



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

“Projeto Hidrelétrica São Domingos II” no Brasil

RELATÓRIO NO. 2008-0706

REVISÃO NO. 02

DET NORSKE VERITAS



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Data da primeira emissão: 12/09/2008	No. do projeto: PRJC-117985-2009-CCS-BRA
Aprovado por: Michael Lehmann	Unidade organizacional: Serviços de Mudança de Clima
Cliente: Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A.	Ref. do cliente: Hélcio Garcia Camarinha

DET NORSKE VERITAS
CERTIFICATION AS

Veritasveien 1
N-1322 Høvik
Noruega
<http://www.dnv.com>

Nome do projeto: “Projeto Hidrelétrica São Domingos II”

País: Brasil

Metodologia: ACM0002

Versão: 8

Tecnologia/medida de redução de GEE: Geração de energia com recursos hídricos

Estimativa de RE: 363 675 tCO₂e ao longo de 10 anos

Tamanho

☒ Grande escala

☐ Pequena escala

Fases da validação:

☒ Análise feita no escritório

☒ Entrevistas de Acompanhamento

☒ Solução de questões pendentes

Status da validação

☐ Ações Corretivas solicitadas

☐ Esclarecimentos solicitados

☒ Aprovação total e envio para registro

☐ Rejeitado

Este relatório de validação sumariza os resultados da validação. As únicas mudanças feitas nesta versão do relatório de validação comparado com o relatório de validação ver. 01 datado de 7 de julho de 2009 referida na carta de aprovação da AND do Brasil estão relacionados à situação da emissão da carta de aprovação pela AND do Brasil e as correções no relatório de validação devido a incorporação de informações submetidas em resposta ao pedido de revisão relacionados à adequação dos valores primários utilizados na análise de investimentos, barreiras de prática usual e análise de prática comum. Em resumo, o parecer da DNV é de que o “Projeto Hidrelétrica São Domingos II” no Brasil, conforme descrito no DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010), atende a todas as exigências pertinentes da UNFCCC para o MDL e a todos os critérios pertinentes da parte anfitriã e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 (versão 8). Assim, a DNV solicitará o registro do projeto como uma atividade do projeto de MDL.

Relatório no.: 2008-0706	Data desta revisão: 01/04/2010	Rev. no. 02
Título do relatório: “Projeto Hidrelétrica São Domingos II” no Brasil		
Trabalho realizado por: Andrea Leiroz, David Freire da Costa		
Trabalho verificado por: Cuiping Deng (preliminar, aplicante), Mari Grooss Viddal (preliminar), Ole Andreas Flagstad (final, aplicante), Weidong Yang (final)		

Palavras-chave:

Mudança de Clima

Protocolo de Quioto

Validação

Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

☒ Não pode ser distribuído sem permissão do cliente ou da unidade organizacional responsável

☐ Distribuição limitada

☐ Distribuição irrestrita



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Abreviaturas

SAC	Solicitação de Ação Corretiva
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
FEC	Fator de Emissão de Carbono
RCE	Redução Certificada de Emissão
SE	Solicitação de Esclarecimento
CO ₂	Dióxido de carbono
CO ₂ e	Dióxido de carbono equivalente
DNV	Det Norske Veritas
AND	Autoridade Nacional Designada
GEE	Gases de Efeito Estufa
PAG	Potencial de Aquecimento Global
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
PM	Plano de monitoramento
ONG	Organização Não Governamental
VPL	Valor Presente Líquido
ODA	Assistência Oficial para o Desenvolvimento [do inglês "Official Development Assistance"]
DCP	Documento de Concepção do Projeto
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

ÍNDICE

1	RESUMO EXECUTIVO – PARECER DA VALIDAÇÃO.....	1
2	INTRODUÇÃO	2
2.1	Objetivo	2
2.2	Escopo	2
3	METODOLOGIA	3
3.1	Análise feita no escritório dos documentos de concepção do projeto	3
3.2	Entrevistas de acompanhamento com os atores do projeto	7
3.3	Solução de questões pendentes	7
3.4	Controle de qualidade interno	9
3.5	Equipe de validação	9
4	RESULTADOS DA VALIDAÇÃO	10
4.1	Exigências de participação	10
4.2	Concepção do projeto	10
4.3	Determinação da linha de base	11
4.4	Adicionalidade	11
4.4.1	Consideração do MDL e ação contínua para assegurar o status de MDL	11
4.4.2	Identificação de alternativas à atividade do projeto:	13
4.4.3	Análise de investimentos: Escolha da abordagem	13
4.4.4	Análise de investimentos: Seleção do benchmark	13
4.4.5	Análise de investimentos: Parâmetros de entrada	14
4.4.6	Análise de investimentos: Cálculo e conclusão	15
4.4.7	Análise de investimentos: Análise de sensibilidade	16
4.4.8	Análise de barreiras: Barreiras devidas à prática vigente de negócios	17
4.4.9	Análise da prática comum	18
4.5	Monitoramento	20
4.5.1	Parâmetros monitorados ex-post	20
4.5.2	Parâmetros determinados ex-ante	20
4.5.3	Sistema de gerenciamento e garantia da qualidade	21
4.6	Estimativa das emissões de GEE	21
4.7	Impactos ambientais	22
4.8	Comentários dos atores locais	22
4.9	Comentários das Partes, Atores e ONGs	23

Apêndice A: Protocolo de validação

Apêndice B: Certificados de Competência



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

1 RESUMO EXECUTIVO – PARECER DA VALIDAÇÃO

A Det Norske Veritas Certification AS (DNV) realizou uma validação do “Projeto Hidrelétrica São Domingos II” no Brasil. A validação foi realizada com base nos critérios da UNFCCC para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e nos critérios da parte anfitriã, assim como nos critérios fornecidos para assegurar a consistência das operações, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto.

A análise do documento de concepção do projeto e as entrevistas de acompanhamento subsequentes forneceram à DNV evidências suficientes para determinar o atendimento dos critérios estabelecidos.

O participante do projeto é a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. do Brasil. A parte anfitriã Brasil atende a todas as exigências de participação pertinentes.

O projeto é uma atividade do projeto de energia renovável interligada à rede, deslocando a eletricidade da rede com base em combustível fóssil para eletricidade gerada de uma central hidrelétrica e, portanto, resultando em uma redução de emissões de gases de efeito estufa no setor energético.

O projeto aplica corretamente a ACM0002 (versão 8) – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis”.

Ao gerar energia renovável que irá deslocar eletricidade da rede com base em combustível fóssil, o projeto causa reduções de emissões de CO₂ que são efetivas, mensuráveis e trazem benefícios de longo prazo relacionados à mitigação da mudança de clima. Fica demonstrado que o projeto não é um cenário da linha de base provável. As reduções de emissões atribuíveis ao projeto são, assim, adicionais a qualquer outra que ocorreria na ausência da atividade do projeto.

A redução total de emissões do projeto é estimada como sendo 363 675 tCO₂e ao longo do período de obtenção de créditos de 10 anos selecionado. A previsão de redução de emissões foi confirmada e considera-se provável que a quantidade declarada seja alcançada, considerando que as hipóteses subjacentes não se alterem.

A metodologia de monitoramento foi aplicada corretamente. O plano de monitoramento explica de forma suficiente as exigências de monitoramento. Foram implementados os procedimentos de treinamento e monitoramento adequados.

Os atores locais, como o Governo Municipal e as Câmaras Municipais, o Ministério Público do estado, as agências ambientais estaduais e municipais, o Fórum Brasileiro de ONGs e as associações comunitárias, foram convidados a comentar o projeto, de acordo com as exigências da AND brasileira. Os comentários recebidos foram adequadamente abordados.

Em resumo, o parecer da DNV é de que o “Projeto Hidrelétrica São Domingos II”, conforme descrito no documento de concepção do projeto revisado, Versão 04 de 30 de março de 2010 atende a todas as exigências pertinentes da UNFCCC para o MDL e a todos os critérios pertinentes da parte anfitriã e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 (versão 8). Assim, a DNV solicitará o registro do “Projeto Hidrelétrica São Domingos II” como uma atividade do projeto de MDL.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

2 INTRODUÇÃO

A Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. encarregou a Det Norske Veritas Certification AS (DNV) de realizar a validação do “Projeto Hidrelétrica São Domingos II”, localizado no município de São Domingos, estado de Goiás, Brasil (doravante denominado “o projeto”). Este relatório de validação resume os resultados da validação do projeto, realizada com base nos critérios da UNFCCC para o MDL, assim como nos critérios fornecidos para assegurar a consistência das operações, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto. Os critérios da UNFCCC remetem ao Artigo 12 do Protocolo de Quioto, às modalidades e procedimentos de MDL e às decisões subsequentes do Conselho Executivo do MDL.

2.1 Objetivo

O objetivo de uma validação é obter uma avaliação da concepção do projeto por uma terceira parte independente. Em particular, a linha de base do projeto, o plano de monitoramento e a conformidade do projeto com os critérios relevantes da UNFCCC e da Parte anfitriã são validados a fim de confirmar que a concepção do projeto, conforme documentado, é bem feita e razoável, e atende aos critérios identificados. A validação é uma exigência para todos os projetos de MDL e é considerada necessária para assegurar aos atores a qualidade do projeto e sua geração planejada de reduções certificadas de emissão (RCEs).

2.2 Escopo

O escopo da validação é definido como uma análise independente e objetiva do documento de concepção do projeto (DCP). O DCP é analisado em relação aos critérios mencionados no Artigo 12 do Protocolo de Quioto, às modalidades e procedimentos de MDL estabelecidos nos Acordos de Marraqueche e às decisões relevantes do Conselho Executivo de MDL, incluindo a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002 (versão 8) /39/.

A validação não tem o objetivo de fornecer consultoria para os participantes do projeto. No entanto, as solicitações de esclarecimentos e/ou de ações corretivas mencionadas podem proporcionar contribuições para a melhoria da concepção do projeto.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

3 METODOLOGIA

A validação consistiu nas três fases seguintes:

- I uma análise feita no escritório dos documentos de concepção do projeto
 - II entrevistas de acompanhamento com os atores do projeto
 - III a solução de questões pendentes e a emissão do parecer e relatório final de validação.
- As seções a seguir especificam cada passo em mais detalhes.

