmark. (BNDES vem financiando projetos do setor elétricos por mais de 10 anos).</p> <p>Evidências no E-mail “ENC: Artigo publicado - O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico e o Mecanismo de Project Finance.” em 24/06/2010 e “Risk Premium BNDES.pdf”</p> <p><u>Segunda resposta</u></p> <p>Como uma ação conservadora o valor do risco prêmio foi considerado zero. Este ajuste resultou nas planilhas revisadas “IRR_Cachoeirao_v3.xls” e “Benchmark_v3.xls”</p> <p>Também os valores de TIR foram ajustados corretamente no DCP versão 3 pag 11-<i>sub-step 2c</i>.</p>	<p>RCEs) apresentados no DCP versão 2 pag 11 sub-step 2c (19,02% e 19,70%) são diferentes dos valores de TIR apresentados na planilha revisada “IRR_Cachoeirao_v2_1.xls” (18,67% e 19,35%) e devem ser corrigidos.</p> <p>Esta CAR permanece aberta.</p> <p>Segunda Resposta</p> <p>Na planilha “IRR_Cachoeirao_v3.xls” , “Benchmark_v3.xls” e DCP versão 3, o prêmio de risco foi considerado zero.</p> <p>Os valores de TIR apresentados no DCP estão alinhados com os valores apresentados na planilha “IRR_Cachoeirao_v3.xls”.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p>CAR 5</p> <p>O documento “Comitê de Gerenciamento de riscos de Energia - CGRE” da CEMIG, menciona o valor de R\$140,00/MWh para o período de 2011 a 2013 (bloco 1), um valor de 76,44 R\$/MWh para o ano de 2009 e um valor de R\$97,27/MWh para 2010 (bloco 2), contudo a planilha “IRR_Cachoeirao.xls”, aplica valores de R\$140,00/MWh e R\$76,44/MWh para todo o período da análise de investimentos. Aos PPs é</p>	<p>B.5.2</p> <p>B.5.3</p> <p>C.1.1.2</p>	<p>Para o Bloco 1 o valor de R\$ 144,00 R\$/MWh deverá ser mantido porque o PPA fechado para a PCH Cachoeirão possui 10 anos de prazo de duração, sendo assim o valor da energia após 2013 permanecerá o mesmo previsto na planilha de TIR do projeto (IGP-M será o índice para o reajuste anual).</p> <p>Para a nova planilha de TIR do projeto o preço da energia para o Bloco 2 foi ajustado de acordo com o documento document</p>	<p>Os participantes do projeto aplicaram na versão revisada da planilha “IRR_Cachoeirao_v2_1.xls” os valores de preço de energia de acordo com o documento “Comitê de Gerenciamento de riscos de Energia-CGRE”.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
solicitado esclarecimentos sobre o valor previsto para energia após 2013 para o bloco 1 e aplicar o valor de R\$97,27/MWh para a energia de bloco 2, após 2010.		”Comitê de Gerenciamento de riscos de Energia-CGRE” da CEMIG.	