3.1 Análise feita no escritório dos documentos de concepção do projeto

A tabela a seguir lista os documentos que foram analisados durante a validação:

- /1/ Documento de Concepção do Projeto para o “Projeto Hidrelétrica São Domingos II”. Versão 01 de 14 de março de 2008.
- /2/ Documento de Concepção do Projeto para o “Projeto Hidrelétrica São Domingos II”. Versão 04 de 30 de março de 2010.
- /3/ Estudo de Viabilidade, emitido em 11 de julho de 2005, pela Rischbieter Engenharia Indústria e Comércio Ltda. (Documento Número: 101.01.02.003.000).
- /4/ ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica): Autorização como Produtor Independente de Energia (PIE) para a Santa Cruz Power Corporation. Resolução nº 510, emitida em 26 de novembro de 2001.
- /5/ ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica): Alteração no tipo de empresa de Ltda. para S.A e na quantidade de turbinas na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Despacho nº 1892, emitido em 18 de agosto de 2006.
- /6/ Processo de comentário público: Lista de entidades convidadas para o processo de consulta aos atores locais, cartas-convite e comprovantes de recebimento confirmando que as entidades consultadas receberam as cartas-convite para comentários.
- /7/ DNV: Proposta comercial de Validação do MDL enviada pela DNV à CountourGlobal, em 01 de outubro de 2007.
- /8/ Assinatura de contrato entre a DNV e a CountourGlobal para serviços de validação, assinado em 12 de fevereiro de 2008.
- /9/ E-mail da CountourGlobal para a DNV, em 07 de maio de 2008, quando o DCP foi enviado para validação. Período para comentários: 16 de maio de 2008 a 14 de junho de 2008.
- /10/ Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE), contrato Nº 3637/2006 – 21440SE, assinado entre a Santa Cruz Power – SCP e a AES – Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. – AES – SUL, em 17 de janeiro de 2007.
- /11/ ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica): Registro da planta na Agência Nacional de Energia Elétrica: Despacho nº 785, emitido em 19 de abril de 2006.
- /12/ ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica): Banco de dados contendo informações disponíveis ao público sobre a “Capacidade de Geração do Brasil”. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15>
- /13/ Eletrobrás: “Diretrizes para projetos de PCH”. Disponível em: <http://www.eletrica.ufu.br/siteatual/laboratorios/nerfae/pch/cap4.PDF>
- /14/ Contrato de obras civis, assinado em 30 de março de 2007 entre a Santa Cruz Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. e a CONSTRUCAP.
- /15/ Planilha de análise de investimentos: “CL 6 Investment Analysis june 09.xls”



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- /16/ Documentos de apoio, contratos e propostas relacionadas aos principais equipamentos listados na planilha de análise de investimentos:
- Proposta comercial emitida em 07 de julho de 2005 pela ALSTON: fornecedor de equipamentos como turbinas, geradores e equipamentos complementares;
 - Proposta comercial emitida em 16 de maio de 2006 pela GEVISA: fornecedor de equipamentos como geradores e equipamentos complementares;
 - Proposta comercial emitida em 19 de junho de 2006 pela AREVA: fornecedor de equipamentos como subestação, painel de controle e equipamentos complementares;
 - Proposta comercial emitida em 03 de julho de 2006 pela TERRAM: obras civis e de engenharia;
 - Proposta comercial emitida em 10 de outubro de 2006 pela MOLLER: fornecedor de equipamentos como tubos, comporta e trilhos.
- /17/ Principais evidências de investimentos após o contrato de obra civil com a CONSTRUCAP:
- Contrato assinado em 25 de maio de 2007, entre a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. e a WEG Equipamentos Elétricos S.A., para fornecer: geradores elétricos, equipamentos auxiliares, supervisão de construção, entrada em operação e transporte de equipamentos;
 - Contrato assinado em 04 de julho de 2007, entre a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. e a HISA – Hidráulica Industrial S.A. Indústria e Comércio, para fornecer: hidroturbinas, equipamentos auxiliares, serviços de instalação e engenharia;
 - Proposta comercial, emitida em 14 de novembro de 2007, pela Petrofisa do Brasil Ltda., para fornecer: tubos e acessórios;
 - Proposta comercial, emitida em 22 de janeiro de 2008, pela RIBASA Indústria de Base, para fornecer: engenharia, transporte, construção, gerenciamento de projeto e sistema Web;
 - Contrato assinado em 31 de janeiro de 2008, entre a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. e a WEG Equipamentos Elétricos S.A. - Transformadores, para fornecer: transformadores elétricos;
 - Contrato assinado em 05 de maio de 2008, entre a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. e a GRAMEYER Equipamentos Eletrônicos Ltda., para fornecer: equipamentos elétricos;
 - Contrato assinado em 07 de maio de 2008, entre a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. e a Bremer e Marcovil Metalomecânica Ltda, para fornecer: equipamentos mecânicos pesados;
 - Contrato assinado em 14 de julho de 2008, entre a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. e a FEBA Indústria Mecânica Ltda., para fornecer: equipamentos elétricos e serviços;
 - Contrato assinado em 11 de agosto de 2008, entre a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. e a A.S.T.J. Montagem e Manutenção Industrial Ltda., para fornecer: tubulações e serviços de construção.
- /18/ Análise da prática comum. Planilha eletrônica: “CL 8 Common practice analysis.xls”.
- /19/ AND brasileira - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Website: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/13986.html>
- /20/ Resoluções da Comissão Interministerial como Autoridade Nacional Designada no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, publicadas pela AND brasileira:
- Resolução no. 1, de 11 de setembro de 2003: Estabelece os procedimentos para



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- aprovação de atividades do projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e estabelece outras disposições. Aprovada pela Portaria no. 863, de 27 de novembro de 2003 e publicada no Diário Oficial da União de 2 de dezembro de 2003;
- Resolução no. 7, de 5 de março de 2008: Altera as resoluções no. 1, no. 2, no. 3 e no. 4 desta mesma Comissão sobre os convites para comentários enviados pelos proponentes do projeto aos atores envolvidos, interessados e/ou afetados pelas atividades do projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e fornece outras medidas.
- /21/ Fator de emissão da rede elétrica brasileira para o ano de 2007, publicado pela AND brasileira.
Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74691,html>
- /22/ RIMA – Relatório de Impacto Ambiental, emitido em outubro de 2001.
- /23/ EIA – Estudo de Impacto Ambiental, emitido em 01 de outubro de 2001.
- /24/ Licença de Instalação e Ambiental, emitida pela Agência Ambiental do Estado de Goiás, em 04 de dezembro de 2006 e válida até 25 de junho de 2007. Processo N° 5601.38981/2001-1. Licença N° 400/2005.
- /25/ Licença de Instalação e Ambiental, emitida pela Agência Ambiental do Estado de Goiás, em 29 de junho de 2007 e válida até 25 de junho de 2009. Processo N° 5601.38981/2001-1. Licença N° 214/2007.
- /26/ Evidência da consideração do MDL: A CountourGlobal realizou uma auditoria (Proposta de Investimento na Santa Cruz), em 06 de fevereiro de 2006, considerando a possibilidade das receitas do MDL a partir de um projeto de energia renovável.
- /27/ Contrato de investimento, assinado em 21 de março de 2005, entre a ARS Energia Ltda, SMA Administração de imóveis e Patrimônio S.A., Tânia Helou, Tatiana Helou e a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas Ltda., transferindo 90% das ações para a ARS.
- /28/ Contrato de Acionistas assinado em 31 de outubro de 2006, pela Contour Global L.P., ARS Energia Ltda. e a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A.
- /29/ CountourGlobal: E-mails com o resumo da reunião com a Ecoinvest e outros desenvolvedores de MDL (MGM, ICF), janeiro de 2007.
- /30/ E-mails trocados entre 02 de março de 2007 e 05 de abril de 2007, entre a MGM e a CountourGlobal sobre o envio e aceitação da proposta comercial enviada pela MGM e aceita pela CountourGlobal.
- /31/ Assinatura do contrato entre a CountourGlobal e a MGM para serviços de consultoria relativos ao MDL, emitido em 28 de maio de 2007.
- /32/ Planilha de cálculo das reduções de emissões. “Emissions Reductions São Domingos15May09.xls”
- /33/ ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica): Diretrizes para o leilão de energia (Ref. no 002/2006-ANEEL), emitido em 07 de junho de 2006.
- /34/ CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Preço spot histórico ou PLD: de 2002 a outubro de 2006, obtido do website da CCEE. Disponível em:
<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=a893f5b4ccd98110VgnVCM1000005e01010aRCRD>
- /35/ CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Preço histórico para o leilão de energia em 2005: Resultado Completo, obtido do website da CCEE. Disponível em:
http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?contentType=RESULTADO_LEILA



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

[O&vgnextoid=5e106db97ad5b010VgnVCM1000005e01010aRCRD&qryRESULTADO-LEILAO-CD-RESULTADO-LEILAO=e2f83afb5f884110VgnVCM1000005e01010a &x=9&y=7](http://www.dnv.com/nextoid=5e106db97ad5b010VgnVCM1000005e01010aRCRD&qryRESULTADO-LEILAO-CD-RESULTADO-LEILAO=e2f83afb5f884110VgnVCM1000005e01010a&x=9&y=7)

- /36/ CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Preço spot histórico ou PLD: de outubro de 2006 a março de 2007, obtido do website da CCEE. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=a893f5b4ccd98110VgnVCM1000005e01010aRCRD>
- /37/ Banco Central do Brasil (<http://www.bcb.gov.br>): Taxa SELIC histórica, disponível em: <http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS>
- /38/ CE do MDL: *Manual de Validação e Verificação*, versão 1.
- /39/ CE do MDL: Metodologia consolidada aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 8
- /40/ CE do MDL: *Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade*. Versão 05.2.
- /41/ Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (AND do Brasil): Carta de Aprovação, emitida em 17 de setembro de 2009.
- /42/ Estudo Preliminar Energético, emitido em 11 de janeiro de 2005, pela Rischbieter Engenharia Indústria e Comércio Ltda. (Documento Número: 101.01.05.008.001).
- /43/ CE do MDL: Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico. Versão 1.1.

As principais alterações entre a versão do DCP publicada para o período de comentário dos atores de 30 dias e a versão final enviada para registro são:

- 1) Capacidade instalada atualizada, de 24 MW para 24,3 MW;
- 2) Informações adicionais incluídas na seção A.4.3 sobre a mini-central e as linhas de transmissão;
- 3) Atualização da quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido;
- 4) A Seção C do DCP foi atualizada: o período de obtenção de créditos mudou de 7 anos (renovável) para 10 anos (fixo), a data de início da atividade do projeto foi redefinida para 30 de março de 2007, a data de início do período de obtenção de créditos foi redefinida para 01 de janeiro de 2010;
- 5) Atualização da versão da ACM0002, da versão 7 para a versão 8;
- 6) Informações atualizadas sobre o fator de emissão do sistema da rede brasileira;
- 7) Informações adicionais foram incluídas na seção B.5 do DCP sobre a séria consideração do MDL, inclusão de um novo cenário alternativo, informações complementares sobre a análise financeira e a análise de sensibilidade;
- 8) O plano de monitoramento foi revisado;
- 9) A Seção E do DCP foi atualizada com as informações adicionais sobre o processo de consulta aos atores locais;
- 10) As informações de contato dos participantes foram atualizadas;
- 11) O “Anexo 5 – Linha de tempo do projeto” foi incluído no DCP.
- 12) As alterações relacionadas às SACs e SEs identificadas no relatório de validação da DNV;



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

13) Correções devido a incorporação de informações submetidas em resposta ao pedido de revisão relacionados à adequação dos valores primários utilizados na análise de investimentos, barreiras de prática usual e análise de pratica comum.

Após a análise do DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010), a DNV emitiu este relatório de validação final e parecer.

3.2 Entrevistas de acompanhamento com os atores do projeto

Em 9 de outubro de 2008, foi feita uma visita ao local no escritório da Contour Global em São Paulo / SP; em 10 de outubro de 2008, foi feita uma visita ao local das instalações da atividade do projeto em São Domingos / GO. Representantes do proprietário do projeto, da Contour Global e da consultora do projeto, a MGM International, foram entrevistados para resolver as questões identificadas durante a análise feita no escritório do DCP.

A Tabela a seguir fornece as informações relativas às questões discutidas durante as visitas ao local:

	Data	Nome	Organização	Tópico
/44/	9 a 10 de outubro de 2008	Flávio José Costa Vaz	Contour Global	• Data de início do projeto • Adicionalidade
/45/	9 a 10 de outubro de 2008	Luiz Romeo Pereira D’Andrea	Contour Global	• Plano de monitoramento • Estimativa das reduções de emissões
/46/	9 a 10 de outubro de 2008	Victor Pulz Filho	MGM International	• Licenças ambientais e atendimento às exigências jurídicas
/47/	9 a 10 de outubro de 2008	Rocio Rodriguez	MGM International	• Processo de consulta aos atores locais
/48/	9 a 10 de outubro de 2008	Leandra Reis	MGM International	

3.3 Solução de questões pendentes

O objetivo desta fase da validação foi solucionar quaisquer questões pendentes que precisavam ser esclarecidas antes de obter uma conclusão positiva da DNV sobre a concepção do projeto. Para assegurar transparência, um protocolo de validação foi elaborado para o projeto. O protocolo mostra de maneira transparente os critérios (exigências), o modo de verificação e os resultados da validação dos critérios identificados. O protocolo de validação tem os seguintes objetivos:

- Ele organiza, detalha e esclarece as exigências que um projeto de MDL deve atender;
- Ele garante um processo de validação transparente, no qual o validador documentará o modo como uma exigência específica foi validada e o resultado da validação.

O protocolo de validação é constituído por três tabelas. As diferentes colunas dessas tabelas estão descritas na figura a seguir. O protocolo de validação completo para o “Projeto Hidrelétrica São Domingos II” está contido no Apêndice A deste relatório.

Os resultados encontrados durante a validação podem ser considerados como não atendimento aos critérios do MDL ou como uma identificação de um risco para o atendimento dos objetivos do projeto. Solicitações de Ação Corretiva (SAC) são emitidas nos casos em que:

- i) foram cometidos erros com uma influência direta sobre os resultados do projeto;
- ii) não foram atendidas exigências específicas do MDL e/ou da metodologia; ou



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

iii) existir um risco de que o projeto não seja aceito como um projeto de MDL ou que as reduções de emissões não sejam certificadas.

Uma Solicitação de Esclarecimento (SE) pode ser usada nos casos em que são necessárias informações adicionais para esclarecer totalmente uma questão.

Protocolo de validação -Tabela 1: Exigências obrigatórias para atividades do projeto de MDL		
Exigência	Referência	Conclusão
As exigências que o projeto deve atender.	Fornece referência à legislação ou a acordos em que a exigência é encontrada.	Isso é aceitável com base em evidências fornecidas (OK), em uma Solicitação de Ação Corretiva (SAC) de risco ou no não atendimento às exigências mencionadas ou em uma Solicitação de Esclarecimento (SE) para a qual são necessários esclarecimentos adicionais.

Protocolo de validação -Tabela 2: Lista de verificação das exigências				
Questão da lista de verificação	Referência	Modo de verificação (MoV)	Comentário	Conclusão Provisória e/ou Final
As várias exigências da Tabela 2 estão relacionadas às questões da lista de verificação que o projeto deve atender. A lista de verificação é organizada em diversas seções, seguindo a lógica do modelo do DCP de grande escala, versão 03 - em vigor desde: 28 de julho de 2006. Cada uma dessas seções é subdividida.	Fornece referência aos documentos em que é encontrada a resposta para a questão ou item da lista de verificação.	Explica como é investigado o atendimento à questão da lista de verificação. Exemplos de modos de verificação são a Análise de Documento (AD) ou a Entrevista (E). N/A significa não se aplica.	A seção é usada para elaborar e discutir a questão da lista de verificação e/ou o atendimento à questão. É também usada para explicar as conclusões alcançadas.	Isso é aceitável com base em evidências fornecidas (OK), ou em uma Solicitação de Ação Corretiva (SAC) devido ao não atendimento à questão da lista de verificação (Veja abaixo). Uma Solicitação de Esclarecimento (SE) é usada quando a equipe de validação identificou uma necessidade de esclarecimento adicional.

Protocolo de validação -Tabela 3: Solução das Solicitações de Ação Corretiva e das Solicitações de Esclarecimento			
Esclarecimentos referentes ao relatório preliminar e solicitações de ação corretiva	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da validação
Se as conclusões da validação preliminar forem uma SAC ou uma SE, elas devem ser relacionadas nesta seção.	Referência ao número da questão da lista de verificação na Tabela 2 em que a SAC ou a SE é explicada.	As respostas dadas pelos participantes do projeto durante as comunicações com a equipe de validação devem ser resumidas nesta seção.	Esta seção deve resumir as respostas e as conclusões finais da equipe de validação. As conclusões também devem ser incluídas na Tabela 2, em "Conclusão Final".

Figura 1 Tabelas do protocolo de validação



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

3.4 Controle de qualidade interno

O relatório de validação passou por uma análise técnica. A análise técnica foi realizada por um analisador técnico qualificado de acordo com o esquema de qualificação da DNV para validação e verificação do MDL.

3.5 Equipe de validação

A equipe de validação foi constituída pelas seguintes pessoas:

<i>Função / qualificação</i>	<i>Sobrenome</i>	<i>Nome</i>	<i>País</i>	<i>Tipo de envolvimento</i>					
				<i>Análise feita no escritório</i>	<i>Visita ao local / entrevistas</i>	<i>Elaboração de relatórios</i>	<i>Supervisão do trabalho</i>	<i>Revisão técnica</i>	<i>Contribuição especializada</i>
Validador para MDL / líder da equipe técnica	Leiroz	Andrea	Brasil	x			x		
Validador para MDL	Costa	David	Brasil	x	x	x			
Revisor técnico (preliminar, aplicante)	Deng	Cuiping	China					x	
Revisor técnico (preliminar)	Viddal	Mari	Noruega					x	
Revisor técnico (final, aplicante)	Flagstad	Ole A	Noruega					x	
Revisor técnico (final)	Yang	Weidong	EUA					x	

A qualificação de cada membro da equipe de validação está detalhada no Apêndice B deste relatório.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

4 RESULTADOS DA VALIDAÇÃO

Os resultados da validação estão indicados nas seções a seguir. Os critérios de validação (exigências), o modo de verificação e os resultados da validação dos critérios identificados estão documentados de forma mais detalhada no protocolo de validação no Apêndice A.

Os resultados da validação final relacionam-se à concepção do projeto conforme documentado e descrito no documento de concepção do projeto revisado e reenviado (Versão 04 de 30 de março de 2010) /2/.

4.1 Exigências de participação

O participante do projeto é a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. do Brasil. A Parte anfitriã Brasil atende a todas as exigências de participação pertinentes. O Brasil ratificou a Convenção-Quadro das Nações Unidas (UNFCCC) em 28 de fevereiro de 1994, e o Protocolo de Quioto em 23 de agosto de 2002. Nenhuma Parte participante incluída no Anexo I foi identificada ainda.

Nenhum financiamento público está envolvido e a validação não revelou nenhuma informação indicando que o projeto possa ser considerado como um desvio do financiamento da ODA para o Brasil.

4.2 Concepção do projeto

O “Projeto Hidrelétrica São Domingos II” envolve a construção de uma central hidrelétrica localizado no município de São Domingos, estado de Goiás, Brasil. A capacidade total instalada do projeto será de 24,3 MW, com uma previsão de fornecimento de energia à rede de 197 435 MWh ao ano. O projeto é uma nova central hidrelétrica com reservatório com densidade de potência de 16 W/m² /11/. O fator de carga esperado é de 92,75%. A planta é interligada à rede interligada brasileira.

A engenharia de concepção do projeto reflete as boas práticas. São Domingos II utiliza três turbinas Francis, cada uma com capacidade instalada de 8,291 MW e três geradores, cada um com capacidade instalada de 9 000 kVA. Cópias do Estudo de Viabilidade /3/ e do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) /10/, assim como o registro da planta na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) /11/ foram fornecidos ao participante do projeto durante a visita ao local em 9 e 10 de outubro de 2008. Foi confirmado, pela avaliação dos documentos referenciados, que a capacidade instalada estimada dos geradores de energia é 24,3 MW.

A área da superfície do reservatório em seu nível máximo é equivalente a 1,5 km². Portanto, a densidade de potência é de cerca de 16 W/m². Como o projeto é uma usina hidrelétrica com densidade de potência maior que 10 W/m², nenhuma emissão do projeto deve ser considerada de acordo com a ACM0002 (versão 8).

Um período de obtenção de créditos fixo de 10 anos foi selecionado, iniciando em 01 de janeiro de 2010 ou na data de registro da atividade do projeto de MDL, o que for posterior. A data de início da atividade do projeto é 30 de março de 2007, que corresponde à data de assinatura do contrato de obra civil /14/. A vida útil operacional esperada é 40 anos, com base na experiência do participante do projeto. A DNV conseguiu verificar, pela evidência documental emitida pela Eletrobrás /13/, que a vida útil média estimada para pequenas centrais hidrelétricas no Brasil é 50 anos. Portanto, a informação fornecida pelos participantes do projeto sobre a vida útil operacional esperada de 40 anos é aceitável.

Espera-se que o projeto diminua a dependência de combustíveis fósseis, contribua para melhores condições de trabalho e distribuição de renda, aumente as oportunidades de emprego e contribua para a integração regional e para a integração com outros setores, contribuindo assim para os objetivos de desenvolvimento sustentável do governo brasileiro.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

4.3 Determinação da linha de base

O projeto aplica a metodologia consolidada aprovada de linha de base ACM0002 (versão 8) - “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis” /39/.

A metodologia de linha de base aplicada é justificada porque foi demonstrado que a atividade do projeto proposta atende aos seguintes critérios:

- A DNV conseguiu confirmar, analisando as evidências documentais – /3/ /10/ /11/ /14/ – e a visita ao local, que o projeto é uma central hidrelétrica interligada à rede com um reservatório recém-construído, e que a densidade de potência do projeto é 16 W/m², maior que 4 W/m². A capacidade total instalada do projeto é 24,3 MW.
- O projeto é interligado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), cujos limites geográficos e do sistema estão claramente identificados e as informações sobre as características da rede estão disponíveis /21/.

O cenário da linha de base é de que um equivalente de eletricidade seria, na ausência da atividade do projeto, gerado na operação de grandes centrais termelétricas e hidrelétricas.

O fator de emissão da linha de base é determinado como uma margem combinada que consiste na combinação dos fatores da margem de operação e da margem de construção e será calculado *ex-post* para o período de obtenção de créditos fixo de 10 anos (veja a seção 4.6).

As fontes e gases selecionados são justificados para a atividade do projeto:

	<i>GEEs envolvidos</i>	<i>Descrição:</i>
<i>Emissões da linha de base</i>	CO ₂	<i>Sistema Interligado Nacional (SIN)</i>
<i>Emissões do projeto</i>	N/A	<i>A emissão do projeto é considerada zero, pois o projeto é um projeto de energia renovável (energia hidrelétrica) com densidade de potência de aproximadamente 16 W/m² e, portanto, maior que 10 W/m²</i>
<i>Fugas</i>	N/A	<i>Não existem fugas que precisem ser consideradas na aplicação desta metodologia</i>

A aplicação da metodologia de linha de base é transparente e conservadora.