CAR 6 Mais informações sobre os preços da energia e sua evolução devem ser apresentadas. Deve estar claro qual a data de referência para estes preços e qual índice será escolhido para ajustar estes preços ao longo dos anos (por exemplo: ... o preço foi definido em julho/200X por R\$ y MW/h e deve ser ajustado todo ano pelo índice ZZ).	B.5.2 B.5.3 C.1.1.2	<p>O preço foi definido como abaixo:</p> <p>Bloco 1: 140,00 R\$/MWh desde 09/06/2006 como no documento “Comitê de Gerenciamento de riscos de Energia-CGRE” da CEMIG. O ajuste anual deverá ser o IGP-M, pois como dito no DCP este é o principal índice para preços e tarifas de energia.</p> <p>Para o Bloco 2: 75,87 R\$/MWh em 2008; 76,44 R\$/MWh em 2009 e 97,27 R\$/MWh a partir de 2010 tal qual no documento “Comitê de Gerenciamento de riscos de Energia-CGRE” da CEMIG. Que é baseado no valor de PLD da CCEE (Preço para Liquidação de Diferenças, projeção da mediana do deck de preços).</p> <p>Como dito um possível ajuste para o preço desta energia poderá ser o IGP-M.</p>	<p>O índice de inflação (IGP-M) foi corretamente aplicado sobre os preços de energia ao longo dos anos na planilha revisada “IRR_Cachoeirao_v2_1.xls”.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
CAR 7 Com relação a evolução dos preços e custos ao longo dos anos, PPs devem apresentar valores médios (FLAT) para todos os anos. É necessário demonstrar no P&L e no Fluxo de Caixa a evolução para todas as linhas, de acordo com o índice de inflação mais apropriado. Esta evolução pode ser diferente para cada linha e	B.5.2 B.5.3 C.1.1.2	<p>A inflação nos preços e nos custos foi considerada, como explanado na CAR 6, os índices escolhidos foram o IGP-M e o INPC. As referências são:</p> <p>IGP-M http://www.portalbrasil.net/igpm.htm e para o índice previsto: http://www4.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/read</p>	<p>A planilha revisada (“IRR_Cachoeirao_v2_1.xls”) incluiu nos cálculos o efeito da inflação usando o IGP-M para as vendas e o INPC mais o IGP-M (de acordo com a formula apresentada no anexo “CT 014-08 Energisa Soluções - O&M.pdf”) nos custos de operação. Todos os cálculos da taxa</p>

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
<p>isso pode representar um impacto significativo na evolução da EBTIDA. A inflação sobre os preços e custos precisa ser considerada porque no benchmark o retorno do investimento inclui a inflação. Também relacionado aos índices, inflação e taxas de interesse e também taxas de câmbio, PPs devem demonstrar as fontes de informações. Além disso, PPs deve priorizar as fontes do Governo Brasileiro ou de alguma grande instituição financeira (normalmente aquelas instituições fornecem uma previsão para os próximos anos). Feito isso, os PPs devem repetir a previsão para o último ano para todo o período do projeto e a planilha financeira e o DCP devem ser revisados apropriadamente.</p>		<p>out/R20100108.pdf</p> <p>INPC</p> <p>http://www.portalbrasil.net/inpc.htm</p> <p>Para a previsão do índice foi mantida o valor 2009 dos impostos PIS/COFINS e da contribuição social:</p> <p>A lei brasileira 10.637 de 30 dezembro 2002 e a lei 9.718 de 27 novembro 1998 definiram que as companhias com faturamento bruto menor que R\$ 48 milhões podem aplicar o sistema brasileiro de "Lucro Presumido". Assim, os seguintes impostos são aplicados no faturamento bruto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - 3% sobre o lucro; • PIS/PASEP (Programa de Integração Social/ Programa de Formação de Patrimônio do Servidor Público) – 0,65% sobre o faturamento bruto; • Imposto de renda - 25% sobre 8% do faturamento bruto; • Contribuição social - 9% sobre 12% do faturamento bruto. <p>Taxa de TUSD: Definição N° 310, de 6 abril 2006</p> <p>Taxa de TUST: Definição número 281/1999 da ANEEL, de definição N. 77/2004- de redução e definição N. 81/2004 de ANEEL - Encargos.</p>	<p>estão de acordo com as informações apresentadas na resposta do PP, exceto PIS/COFINS que vem sendo corretamente calculado na planilha, sobre a Venda Bruta, e a resposta dos PPs indica que ele foi calculado sobre o Lucro. PPs devem corrigir a resposta da CAR e a nota apresentada na planilha “IRR_Cachoeirao_v2_1.xls”.</p> <p>Esta CAR permanece aberta.</p> <p><u>Segunda Resposta</u></p> <p>Os ajustes foram realizados corretamente</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