4.4 Adicionalidade

De acordo com a ACM0002 (versão 8), a adicionalidade do projeto é demonstrada pela “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” /40/.

4.4.1 Consideração do MDL e ação contínua para assegurar o status de MDL

A data de início da atividade do projeto é 30 de março de 2007, que é a data de assinatura do contrato de obra civil /14/. A opinião da DNV é de que esta data representa corretamente a primeira data de compromisso financeiro da atividade do projeto, pois os contratos de compra dos principais equipamentos e com os fornecedores de serviços (turbinas, geradores, equipamentos elétricos, equipamentos mecânicos, tubulações, serviços de engenharia, entre outros) /17/ foram assinados após esta data, de 25 de maio de 2007 em diante.

A séria consideração do MDL antes do início do projeto foi demonstrada pela primeira auditoria /26/ realizada pela Contour Global, uma empresa que procura por projetos de energia renovável elegíveis para o Protocolo de Quioto no âmbito do mecanismo do MDL, em 06 de fevereiro de 2006. Após alguns meses de negociação entre a Contour Global e os dois principais acionistas da Santa Cruz (SMA, uma empresa de administração de imóveis comerciais local, e a ARS, uma empresa de comercialização e desenvolvimento de energia), a Contour Global adquiriu uma participação na Santa Cruz, pelo contrato de acionistas /28/



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

assinado em 31 de outubro de 2006, considerando a possibilidade das receitas do MDL de um projeto de energia renovável.

Como consequência, para prosseguir com o MDL, a Contour Global contratou pessoal para ficar encarregado do projeto e para contatar diversas empresas de consultoria de MDL /29/. Em março de 2007 a Contour Global decidiu aceitar a proposta comercial da MGM International – /30/ /31/ – para iniciar o desenvolvimento do DCP e para fornecer suporte a outras atividades correspondentes ao ciclo de MDL.

A seguinte linha de tempo da implementação do projeto demonstra que os incentivos de MDL foram considerados essenciais para a decisão de investir na atividade do projeto, além do que as ações efetivas e contínuas para assegurar o registro de MDL foram realizadas em paralelo com a implementação do projeto:

- Em 26 de novembro de 2001: Autorização como Produtor Independente de Energia (PIE) para a Santa Cruz Power Corporation. Resolução nº 510, emitida em 26 de novembro de 2001, pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) /4/;
- Em 21 de março de 2005: Contrato de investimento assinado entre a ARS Energia Ltda, SMA Administração de imóveis e Patrimônio S.A., Tânia Helou, Tatiana Helou e a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas Ltda., transferindo 90% das ações para a ARS /27/;
- Em 06 de fevereiro de 2006: A CountourGlobal realizou uma auditoria (Proposta de Investimento na Santa Cruz), em 06 de fevereiro de 2006, considerando a possibilidade das receitas do MDL de um projeto de energia renovável /26/;
- Em 19 de abril de 2006: Registro da planta na ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) pelo Despacho Nº 785 /11/;
- Em 18 de agosto de 2006: Alteração no tipo da empresa de Ltda. para S.A. e quantidade de turbinas na ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) pelo Despacho nº 1892 /5/;
- Em 31 de outubro de 2006: Contrato de Acionistas assinado pela Contour Global L.P., ARS Energia Ltda. e pela Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A., pelo qual a Contour Global adquiriu uma participação na empresa (Santa Cruz) /28/;
- Em janeiro de 2007: Reunião com as empresas de consultoria em MDL /29/;
- Em 17 de janeiro de 2007: Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE), contrato Nº 3637/2006 – 21440SE, assinado entre a Santa Cruz Power – SCP e a AES – Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. – AES – SUL /10/;
- De 02 de março de 2007 a 05 de abril de 2007: E-mails trocados entre a MGM e a CountourGlobal sobre o envio e aceitação da proposta comercial enviada pela MGM e aceita pela CountourGlobal /30/;
- Em 30 de março de 2007: Contrato de obras civis, assinado entre a Santa Cruz Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. e a CONSTRUCAP /14/;
- Em 28 de maio de 2007: Assinatura de contrato entre a CountourGlobal e a MGM para serviços de consultoria relativos ao MDL /31/;
- Em 29 de junho de 2007: Licença de Instalação e Ambiental, emitida pela Agência Ambiental do Estado de Goiás, válida até 25 de junho de 2009. Processo Nº 5601.38981/2001-1. Licença Nº 214/2007 /25/;
- Em 01 de outubro de 2007: Proposta comercial de validação do MDL enviada pela DNV à CountourGlobal /7/;
- Em 30 de outubro de 2007: Início do processo de consulta aos atores locais /6/;
- Em 12 de fevereiro de 2008: Assinatura do contrato entre a DNV e a CountourGlobal para serviços de validação /8/;



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Em 07 de maio de 2008: E-mail da CountourGlobal para a DNV, enviando o DCP para validação. Período para comentários dos atores globais: 16 de maio de 2008 a 14 de junho de 2008 /9/;
- De 09 a 10 de outubro de 2008: Visita ao local realizada pela DNV.

Ao verificar todas as evidências mencionadas acima, a DNV confirmou que estas evidências são confiáveis e demonstram que os incentivos do MDL foram um fator decisivo na decisão do participante do projeto de prosseguir com a atividade do projeto, e que foram tomadas ações contínuas e efetivas para assegurar o status de MDL para a atividade do projeto em paralelo com sua implementação.

4.4.2 Identificação de alternativas à atividade do projeto:

Três possíveis cenários da linha de base foram identificados e discutidos.

- a) a continuidade da situação atual com a eletricidade sendo fornecida pela rede interligada brasileira;
- b) a atividade do projeto proposta sem consideração do MDL: construção de uma nova planta de geração de energia hidrelétrica com capacidade instalada de 24,3 MW interligada à rede, mas não realizada como atividade do projeto de MDL; e
- c) a instalação de novas centrais termelétricas no sistema elétrico brasileiro para suprir a demanda de eletricidade do país.

Estes cenários atendem a todas as exigências legais e regulatórias. A DNV considera a lista de alternativas realistas e confiáveis como completa.

4.4.3 Análise de investimentos: Escolha da abordagem

Como o projeto proposto gera benefícios financeiros e econômicos, além da renda relacionada ao MDL resultante das vendas de eletricidade, e como a alternativa para o cenário da linha de base do projeto proposto não é um projeto de investimento similar, uma análise de benchmark (opção III) é justificada para realizar a análise de investimentos.

4.4.4 Análise de investimentos: Seleção do benchmark

A análise de benchmark é feita comparando a TIR do projeto (após os impostos) com o custo de oportunidade mais conservador da economia brasileira, conhecido como SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), que é a taxa de juros básica definida pelo Banco Central do Brasil, disponível em: http://www.portalbrasil.net/indices_selic.htm, que representa o retorno esperado de um fundo de investimento de baixo risco. A taxa SELIC é a média ponderada das taxas negociadas em acordos de recompra overnight garantidos por títulos do governo.

A base da taxa de desconto é a taxa SELIC definida pelo Banco Central do Brasil (<http://www.bcb.gov.br>). O projeto envolve um investimento de mais de 5 milhões de reais em uma fase.

A fonte da informação sobre o valor de 14,54% para a taxa SELIC (SELIC média para o período de julho de 2006 a outubro de 2006) foi avaliada e confirmada pela DNV.

O período escolhido de julho de 2006 a outubro de 2006 foi o período usado durante o fechamento financeiro. O fechamento financeiro é o Contrato de Acionistas, assinado em 31 de outubro de 2006, entre a Contour Global L.P., a ARS Energia Ltda. e a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A., pelo qual a Contour Global adquiriu uma participação na empresa (Santa Cruz), considerando a possibilidade das receitas do MDL.

A DNV conseguiu avaliar os valores históricos da taxa SELIC no website oficial do Banco Central do Brasil /37/. Foi verificado que a taxa SELIC média para o período de julho de 2006 a outubro de 2006 foi o valor mais baixo registrado desde 1996 até outubro de 2006. Isto é, quanto mais longo o período considerado antes desta data, maior será a taxa SELIC média e, conseqüentemente, o benchmark. Portanto, mesmo considerando um período curto, de julho



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

de 2006 a outubro de 2006, para determinar a taxa SELIC média, o valor médio de 14,54% é considerado conservador e apropriado pela DNV.

Assim, o uso da taxa SELIC como benchmark é considerado razoável pela DNV, considerando que vem de uma fonte nacional de informação confiável, como o Banco Central do Brasil, e já foi usada como indicador financeiro em outros projetos de MDL registrados.

4.4.5 Análise de investimentos: Parâmetros de entrada

A DNV comparou todos os parâmetros de entrada para a análise financeira incluída na planilha /15/ com os parâmetros mencionados nos documentos internos do departamento financeiro, contratos e propostas da CountourGlobal relativos aos principais equipamentos apresentados na planilha da análise de investimentos.

O total das despesas de capital é R\$ 124,478 milhões /15/ e são baseados em informações disponíveis na época da tomada de decisão de investimento pelos participantes do projeto e considera os investimentos feitos em equipamentos (turbinas, geradores, tubos, comporta e trilho, painel de controle, subestação e componentes eletrônicos), serviços (gerenciamento do projeto, engenharia e obras civis) e outras despesas como licenças ambientais, contingências etc. Estes parâmetros de entrada foram baseados nas propostas comerciais recebidas /16/, que foram emitidas de julho de 2005 a outubro de 2006, e foram verificados pela DNV. Embora os valores estimados tenham como base as propostas comerciais recebidas desde julho de 2005, os participantes do projeto consideraram que os valores apresentados nas propostas comerciais ainda eram válidos quando a decisão de investimento foi tomada (através do contrato de acionistas assinado em 31 de outubro de 2006 /28/), pois não era esperado que os preços variassem significativamente. A DNV considera a explicação fornecida pelos participantes do projeto razoável e aceitável.

O custo de operação e manutenção corresponde a 5% das receitas brutas. As entradas para todos os itens considerados nas hipóteses de operação e manutenção foram obtidas de projetos comparáveis e do conhecimento local do departamento interno de engenharia da Contour Global. A fonte do parâmetro de manutenção foi estimada com base na informação fornecida pela PSR – uma consultora de energia local. Os custos da operação previam a mão de obra e os custos da manutenção com peças de reposição e manutenção corretiva/preventiva.

Quando o projeto foi avaliado pela primeira vez, em 2006, o preço da energia de R\$ 117/MWh foi considerado para o caso básico. A tarifa considerada para a venda de energia teve como base os leilões de energia anteriores e o estudo de mercado. De acordo com a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), o preço histórico para o leilão de energia em 2005 foi R\$ 116/MWh /35/. Portanto, o preço foi escolhido observando as condições do mercado e o leilão anterior, porque no momento da análise não havia um CCVE disponível. O CCVE /10/ foi assinado somente em 17 de janeiro de 2007 e o preço da eletricidade foi definido como R\$ 124/MWh.