		<p><u>Segunda resposta</u></p> <p>Os ajustes na resposta e na nota da CAR apresentadas na planilha “IRR_Cachoeirao_v3.xls” foram feitos.</p>	
<p>CAR 8</p> <p>Com relação aos custos de manutenção após o início das atividades, é definida uma tarifa fixa de R\$1,88 por MWh e para custos de O&M é definida uma tarifa fixa de R\$7,56 por MWh. Ambas as tarifas foram confirmadas no documento <i>Comitê de Priorização de Investimento – CPO - Parecer de Projeto de Investimento - Projeto nº1714/07 SPE Guanhães</i> (Relatório de reunião discutindo o investimento do projeto Guanhães (4 PCHs), conduzido em 16/10/2008), que menciona que os mesmos valores da PCH Cachoeirão serão usados no referido projeto, contudo, não está claro como ambas as tarifas serão ajustadas ao longo do anos. Evidências e esclarecimentos com respeito aos valores aplicados devem ser fornecidas.</p>	<p>B.5.2 B.5.3 C.1.1.2</p>	<p>Foi adotado nestas tarifas o reajuste anual dos índices de IGP-M e de INPC. Uma evidência para estes índices pode ser o acordo com o Energisa, um dos fornecedores da mão-de-obra.</p>	<p>Os Participantes do Projeto providenciaram o anexo “CT 014-08 Energisa Soluções - O&M.pdf” com o contrato entre PCH Cachoeirão e Energisa (fornecedor de mão de obra) mostrando os índices e fórmulas a ser utilizado para reajuste anual. Todas as fórmulas na planilha “IRR_Cachoeirao_v2_1.xls” estão alinhadas com este documento.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p>CAR 9</p> <p>Com relação ao impostos sobre as vendas, a CPMF deve ser excluída do P&L e da análise de fluxo de caixa uma vez que estes impostos forma extintos em 2007. Aos PPs é solicitada a correção da planilha e documentos relacionados.</p>	<p>B.5.2 B.5.3 C.1.1.2</p>	<p>A planilha de TIR foi apresentada em sua versão original porém como requerido e por conservadorismo, a CPMF foi excluída.</p>	<p>A CPMF foi excluída dos cálculos.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p>CAR 10</p>	<p>B.5.2 B.5.3</p>	<p>A explicação foi movida conformemente.</p>	<p>Todas as mudanças necessárias foram realizadas pelos Participantes do Projeto.</p>

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
A explicação sobre o <i>benchmark</i> deve ser mudada da seção “Sub-passo 2c: Cálculo e comparação de indicadores financeiros” para a seção “Sub passo 2b: Opção III. Aplicar análise de <i>benchmark</i> ”.	C.1.1.2		Esta CAR está encerrada.
CAR 11 A análise de sensibilidade não incluiu os custos de operação e manutenção, conforme as “Orientações para avaliação da análise de investimento” (Versão 03 – CE 5 anexo 58) Artigo 17, “Somente variáveis, incluindo o custo de investimento inicial, que constituir mais de 20% do custo total do projeto ou das rendas totais do projeto, deverão ser submetidas a uma variação razoável”. Contudo, PPs devem considerar aplicar uma análise de sensibilidade neste parâmetro como ele é o principal valor de saída de capital ao longo do anos após o investimento inicial.	B.5.2 B.5.3 C.1.1.2	O parâmetro do custo operacional foi incluído na análise sensitiva. <u>Segunda resposta:</u> A informação sobre os custos operacionais foi incluída igualmente na versão 3 do PDD - página 12.	Os participantes do Projeto incluíram na planilha “IRR_Cachoeirao_v2_1.xls” a tabela para calcular a sensibilidade do Custo Operacional, contudo este deve também ser incluído no PDD. Esta CAR permanece aberta. <u>Segunda resposta</u> As informações sobre a análise de sensibilidade dos Custos Operacionais foram corretamente incluídas no DCP. Esta CAR está encerrada.
CAR 12 O link para o DCP (versão 1) no <i>website</i> da ONS (Módulo 12, sub módulo 12.2) não está funcionando corretamente. O DCP deve mencionar o link/referência correto.	B.7.1.4	A ligação/referência foi ajustada conformemente.	O DCP versão 2 foi revisado de modo a apresentar o link correto para o site da ONS (Módulo 12 sub-módulo 12.2) http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf (acessado em 05.07.2010) Esta CAR está encerrada.
CAR 13 O plano de monitoramento (DCP – seção B.7.2) e Anexo 4 não mencionam o monitoramento dos parâmetros Cap_{PJ} e A_{PJ} , destinados a seção B.7.1. Aos PPs é requisitada a revisão adequada	B.7.2.10	O plano de monitoramento foi revisado conformemente.	O DCP versão 2 incluiu o monitoramento dos parâmetros Cap_{PJ} (Capacidade instalada da planta após a implementação da atividade de prprojeto) e A_{PJ} (Área do reservatório medido na superfície da água, após a implementação da

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
do plano de monitoramento.			<p>atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio).</p> <p>O Cap_{PJ} será monitorado conforme especificações técnicas dos equipamentos instalados, placas instaladas nos equipamentos e tabelas. Além do mais as autorizações das agências reguladoras serão checadas.</p> <p>A A_{PJ} será determinada através de pesquisas topográficas, mapas, imagem de satélites, etc. Além do mais a PCH Cachoeirão terá de monitorar o nível do reservatório tal qual os requisitos Nacionais, o dado usado para este propósito poderá ser usado para determinar a área do reservatório e será também considerado o procedimento de medição para a atividade de projeto.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>
<p>CAR 14</p> <p>Os dados de placa dos três geradores (Potência nominal 11.000 kVA, Fator de potência/Coseno ϕ 0.85), mostra que a potência total instalada da PCH Cachoeirão é de 28,05MW (assim como mencionado na nota de rodapé 1.). A definição da ANEEL para potência instalada é: “potência elétrica nominal de uma unidade geradora (em kW). “A potência elétrica ativa nominal da unidade de geração (em KW) é definida pelo produto da potência aparente (em KVA) multiplicada pelo fator de potência do gerador elétrico, considerando a operação contínua do sistema e as condições nominais de operação.”</p>	A.4.3.1	<p>A explicação está abaixo (por tópicos):</p> <p>- capacidade instalada de PDD (27,90 MW): O PDD informa que a capacidade instalada da turbina é 27,90 MW (desempenho máximo para os geradores). Essa é uma aproximação conservadora porque este é o gargalo da capacidade dos geradores (28,05 MW nunca poderia ser alcançado já que a saída máxima das turbinas é 27,90 MW). A EOD pode observar em outros PDDs que o usual são turbinas com a capacidade maior do que os geradores.</p> <p>- Definição de ANEEL nº 282 (27,00 MW): é</p>	<p>As especificações do geradores (28,05 MW ou próximo 28,00 MW) estão inclusos na variação de +- 5% (Resolução ANEEL 407, datada de 19 de Outubro de 2000) autorizados pela capacidade instalada (27 MW)</p> <p>Entretanto pela definição da metodologia aplicada ACM0002 versão 11: A Potência instalada de uma unidade de geração é a capacidade, expresso em Watts ou seus múltiplos, para o qual a unidade de força tenha sido desenhada para operar em condições nominais. A potência instalada da usina é a soma das unidades de geração de energia instaladas.</p>

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
<p>Baseado nos requisitos da Resolução ANEEL nº 407, data de 19 de Outubro de 2000, aos PPs é requisitado que expliquem/justifiquem o seguinte:</p> <p>* a diferença entre a potência instalada declarada no DCP (27,90 MW), na Resolução ANEEL nº 282 (27,00 MW) e nas especificações dos geradores (28,05 MW);</p> <p>* se um pedido de revisão da potência instalada foi, ou não, requisitado para a ANEEL (Resolução ANEEL no 407 – presente/real potência instalada é maior que +/- 5% da potência instalada autorizada/concedida).</p>		<p>baseado no design do projeto (a fase do planejamento), a ANEEL sabe que as diferenciações podem ocorrer entre a fase do planejamento de projeto e a fase da construção, assim a definição 407 da ANEEL determina de que maneira este desvio deve ser avaliado *. Na PCH Cachoeirão o desvio está abaixo de 5% (exatos +3.8%). Assim para a ANEEL, nenhuma ação deve ser realizada (como na definição # 407 já mencionada).</p> <p>- As especificações do gerador (28.05 MW) são aquelas contidas na placa dos gerador.