A tarifa de eletricidade assumida foi baseada nos leilões de energia anteriores e em pesquisa de mercado. De acordo com a CCEE (Camara Comercializadora de Energia Elétrica), o preço histórico do leilão de energia em 2005 foi de R\$ 116/MWh /35/ e esta informação está publicamente disponível e foi confirmada pela DNV. Na época em que o projeto foi avaliado pela primeira vez, em 2006, o preço da energia de R\$ 117/MWh foi assumido como base. Dessa forma, o preço foi escolhido observando-se as condições de mercado e os leilões anteriores, porque não havia um contrato de compra e venda de energia elétrica disponível no momento em que a análise foi feita. O contrato de compra e venda de energia elétrica /10/ foi assinado em 17 de janeiro de 2007 e o preço da energia foi estabelecido como sendo R\$ 124/MWh. Na atividade de projeto de MDL, o valor de R\$ 117/MWh foi usado, mas também considerando-se a tarifa de R\$ 124/MWh, a taxa interna de retorno é de 13,31% e abaixo do benchmark.

Com relação ao “Guia para reportar e validar os fatores de carga de planta” a DNV gostaria de declarar que o FCP de 92,75% usado na análise financeira tem sua fonte de informação o



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Estudo Preliminar Energético /42/, emitido em 11 de janeiro de 2005 por uma terceira parte para a fase de estudo de viabilidade. A DNV verificou o relatório de análise emitido por essa terceira parte e o FCP estimado foi a base para a avaliação da atividade de projeto proposta. Assim, o FCP da atividade de projeto está alinhado com a orientação sobre o FCP do Anexo 11 da reunião 48 do Conselho Executivo.

Portanto, é opinião da DNV que a seleção do FCP de 92,75% da atividade de projeto a qual a) tem sido estimada por uma terceira parte consultada, b) tem servido como base para a avaliação das características técnicas do projeto e c) a análise financeira, é considerado razoável.

O cálculo de taxas incluindo benefício de taxas provenientes de juros fora, descritas na planilha de análise financeira e checadas pela DNV. Com relação aos benefícios de taxas provenientes de juros, a companhia está sobre “lucro presumido”, regime dado pelo fato das receitas estarem abaixo de R\$ 48 milhões. As taxas sobre o lucro presumido mudam o cálculo de taxa sobre a receita de 34% ganhos anteriores à taxa para 3% da receita bruta. Pelo fato da empresa estar em lucro presumido, não existem benefícios de taxa do pagamento de juros sobre o empréstimo dado que a base para o cálculo das taxas é a receita e não os ganhos anteriores à taxa.

A DNV conseguiu confirmar que os parâmetros de entrada usados na análise financeira são razoáveis e representam adequadamente a situação econômica do projeto.

4.4.6 Análise de investimentos: Cálculo e conclusão

Embora a atual capacidade total instalada da atividade do projeto seja 24,3 MW, o investimento teve como base 24 MW, que foi a capacidade instalada considerada na análise financeira no momento da decisão de investimento. A DNV considera que o impacto dessa diferença na análise de investimentos é significativo e que o projeto ainda não seria considerado economicamente atraente. Além disso, como discutido na análise de sensibilidade, para atingir o benchmark de 14,54%, a capacidade instalada deve ser bem maior que 26 MW operando a plena capacidade.

Os cálculos da TIR do projeto foram fornecidos em uma planilha e verificados pela DNV /15/. As hipóteses usadas nos cálculos foram consideradas corretas pela DNV. A TIR do projeto ao longo de 32 anos, o período de 30 anos de um contrato de compra e venda de energia elétrica /10/ e 2 anos para a construção do projeto, foi considerada na análise de investimentos. A TIR sem as receitas do MDL é de 12,75 %, confirmando que o projeto na ausência dos benefícios do MDL não é financeiramente atraente, em comparação com o benchmark. Com as receitas da RCE a TIR do projeto aumenta para 15,78 %, que está acima do benchmark de 14,54%.

A vida útil considerada na análise de investimentos é de 32 anos. Isto considera 30 anos de um contrato de compra e venda de energia elétrica e 2 anos para a construção do projeto.

É opinião da DNV e os valores de entrada usados na análise de investimento são considerados válidos e aplicáveis uma vez que eles foram baseados em informações relevantes disponíveis na época que a tomada de decisão do investimento foi feita pelos participantes do projeto. O tempo da decisão de investimento e a consistência e a apropriação dos valores de entrada nessa época são razoáveis. Todos os valores primários ou de entrada foram checados pela DNV e esses foram consistentemente aplicáveis em todos os cálculos.

Assim, os parâmetros de entrada foram verificados como sendo válidos na época da tomada de decisão e, portanto, estão alinhados com os requerimentos do MVV (Manual de Validação e Verificação), incluindo o requerimento do parágrafo 109, e seção 6 do Guia da Análise de Investimento, Anexo 45 do relatório 41 do Conselho Executivo, que declara que “*Valores de entrada usados em todas as análises de investimento devem se válidas e aplicáveis na época da tomada de decisão de investimento pelos participantes do projeto*”.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

4.4.7 Análise de investimentos: Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade foi desenvolvida através da variação dos valores, incluindo as situações em que o benchmark é atingido, para os parâmetros relacionados a: preço da venda de eletricidade, geração de eletricidade, despesas de capital e custos de operação e manutenção (O&M).

- Variação do preço da venda de eletricidade: O preço em que a TIR atinge o benchmark de 14,54% é R\$ 139/MWh, mas o preço mais provável é R\$ 117/MWh, que resulta em uma TIR de 12,75%. O preço da venda de eletricidade de R\$ 139/MWh não é um valor possível de ser atingido e isso foi justificado pelas evidências documentais a seguir:
 - o A primeira são as diretrizes para o leilão de energia (Edital de Leilão nº 002/2006-ANEEL) /33/. Na página 11 deste documento, o preço inicial do leilão para projetos de hidrelétricas foi definido como R\$ 125/MWh e como R\$ 140/MWh para projetos de termelétricas. O leilão de energia é um leilão reverso; isto significa que sempre que o investidor fizer um lance, este tem que ser menor do que o anterior. Portanto, a probabilidade de que o preço alcance R\$ 139/MWh é zero neste caso.
 - o A segunda evidência é o preço spot histórico (ou PLD), de 2002 a outubro de 2006 (obtido do website da CCEE) /34/, próximo ao momento da análise para o leilão. O preço spot máximo para o período analisado foi R\$ 135/MWh. O valor máximo foi atingido somente durante 2 semanas, em janeiro de 2002. A probabilidade de atingir R\$ 139/MWh era muito baixa.

Com relação à previsão de possibilidades de preços futuros, estes normalmente têm como base os dados históricos. Como já mencionado, de acordo com o preço spot histórico de 2002 a outubro de 2006, o preço da eletricidade ficou sempre abaixo de R\$ 139/MWh. Além disso, a DNV avaliou o banco de dados da CCEE /36/ considerando o período desde o fechamento financeiro, em 31 de outubro de 2006, até a data de início da atividade do projeto, em 30 de março de 2007, para analisar o comportamento dos preços durante o período referenciado, que pode ser considerado como possibilidades de preços futuros, levando em consideração o momento da tomada de decisão de implementar o projeto de MDL. A DNV conseguiu verificar que, para o período referenciado, existe uma tendência clara mostrando que os preços diminuiriam ao longo do tempo, o que demonstra que não era provável que fosse atingido o preço de R\$ 139/MWh naquele momento. Também, a variação da geração de eletricidade não era possível, pois o preço de R\$ 124/MWh, que é menor que R\$ 139/MWh, e a geração já estavam estabelecidos no CCVE, assinado em 17 de janeiro de 2007. Do ponto de vista financeiro, as receitas são consideradas fixas e a única variação possível é com uma revisão da energia assegurada concedida.

- Despesas de capital (CAPEX, CAPITAL EXPENDITURES): Para atingir o benchmark de 14,54%, as despesas de capital teriam que ser reduzidas de R\$ 5,120 milhões/MW para R\$ 4,035 milhões/MW, representando uma redução de 21% nas despesas de capital. Isto é irrealista e sua ocorrência improvável, pois as despesas de capital de R\$ 5,120 milhões/MW se basearam em cotações preliminares obtidas do fabricante de equipamentos e da empreiteira de obras civis e nenhuma contingência ou custo adicional foi incluído no orçamento.
- Custos de operação e manutenção (O&M): Como os custos de operação e manutenção foram definidos pelos participantes do projeto como correspondendo a 5% do total das receitas, a análise de sensibilidade para O&M mostra que o impacto na TIR é muito baixo. Mesmo que os custos de O&M fossem eliminados, significando reduzir os custos de O&M de 5% para 0%, a TIR atinge 13,28%, que ainda é menor que o benchmark de 14,54%.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Geração de eletricidade: Considerando uma capacidade total instalada do projeto de 24,3 MW, com um fornecimento de energia previsto para a rede de 197 435 MWh/ano e um fator de carga esperado de 92,75%, a TIR do projeto é 12,75%. Para atingir o benchmark de 14,54%, a geração de eletricidade precisa ser aumentada para 225,5 GWh ao ano. Isto não pode ser atingido, pois corresponde a uma capacidade de aproximadamente 26 MW funcionando a 100% do fator de capacidade durante 8.760 horas/ano.

Considerando os diferentes cenários criados na análise de sensibilidade, através da variação dos valores dos parâmetros mencionados anteriormente e sem as RCEs, o valor da TIR oscila entre 12,09% e 14,43%, que é menor que a taxa SELIC média de 14,54%. Portanto, a análise de sensibilidade mostra que, mesmo com uma variação significativa dos principais indicadores, a TIR de projeto do projeto proposto é menor do que o benchmark.

A DNV conseguiu confirmar que as variações nos parâmetros críticos, no contexto da análise de sensibilidade, são razoáveis e a opinião da DNV é de que é improvável que ocorra uma variação nos parâmetros críticos de modo que a TIR atinja o benchmark. Assim, pode-se concluir que o projeto não é financeiramente atraente e, portanto, é adicional.

4.4.8 Análise de barreiras: Barreiras devidas à prática vigente de negócios

O ambiente regulatório para o setor elétrico passa por frequentes mudanças no Brasil, o que cria incertezas para os investidores e desenvolvedores de projetos similares de energia hidrelétrica.

Além disso, a DNV conseguiu avaliar as informações disponíveis ao público, publicadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), sobre a “Capacidade de Geração do Brasil” /12/. Foi possível verificar que as pequenas centrais hidrelétricas, com potência entre 1 MW e 30 MW, como definido pela ANEEL, representam apenas 2,65% da capacidade total instalada em operação no Brasil, enquanto as grandes centrais hidrelétricas, com potência maior que 30 MW, como definido pela ANEEL, e as centrais termelétricas representam 71,81% e 23,16%, respectivamente. Além disso, considerando as centrais em construção no Brasil, a participação das pequenas centrais hidrelétricas, em termos de capacidade instalada, representa apenas 5,61% contra os 60,10% e 34,41% das grandes centrais hidrelétricas e centrais termelétricas, respectivamente. Também, considerando as centrais hidrelétricas com licença prévia que ainda não puderam iniciar a construção, as pequenas centrais hidrelétricas representam 8,34% da capacidade total instalada que deve ser construída, o que é significativamente menor que os 33,65% e 48,90% das grandes centrais hidrelétricas e centrais termelétricas que devem ser construídas, respectivamente.

Através da análise desses dados publicamente disponíveis pela ANEEL, é possível confirmar que a prática usual no Brasil tem sido a construção de plantas hidroelétricas de grande porte e plantas termo-elétricas a gás natural. Esta prática comum se tornou uma barreira para se investir em projetos de energia renovável de pequeno porte similares a “Projeto Hidrelétrica São Domingos II”.

O aspecto essencial para a análise de prática comum foi focada na minoritária participação de pequenas centrais hidroelétricas (PCHs) no Brasil. DNV avaliou uma análise baseada em dados disponíveis em setembro de 2006 /12/, que confirma que:

- Existem 214 projetos de pequenas centrais hidroelétricas aprovados no Brasil entre 1998 e 2005, os quais ainda não iniciaram suas construções;
- Pequenas centrais hidroelétricas em operação correspondem a menos que 1,46% do total de energia elétrica gerada no país;
- Aproximadamente 74,65% e 21,54% de toda a energia gerada no Brasil tem sido gerada por hidroelétricas de grande porte e plantas termo-elétricas, respectivamente.

A iniciativa governamental para a criação de diversos programas como o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) é outra evidência de que projetos de energia renovável não são viáveis no contexto brasileiro e precisam de incentivos adicionais. Embora alguns programas e incentivos tenham sido lançados pelo governo ao



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

longo dos últimos anos, a dificuldade de fazer com que estas iniciativas sejam implementadas com sucesso demonstra as dificuldades e barreiras enfrentadas pelo setor privado para a implementação de projetos hidroelétricos de pequena escala no país. As principais barreiras são devido aos tipos de garantias requeridas e as cláusulas nos contratos dos financiadores do projeto.

É possível concluir que: i) a prática comum no Brasil tem sido a construção de plantas hidroelétricas de grande porte e, mais recentemente, plantas termo-elétricas movidas a gás natural, e ii) a construção de plantas termo-elétricas tem sido mais atrativas que a construção de pequenas centrais hidroelétricas.

A DNV também conclui que a prática usual, requerimentos políticos e regulatórios existentes teriam resultado na implementação de uma tecnologia de maior emissão. Estas barreiras claramente demonstram a percepção de alto risco para o mercado de energia de pequenas centrais hidroelétricas e desencoraja possíveis investidores do setor privado porque os incentivos não são suficientes para garantir a lucratividade do projeto.

Portanto a, DNV conseguiu verificar que a prática vigente de negócios no Brasil é a construção de grandes centrais hidroelétricas e centrais termelétricas, mas não de pequenas centrais hidroelétricas com capacidade instalada similar a do “Projeto Hidrelétrica São Domingos II”.

4.4.9 Análise da prática comum

Uma capacidade instalada total entre 1 MW e 30 MW é o intervalo definido para “pequenas centrais hidroelétricas” pela ANEEL no Brasil. Dessa forma, as regras do mercado aplicadas para a PCH São Domingos II são as mesmas aplicadas para outras PCHs com intervalo entre 1 MW e 30 MW e estatísticas estão disponíveis separadamente para este grupo de projeto /12/, como mencionado na tabela abaixo, que demonstra a capacidade instalada para plantas hidroelétricas de pequeno porte comparadas com a capacidade instalada total no país.

Plantas de Geração de Energia em Operação no Brasil				
Plantas de Geração de Energia em Operação				
Tipo	Quantidade	Capacidade Instalada em Operação (kW)	Potência Assegurada (kW)	%
CGH	316	182.551	180.950	0,17
EOL	38	712.880	709.284	0,66
PCH	357	3.017.339	2.973.182	2,77
SOL	1	20	20	0
UHE	165	75.471.427	75.646.599	70,54
UTE	1 324	28.421.637	25.723.687	23,99
UTN	2	2.007.000	2.007.000	1,87
Total	2 203	109.812.854	107.240.722	100

LEGENDA:
PCH: “Pequenas Centrais Hidrelétricas” (com uma capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW);
UHE: “Usinas Hidroelétricas” (com uma capacidade instalada maior que 30 MW);
UTE: “Unidades Termoelétricas”.

Mais importante, considerando a geração no Estado de Goiás, que é a região a qual o projeto está localizado, foi verificado que existem 15 hidroelétricas de pequeno porte (com uma capacidade instalada menor que 30 MW de acordo com a definição da ANEEL) em operação em 2010. Levando-se em consideração as características particulares do “Projeto Hidrelétrica São Domingos II”:

- i) é uma hidroelétrica de pequeno porte, como definido pela ANEEL, com uma capacidade instalada de 24 MW;
- ii) o projeto é definido como PIE – Produtor Independente de Energia;
- iii) é controlado por uma entidade privada, e;
- iv) a planta hidroelétrica não se aplicou para o PROINFA.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

A DNV verificou que não há plantas hidroelétricas de pequeno porte com características similares ao “Projeto Hidrelétrica São Domingos II” no Estado de Goiás, como é demonstrado na tabela abaixo:

Pequenas Centrais Hidroelétricas em operação no Estado de Goiás				
Número	Nome da Planta	Capacidade Instalada (MW)	Categoria*	Comentários
1	Alto Araguaia	0,8	SP	SP
2	Irara	30	PIE	PROINFA
3	Lago Azul	3,992	COM	Em operação desde 1990, ou seja, antes da regulamentação de 1995 que modificou todo o cenário de geração de energia.
4	Rochedo	4	SP	SP
5	Cachoeira do Lavrinha (São Patrício)	3,01	SP	SP
6	Piranhas	18	PIE	PROINFA
7	Santa Edwiges III	11,6	PIE	MDL
8	Santa Edwiges II	13	PIE	MDL
9	Riachão (Ex-Santa Edwiges I)	10,1	PIE	MDL
10	São Domingos II	24,3	PIE	A atividade de projeto proposta como MDL
11	Mosquitão	30	PIE	PROINFA
12	Planalto	17	PIE	MDL
13	Retiro Velho	18	PIE	PROINFA
14	Mambai II	12	PIE	PROINFA
15	Jataí	30	PIE	PROINFA

(*) Legenda da Categoria:
PIE – Produtor Independente de Energia
SP – Serviço Público

Concluindo, pode ser notado que São Domingos II não poderia ser considerado como prática comum já que não existem pequenas centrais hidroelétricas com condições similares como as da atividade de projeto proposta no Estado de Goiás, que é a região em que o projeto encontra-se localizado. A prática comum no Brasil é a instalação e operação de plantas de



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

geração de grande porte, como plantas termo-elétricas e hidroelétricas de grande porte, e dessa forma São Domingos II não se enquadra no tipo de cenário de prática usual.

4.5 Monitoramento

O projeto aplica a metodologia consolidada aprovada de monitoramento ACM0002 (versão 8) - “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis” /39/ em conjunto com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” /43/ para o fator de emissão da rede.

A metodologia de monitoramento selecionada é aplicável à atividade do projeto, pois envolve geração de energia renovável interligada à rede usando energia hidrelétrica.

O plano de monitoramento está de acordo com a metodologia de monitoramento. O plano de monitoramento dará oportunidade para medições reais das reduções de emissões atingidas.

O monitoramento dos indicadores de desenvolvimento sustentável não é exigido pela ACM0002 ou pela AND brasileira. Os impactos ambientais são considerados menores e serão monitorados pela central hidrelétrica e pela autoridade ambiental local durante a vida útil do projeto.

4.5.1 Parâmetros monitorados ex-post

Os detalhes dos dados a serem coletados, a frequência de registro dos dados e seu formato estão descritos no plano de monitoramento e foram considerados adequados.

A eletricidade gerada pela central hidrelétrica São Domingos II e fornecida à rede será medida on-line e monitorada constantemente usando medidores de eletricidade calibrados. Os dados serão registrados mensalmente e serão cruzados através do sistema de faturamento de acordo com procedimentos padrão.

Quatro medidores de energia serão instalados na instalação do projeto: um medidor para cada um dos 3 geradores e outro medidor que conta a geração total de eletricidade na central hidrelétrica. O fabricante dos medidores de energia é a ABB e o modelo é IDM 144. Estes medidores serão usados para controle interno e verificação de cruzamento dos dados. Para os medidores de controle interno o plano de calibração será definido durante o período de obtenção de créditos.

Existem também dois medidores para fins de faturamento (principal e backup), a serem instalados no ponto em que a energia será entregue. O fabricante dos medidores de energia é a Power Measurement e o modelo é ION 8600 (números de série PT-0804A405-01 e PT-0804A407-01).

Todos os medidores de energia, a serem usados como a fonte mais confiável e exata das informações para faturamento, serão calibrados anualmente, para assegurar a sua exatidão, que não deverá exceder +/- 0,2% de erro.

A área da superfície do reservatório em seu nível máximo também será medida anualmente desde o início do período de obtenção de créditos.

O fator de emissão (FE) para a rede elétrica do Brasil, incluindo Margem de Operação (OM), Margem de Construção (BM) e Margem Combinada (CM), será determinado anualmente ex-post, de acordo com os resultados dos cálculos a serem publicados pela AND brasileira /19/, seguindo as exigências da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.

Além disso, o participante do projeto usará a média ponderada da OM e BM ($w_{OM} = 0,5$ e $w_{BM} = 0,5$) durante o período de obtenção de créditos fixo de 10 anos.

Os dados serão arquivados em meio eletrônico e serão mantidos por dois anos após o final do último período de obtenção de créditos.

4.5.2 Parâmetros determinados ex-ante

O DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) usa os valores relacionados ao fator de emissão da rede elétrica brasileira para o ano de 2007, que se baseiam nas informações mais recentes publicadas pela AND brasileira /21/. Como verificado no website da AND brasileira /19/ o



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

fator de emissão da rede interligada brasileira foi calculado de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.

É importante destacar que o fator de emissão da rede elétrica brasileira para o ano de 2007, publicado pela AND brasileira, foi usado pelo participante do projeto no DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010), mas somente para estimar as reduções de emissões para o período de obtenção de créditos da atividade do projeto.

Portanto, o valor da margem combinada (CM) do fator de emissão usado no DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) de 0,1842 tCO₂e/MWh, com base nos dados de 2007 como publicado pela AND brasileira, não é usado no processo de verificação, mas precisa ser atualizado e verificado ex-post durante o processo de verificação.

4.5.3 Sistema de gerenciamento e garantia da qualidade

A autoridade e a responsabilidade pelo gerenciamento, monitoramento, medição e elaboração de relatórios do projeto foram estabelecidas, como descrito nas seções B.7.1, B.7.2 e no Anexo 4 do DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010). Os procedimentos estabelecidos refletem as boas práticas de monitoramento e elaboração de relatórios. Serão realizadas sessões de treinamento com o fabricante dos equipamentos e todos os procedimentos de operação serão explicados e definidos com base no manual do operador.

A equipe de operação e manutenção irá coordenar um programa de atividades com base nas necessidades de treinamento e manutenção identificadas durante a operação da central elétrica. Além disso, a equipe de operação e manutenção será responsável pela identificação e desenvolvimento dos procedimentos para análises de desempenho e ações corretivas do projeto, executadas regularmente.

4.6 Estimativa das emissões de GEE

De acordo com a ACM0002 (versão 8), não existem emissões de GEE do projeto de energia renovável e as fugas do projeto são zero.