</p> <p> </p> <p>* Definição # 407: Para a produção de electricidade é fixado o sistema de “Capacidade instalada”; para todas as finalidades de regulação, serviços de inspeção e licenciamento. No artigo 6º é definido que: nas estações de geração onde a diferença entre a corrente elétrica ativa máxima, medida nos terminais do gerador, operando em regime contínuo e instalado conforme determinado no artigo 2º, excede cinco por cento, exceto para repotenciação, distorções técnicas durante a aquisição do equipamento de geração ou limitação do range do motor do equipamento, esta deve</p>	<p>Entretanto a capacidade instalada (potência ativa nominal – dado de placa) dos geradores, igual a 28 MW, deve ser a mencionada no DCP.</p> <p>Esta CAR permanece aberta.</p> <p><u>Segunda resposta.</u></p> <p>A capacidade instalada apresentada no DCP versão 3 (28,05 MW) está de acordo com a definição da metodologia.</p> <p>Esta CAR está encerrada.</p>

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
		<p>formalmente ser declarada e justificada à ANEEL para regularização. E este não é o caso da PCH Cachoeirao.</p> <p><u>Segunda resposta:</u></p> <p>As especificações dos geradores (28,05 MW) foram mencionadas na versão 3 do PDD.</p>	
<p>CL 1</p> <p>Aos PPs é solicitado a inclusão no DCP da categoria da atividade de projeto.</p>	A.4.2	A categoria da atividade do projeto foi incluída no PDD.	<p>A categoria da atividade de projeto foi incluída no DCP versão 2.</p> <p>Esta CL está encerrada.</p>
<p>CL 2</p> <p>PPs devem fornecer evidências relacionadas ao tempo de vida dos equipamentos (turbinas e geradores).</p>	A.4.3.3 C.1.2	<p>De acordo com os estudos da EFEI e do CERNE da ANEEL, a vida útil de equipamentos como turbinas e geradores é acima de 30 anos (acesso fácil pelas tabelas nas páginas 633 e 635).</p> <p>CERNE - Centro de Estudos em Recursos Naturais e Energia</p> <p>EFEI – Escola Federal de Engenharia de Itajubá</p> <p>http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/012/documento/relatorio_vida_util_volume_2.pdf</p>	<p>Foi verificado que a vida útil operacional está definida pela ANEEL “<i>Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação</i>”, datado de Novembro de 200.</p> <p>Esta CL está encerrada.</p>
<p>CL 3</p> <p>O projeto aplica a metodologia ACM0002, versão 10 de 11/06/2009, escopo 1, que está em</p>	B.1.1	O DCP foi revisado de acordo com a ACM0002 versão 11.	O DCP versão 2 foi revisado tal qual pela metodologia ACM0002 versão 11.

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
linha com a categoria de projeto relevante. No entanto, considerando o período de carência (até 25/10/2010) para a submissão de atividades de projeto para registro, quando usando uma metodologia aprovada revisada, e a presente linha cronológica de validação para submeter projetos para registro, é recomendado que o DCP seja revisado de acordo com a versão 11 da ACM0002, válida a partir de 26 de fevereiro de 2010.			Esta CL está encerrada.
CL 4 O DCP menciona no início da seção B.2: “A metodologia ACM0002 é aplicável para atividades de projeto de geração de energia renovável conectada a uma rede que envolve a <u>adição de capacidade elétrica</u> sob as seguintes condições:” A afirmação <u>(adições de capacidade) precisa ser corrigida segundo as definições de aplicabilidade da ACM0002 (nova usina geradora).</u>	B.2.1	A declaração foi revisada conformemente.	<p>O DCO revisado versão 2, descreve os critérios de aplicabilidade tal qual pela metodologia ACM0002 versão 11.</p> <p>A atividade de projeto é compatível com o item a) da aplicabilidade da metodologia “instalação de uma nova unidade de geração em local onde não havia outra planta operando antes da implementação da atividade de projeto”</p> <p>A atividade de projeto é uma noca pequena central hidrelétrica em local onde não havia outra planta de geração operando anteriormente. Esta informação foi confirmada através da licença ANEEL, licenças ambientais e visita ao local.</p> <p>Além do mais a atividade de projeto satisfaz a seguinte condição: “A atividade de projeto resulta em um novo reservatório e a densidade de potência, como pela definição dada na seção de Emissão do Projeto, é maior que 4 W/m2”.</p> <p>A atividade de projeto resulta em um novo</p>

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
			reservatório com área de 1.021.000 m2 com 27,47 W/m2 de Densidade de Potência. Esta CL está encerrada.