As emissões da linha de base são calculadas multiplicando a eletricidade exportada pela atividade do projeto para a rede brasileira por um fator de emissões de rede determinado.

Os cálculos da redução de emissões foram apresentados, considerando a energia a ser fornecida à rede e a margem combinada, que consiste na média da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) para o sistema da rede interligada brasileira.

O coeficiente de emissão da margem combinada para a rede brasileira é determinado *ex-post* e será atualizado durante o processo de verificação de acordo com a ACM0002 (versão 8) - “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis” /39/ em combinação com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” /43/.

O fator de emissão do sistema interligado nacional é calculado pela AND brasileira de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” (Versão 01.1) usando os dados nacionais e/ou as informações publicadas por fontes oficiais e reconhecidas no Brasil, como o BEN (Balanço Energético Nacional), ANP (Agência Nacional de Petróleo), MCT (Ministério de Ciência e Tecnologia), MME (Ministério de Minas e Energia) e o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

Os dados de despacho foram a opção selecionada para o cálculo da margem de operação. O valor anual médio usado para a margem de operação (OM) é 0,2909 tCO₂e/MWh e para a margem de construção (BM) é 0,0775 tCO₂e/MWh. Como resultado, o valor da margem combinada (CM) usado para fins de estimativa das reduções de emissões no DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) é 0,1842 tCO₂e/MWh, que é calculado usando a equação 13 da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

A margem combinada (CM), considerando os valores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM), será determinada ex-post durante o processo de verificação para determinar as reduções de emissões reais obtidas pela atividade do projeto.

O total estimado pelo DCP de reduções de emissões de GEE do projeto é de 363 675 tCO₂e durante o período de obtenção de créditos fixo (10 anos), resultando em uma estimativa de reduções de emissões médias anuais de 36 368 tCO₂e.

O participante do projeto forneceu a planilha de reduções de emissões /32/ contendo as informações adequadas sobre a quantidade esperada de eletricidade renovável a ser despachada à rede pela central hidrelétrica e sobre o fator de emissão do sistema da rede elétrica brasileira.

Em resumo, os cálculos de GEE estão completos e são transparentes, e a exatidão dos dados foi verificada.

4.7 Impactos ambientais

A Pequena Central Hidrelétrica São Domingos II recebeu a Licença Ambiental de Instalação número 400/2005 emitida pela AGMA (Agência Goiana do Meio Ambiente) /24/. A permissão foi emitida após uma análise dos possíveis impactos ambientais – /22/ e /23/.

O participante do projeto forneceu evidências documentais durante a visita ao local relativas aos estudos ambientais, Licenças Ambiental e de Instalação - /22/, /23/, /24/ e /25/.

Portanto, foi confirmado pela DNV através da avaliação dos referidos documentos que o “Projeto Hidrelétrica São Domingos II” está de acordo com as leis nacionais e governamentais e atende às exigências do país anfitrião.

4.8 Comentários dos atores locais

O processo de consulta pública local foi realizado duas vezes pelos participantes do projeto. Isto foi necessário em razão das mudanças nas regras estabelecidas pela AND brasileira para realizar o processo de consulta pública. Essas mudanças nas regras aconteceram durante o processo de validação da atividade do projeto.

Assim, o primeiro processo de consulta pública foi realizado em outubro de 2007 pelo desenvolvedor do projeto /6/, seguindo as regras estabelecidas na Resolução nº 1 /20/ emitida pela CIMGC (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima), a AND brasileira.

Em março de 2008, a Resolução nº 7 /20/ foi publicada, modificando algumas das regras estabelecidas anteriormente na Resolução nº 1 relativas ao processo de consulta pública local. Portanto, de acordo com a Resolução nº 7, a lista completa das entidades que devem ser consultadas pelo patrocinador do projeto para comentários deve ser: Município, Câmara de Alderman, Agências ambientais do estado, Agências ambientais municipais, Ministério Público, Ministério Público Federal, Fórum Brasileiro de ONGs e Associações Comunitárias.

Assim, o segundo processo de consulta pública local foi realizado em julho de 2008 /6/.

Portanto, as cartas-convite foram enviadas pelo desenvolvedor do projeto às entidades listadas, informando o conteúdo completo do Documento de Concepção do Projeto, assim como o Anexo 3 relativo à contribuição da atividade do projeto para o desenvolvimento sustentável, que foram disponibilizados no seguinte link:

http://www.mgminter.com/stakeholder/Sao_Domingos_II_Hydroelectric_Project/.

As informações de contato também foram fornecidas nas cartas-convite para permitir que as entidades convidadas enviassem comentários, dúvidas e opinião sobre a atividade do projeto.

Como resultado, somente um comentário foi recebido em 18 de dezembro de 2007 das “Associações Comunitárias e Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (FBOMS)” sugerindo a adoção de outros critérios de sustentabilidade, como o Padrão Ouro no DCP. Como o critério do Padrão Ouro é opcional, nenhuma ação adicional foi necessária, pois o modelo do DCP usado está de acordo com as



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

exigências do MDL. Portanto, neste contexto, o documento de concepção do projeto não foi modificado pelo desenvolvedor do projeto.

O participante do projeto forneceu cópias das cartas-convite enviadas aos atores locais /6/ e os comentários recebidos foram incluídos no DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) /2/.

4.9 Comentários das Partes, Atores e ONGs

O DCP de 14 de março de 2008 foi disponibilizado ao público no website de Mudança do Clima da DNV e as Partes, atores e ONGs foram convidados, através do website de MDL, a fazer comentários durante um período de 30 dias, de 16 de maio de 2008 a 14 de junho de 2008. Nenhum comentário foi recebido.

APÊNDICE A

PROTOCOLO DE VALIDAÇÃO DO MDL

Tabela 1 Exigências obrigatórias para atividades do projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

Exigência	Referência	Conclusão
Sobre as Partes		
1. O projeto deve assistir às Partes incluídas no Anexo I no sentido de atender parte do seu compromisso de reduções de emissões nos termos do Artigo 3.	Protocolo de Quioto Art.12.2	Nenhuma Parte participante incluída no Anexo I foi identificada ainda.
2. O projeto deve assistir as partes não incluídas no Anexo I no sentido de contribuir com o objetivo principal da UNFCCC.	Protocolo de Quioto Art.12.2.	OK Tabela 2, Sessão E.4.1
3. O projeto deve ter a aprovação por escrito da participação voluntária da autoridade nacional designada de cada Parte envolvida.	Protocolo de Quioto Art. 12.5a, Modalidades e Procedimentos de MDL §40a	AND do Brazil: Carta de Aprovação emitida em 17 de setembro de 2009.
4. O projeto deve assistir as Partes não incluídas no Anexo 1 no sentido de alcançar o desenvolvimento sustentável e deve ter obtido confirmação do país anfitrião das mesmas.	Protocolo de Quioto Art.12.2, Modalidades e Procedimentos de MDL §40a	OK Tabela 2, Sessão A.3
5. Se o financiamento público das Partes incluído no Anexo I for utilizado para a atividade do projeto, tais partes deverão fornecer uma declaração de que tal financiamento não resultará em um desvio da assistência oficial ao desenvolvimento e de que é separado e não conta como parte das obrigações financeiras dessas Partes.	Resolução 17/CP.7, Modalidades e procedimentos de MDL Apêndice B, §2	OK A validação não revelou nenhuma informação indicando que o projeto possa ser considerado como um desvio do financiamento da ODA para o Brasil.
6. As partes que participam do MDL devem designar uma autoridade nacional para o MDL.	Modalidades e Procedimentos de MDL §29	OK A Autoridade Nacional Designada brasileira para o MDL é a Comissão Interministerial de

Exigência	Referência	Conclusão
		Mudança Global do Clima.
7. A parte anfitriã e a parte participante incluída no Anexo I devem ser signatárias do Protocolo de Quioto.	Modalidades de MDL §30/31a	OK O Brasil ratificou o Protocolo de Quioto em 23 de agosto de 2002.
8. O total designado da Parte participante incluída no Anexo I deve ter sido calculado e registrado.	Modalidades e procedimentos de MDL §31b	Nenhuma Parte participante incluída no Anexo I foi identificada ainda.
9. A parte participante incluída no Anexo I deve ter um sistema nacional estabelecido 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 de MDL §31b	Nenhuma Parte participante incluída no Anexo I foi identificada ainda.
Sobre adicionalidade		
10. As reduções de emissões de GEE devem ser adicionais a quaisquer outras que ocorram na ausência da atividade do projeto, ou seja, uma atividade do projeto de MDL é adicional se as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fonte forem reduzidas abaixo das que ocorreriam na ausência da atividade do projeto de MDL registrado.	Protocolo de Quioto Art.12.5c, Modalidades e Procedimentos de MDL §43	OK - Tabela 2, Seção B.3.1
Sobre a previsão de reduções de emissões e os impactos ambientais		
11. As reduções de emissões devem ser efetivas, mensuráveis e trazer benefícios de longo prazo relacionados à mitigação da mudança do clima.	Protocolo de Quioto Art.12.5b	OK - Tabela 2, Seção B.4 a B.7
Somente para projetos de grande escala		
12. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto, inclusive dos impactos transfronteiriços, deverá ser apresentada e, se esses impactos forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, deve ser realizada uma avaliação de impacto ambiental de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã.	Modalidades e Procedimentos de MDL §37c	OK - Tabela 2, Seção D.
Sobre o envolvimento dos atores		

Exigência	Referência	Conclusão
13. Os atores locais devem ser convidados a enviar comentários, deve ser disponibilizada uma síntese deles e deve ser explicado como foram devidamente considerados os comentários recebidos.	Modalidades e Procedimentos de MDL §37b	OK - Tabela 2, Seção E.
14. Partes, atores e ONGs credenciadas pela UNFCCC devem ter sido convidados para comentar as exigências de validação durante um mínimo de 30 dias, e o documento de concepção do projeto e os comentários devem ter sido disponibilizados ao público.	Modalidades e Procedimentos de MDL §40	OK - O DCP de 14 de março de 2008 foi disponibilizado ao público no website de Mudança do Clima da DNV e as Partes, atores e ONGs foram convidados, através do website de MDL, a fazer comentários durante um período de 30 dias, de 16 de maio de 2008 a 14 de junho de 2008. Nenhum comentário foi recebido.
Outras		
15. A metodologia de linha de base e monitoramento deve ser previamente aprovada pelo Conselho Executivo do MDL.	Modalidades e Procedimentos de MDL §37e	OK - Tabela 2, Seção B.1.1
16. Uma linha de base deve ser estabelecida com base no projeto específico, de forma transparente e levando em consideração as circunstâncias e políticas nacionais e/ou setoriais relevantes.	Modalidades e Procedimentos de MDL §45c,d	OK.
17. A metodologia de linha de base deve excluir a obtenção de RCEs provenientes de reduções de níveis de atividades fora da atividade do projeto ou por motivos de força maior.	Modalidades e Procedimentos de MDL §47	OK.
18. O documento de concepção do projeto deve seguir o formato do DCP de MDL da UNFCCC.	Modalidades e Procedimentos de MDL Apêndice B, Resolução do CE	OK - O documento de concepção do projeto está de acordo com a versão 03.1 do MDL - DCP.
19. As provisões para monitoramento, verificação e elaboração de relatórios	Modalidades e	OK.