CL 5 Sobre a análise de prática comum, como atividades similares foram encontradas, distinções essenciais entre elas, como o requisitado pela “Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade” / sub passo 4b, precisam ser elaboradas e explicadas.	B.5.2 B.5.3 C.1.1.2	Mesmo com variação de + - 50% da capacidade, as 2 plantas energéticas Porto Góes e Graça Brennand não podem ser incluídas na análise porque: A PCH de Porto Góes é uma central energética que teve uma adição na capacidade de 14.3MW, totalizando 24.8MW instalados. Esta adição da capacidade foi autorizada em 06 de Maio de 2003, pela definição N° 255 do ANEEL: http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003225.pdf para Empresa Metropolitana de Águas e Energia- EMAE. A planta tem sido operada desde 01 dezembro 1982, onde a ELETROPAULO - companhia de Eletricidade de São Paulo S.A. tinha obtido autorização para produzir eletricidade neste hidro potencial, pelo decreto N° 87.884, disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec198287884.pdf . Assim esta não é uma atividade similar à atividade proposta no projeto. E a PCH Graça Brennand é um projeto de MDL, pela publicação do DCP na Website do CQNUMC:	Confrimado através da Resolução ANEEL número 244 de 06/05/2003 que a PCH Porto Góes e um projeto de expansão e que Graça Brennand é MDL, sendo assim não podem ser comparados com a atividade de projeto. A conclusão sobre a prática comum é que não há atividade de projeto similar. Todas as PCHs consideram os incentivos do PROINFA ou do MDL. Esta CL está encerrada.

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
		http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/N68XFRKNR58M29GRSJGR81NCMFT7KJ/view.html	
CL 6 Durante a visita ao empreendimento, PPs forneceram uma proposta de um consultor considerando o desenvolvimento da atividade de projeto sob o Protocolo de Quioto, datada de 17/03/2006. Considerando que este documento é também uma importante evidência para a consideração do MDL, é requisitado aos PPs que incluam esta evidência na tabelas cronológica (DCP, página 17) da atividade de projeto. Além disso, é requisitado aos PPs que esclareçam ou corrijam as datas de início das operações comerciais (mês/ano) das unidades geradoras apresentadas na tabela cronológica por não estarem correspondendo com as datas de autorização para início das atividades constantes nas Resoluções ANEEL de números 4.830, 559 e 714.	B.5.4	A informação a respeito da proposta do consultante de MDL foi incluída no cronograma. As datas da operação comercial no cronograma foram ajustadas de acordo com os despachos da ANEEL.	A tabela de cronologia foi revisada no DCP versão 2. A proposta foi incluída e as datas de operação comercial das unidades 1, 2 e 3 foram revisadas. (dezembro de 2008, Fevereiro de 2009 e Fevereiro de 2009 respectivamente) como pela Resolução ANEEL números 4.830, 559 e 714. Esta CL está encerrada.
CL 7 O plano de monitoramento deve estabelecer claramente a autoridade e responsabilidade para registro, monitoramento, quantificação e comunicação.	B.7.2.6	A autoridade e a responsabilidade pelo registro, o monitoramento, a medição e o relatório foram incluídos no plano de monitoramento.	O DCP versão 2 incluiu que a Hidrelétrica Cachoeirão é a responsável pela manutenção e calibração dos equipamentos de monitoramento, aderência aos requisitos operacionais e ações corretivas relativas a funcionalidade da atividade de projeto. Além do mais, a companhia tem autoridade e responsabilidade para registrar, monitorar e medir bem como gerência sobre o projeto, organizando o treinamento da equipe de modo a utilizar as técnicas apropriadas . Carbotrader Assessoria e Consultoria em

Relatório preliminar dos pedidos de esclarecimento e de ação corretiva	Ref. tabela 2	Sumário das respostas dos Participantes do Projeto	Conclusão da equipe de validação
			Energia Ltda é a responsável por reportar os resultados da linha de base, emissões do projeto (se aplicável) e cálculos da redução de emissões. Esta CL está encerrada.
CL 8 A tabela no Anexo 1 do DCP deve ser preenchida com todos os campos obrigatórios, como o requisitado pelas “Orientações para preenchimento de DCPs” (CE 41 anexo 12). O CEP não está mencionado no anexo 1.	A.3.2 Anexo 1	A tabela no anexo 1 foi ajustada conformemente.	O CEP foi incluído no DCP versão 2. Esta CL está encerrada.