Exigência	Referência	Conclusão
devem estar de acordo com as modalidades descritas nos Acordos de Marraqueche e com as decisões relevantes da COP/MOP.	Procedimentos de MDL §37f	

Tabela 2 Lista de verificação das exigências

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
A. Descrição geral da atividade do projeto <i>A concepção do projeto é avaliada.</i>					
A.1. Limites do Projeto <i>Os limites do projeto são os limites e fronteiras que definem o projeto de redução de emissões de GEE.</i>					
A. Os limites espaciais do projeto (geográficos) estão claramente definidos?	/1/	AD	Sim. O Projeto está localizado no rio São Domingos, no município de São Domingos, estado de Goiás, Brasil. A localização exata do projeto é definida usando coordenadas GPS latitude 13 ⁰ 24' 39" Sul, longitude 46 ⁰ 22' 47" Oeste.		OK
B. Os limites do sistema do projeto (componentes e instalações usados para mitigar os GEEs) estão claramente definidos?	/1/	AD	O limite do projeto está claramente definido como o local da atividade do projeto e o limite do sistema está definido como o sistema da rede interligada brasileira ao qual a planta do projeto será interligada por linha de transmissão.		OK
A.2. Exigências de participação <i>Referentes à Parte A, aos Anexos 1 e 2 do DCP, assim como ao glossário de MDL com relação aos termos Parte, Carta de Aprovação, Autorização e Participante do projeto.</i>					
A.2.1. Que Partes e participantes do projeto estão participando do projeto?	/1/	AD	A participante do projeto é a Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S.A. do Brasil. A Parte anfitriã Brasil atende a todas as exigências de participação		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			pertinentes. Nenhuma Parte participante incluída no Anexo I foi identificada ainda.		
A.2.2. Todas as Partes envolvidas forneceram uma carta de aprovação válida e completa e todos os participantes do projeto públicos/privados foram autorizados por uma Parte envolvida?	/1/	AD	A AND do Brasil confirmou que o projeto contribui a atingir o desenvolvimento sustentável.		OK
A.2.3. Todas as Partes participantes atendem às exigências de participação relacionadas a seguir: - Ratificação do Protocolo de Quioto - Participação voluntária - Uma Autoridade Nacional Designada	/1/	AD	Sim, o Brasil atende a todas as exigências.		OK
A.2.4. Possíveis financiamentos públicos das partes incluídas no Anexo I para o projeto não devem ser um desvio da assistência oficial para o desenvolvimento.	/1/	AD	A validação não revelou nenhuma informação indicando que o projeto possa ser considerado como um desvio do financiamento da ODA para o Brasil.		OK
A.3. Tecnologia a ser empregada <i>A validação da tecnologia do projeto se concentra na engenharia do projeto, na escolha da tecnologia e nas necessidades de competência/ manutenção. O validador deve garantir que sejam usados tecnologia e know-how sólidos e seguros do ponto de vista ambiental.</i>					
A.3.1. A engenharia de concepção do projeto reflete as boas práticas atuais?	/1/	AD	A engenharia de concepção do projeto reflete as boas práticas. São Domingos II utiliza três turbinas Francis, cada uma com capacidade instalada de 8,0 MW e três geradores, cada um com capacidade instalada de 8,1 MW. Documentos relevantes relacionados à	SE-1	OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			concepção do projeto ainda não foram fornecidos à DNV. Portanto, solicita-se os documentos a seguir: - cópia do estudo de viabilidade, especialmente a parte que apresenta a estimativa da capacidade da planta, geração da planta ao ano, densidade de potência e energia despachada para a rede; - cópia do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica; - registro da planta na Agência Nacional de Energia Elétrica.		
A.3.2. O projeto usa tecnologia de ponta ou a tecnologia resultaria em um desempenho significativamente melhor do que o das tecnologias normalmente usadas no país anfitrião?	/1/	AD	Não houve transferência de tecnologia, pois a tecnologia utilizada na atividade do projeto é brasileira.		OK
A.3.3. O projeto inclui previsões para atender às necessidades de treinamento e manutenção?	/1/	AD	A documentação do projeto não relata medidas para atender às necessidades de treinamento ou manutenção.	SE-14	OK
A.4. Contribuição para o desenvolvimento sustentável <i>Avalia-se a contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável.</i>					
A.4.1. O país anfitrião confirmou que o projeto ajuda a alcançar o desenvolvimento sustentável?	/1/	AD	O projeto está alinhado com as prioridades atuais de desenvolvimento sustentável do Brasil.	--	OK
A.4.2. O Projeto irá criar benefícios sociais e ambientais além das reduções de emissões de GEEs?	/1/	AD	Espera-se que o projeto diminua a dependência de combustíveis fósseis,		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			contribua para melhores condições de trabalho e distribuição de renda, aumente as oportunidades de emprego e contribua para a integração regional e para a integração com outros setores, contribuindo assim para os objetivos de desenvolvimento sustentável do governo brasileiro.		
B. Linha de base do projeto <i>A validação da linha de base do projeto determina se a metodologia de linha de base selecionada é adequada e se a linha de base selecionada representa um cenário da linha de base provável.</i>					
B.1. Metodologia de linha de base <i>É avaliado se o projeto aplica uma metodologia de linha de base adequada.</i>					
B.1.1. O projeto aplica uma metodologia aprovada e a versão correta dela?	/1/	AD	O projeto aplica a metodologia consolidada de linha de base aprovada ACM0002 (versão 8) - “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis”.		OK
B.1.2. Os critérios de aplicabilidade na metodologia de linha de base são atendidos?	/1/	AD	Sim. O projeto i) é um projeto de nova hidrelétrica com reservatório com densidade de potência de 16 W/m ² (maior que 4 W/m ²); ii) está interligado a uma rede elétrica, e: iii) as atividades do projeto não envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto		OK
B.2. Determinação do cenário da linha de base					

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
<i>A escolha do cenário da linha de base será validada com foco em se a linha de base é um cenário provável e se a metodologia para definir o cenário da linha de base foi seguida de maneira completa e transparente.</i>					
B.2.1. Qual é o cenário da linha de base?	/1/	AD	O cenário da linha de base é de que um equivalente de eletricidade seria, na ausência da atividade do projeto, gerado na operação de grandes centrais termelétricas e hidrelétricas.		OK
B.2.2. Quais os outros cenários alternativos considerados e por que o cenário selecionado é o mais provável?	/1/	AD	Não.		OK
B.2.3. O cenário da linha de base foi determinado de acordo com a metodologia?	/1/	AD	Sim.		OK
B.2.4. O cenário da linha de base foi determinado utilizando-se hipóteses conservadoras sempre que possível?	/1/	AD	Sim.		OK
B.2.5. O cenário da linha de base considera suficientemente as políticas nacionais e/ou setoriais relevantes, as tendências macroeconômicas e as aspirações políticas?	/1/	AD	Sim.		OK
B.2.6. A determinação do cenário da linha de base é compatível com os dados disponíveis e todas as referências aos documentos e fontes são claras?	/1/	AD	Sim. Todas as referências a documentos e fontes são claras.		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
B.2.7. Os principais riscos para a linha de base foram identificados?	/1/	AD	Sim.		OK
B.3. Determinação da adicionalidade <i>A avaliação da adicionalidade será validada com foco em se o próprio projeto não é um cenário da linha de base provável.</i>					
B.3.1. A adicionalidade do projeto é avaliada de acordo com a metodologia?	/1/	AD	De acordo com a ACM0002, a adicionalidade do projeto é demonstrada pela “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”.		OK
B.3.2. Todas as hipóteses foram estabelecidas de forma transparente e conservadora?	/1/	AD	A “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” inclui os seguintes passos: <i>Passo 1 - Identificação de alternativas à atividade do projeto de acordo com as leis e normas vigentes:</i> Os cenários da linha de base possíveis considerados são: a) a continuidade da situação atual com o fornecimento de eletricidade da rede interligada brasileira S-SE-CO e b) a atividade do projeto proposta sem a consideração do MDL: construção de uma nova planta de geração de energia hidrelétrica com capacidade instalada de 24 MW interligada à rede, mas não realizada como atividade do projeto de MDL. Os dois cenários atendem a todas as exigências jurídicas e regulatórias aplicáveis. Somente duas alternativas foram apresentadas no “Passo 1” do DCP. Solicita-		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			se que os proponentes do projeto incluam alternativa(s) adicional(is) no “Passo 1” do DCP, em vez de apenas duas. (SE 3) <i>Passo 2 - Análise de investimentos:</i> A barreira para investimentos está sendo estabelecida pela análise da TIR do projeto. A TIR do projeto de 12,75% está abaixo da TIR do benchmark selecionado, ou seja, a taxa de juros vigente no Brasil (taxa SELIC de 14,54 %) no momento em que a decisão de investimento foi tomada. A base da taxa de desconto é a taxa SELIC definida pelo Banco Central do Brasil (http://www.bcb.gov.br). O projeto envolve um investimento de mais de 5 milhões de reais em uma fase. Solicita-se que os proponentes do projeto incluam no DCP a fonte exata da informação relacionada à taxa de juros no Brasil (taxa SELIC de 14,54%) no momento em que a decisão de investimento foi tomada, incluindo o período em que o benchmark foi obtido. (SE 4) Uma análise de sensibilidade foi realizada diminuindo e aumentando em 5% e 10% o preço da venda de eletricidade, a taxa de câmbio e as despesas de capital. No melhor caso a TIR atinge 11,78%, abaixo do benchmark. A análise de sensibilidade não deve ser executada com variações fixas de 5	SE-3	
				SE-4	
				SAC-1	

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			ou 10%. As variações esperadas é que são interessantes. Para parâmetros com valores históricos, as variações mais antigas devem influenciar a faixa de sensibilidade. (SAC 1) Esclarecimento sobre a variação de cada parâmetro até que a TIR atinja o benchmark e a probabilidade da ocorrência deste cenário são necessários. A variação na geração de eletricidade e nos custos de O&M deve ser incluída na análise de sensibilidade. (SE 5) Não foi fornecida a planilha da análise de investimentos que tem que ser anexada para o registro de MDL. (SE 8) <i>Passo 3 – Análise de barreiras: Barreiras devidas à instabilidade da regulação do setor, barreiras para investimentos, barreiras institucionais e barreiras devidas à prática vigente de negócios são apresentadas.</i> <i>a) Barreiras devidas à prática vigente de negócios:</i> O ambiente regulatório para o setor elétrico passa por freqüentes mudanças no Brasil, o que cria incertezas para os investidores e desenvolvedores de projetos similares de energia hidrelétrica. No entanto, a barreira descrita é de natureza genérica. (SE 9) <i>Passo 4 – Análise da prática comum:</i> Foi discutido que projetos como o “Projeto Hidrelétrica São Domingos II” não são	SE-7	
				SE-8	
				SE-7	
				SE-8	

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			amplamente observados nem comumente realizados no Brasil. Foi informado que somente 1,5% da capacidade instalada no Brasil vem de projetos de pequenas hidrelétricas. A DNV solicita evidências documentais de que isto não é prática comum no país anfitrião.(SE 8)		
B.3.3. A evidência fornecida é suficiente para apoiar a relevância dos argumentos feitos?	/1/	AD	Veja B.3.2.	SAC-1 SE-6 SE-7 SE-8	OK
B.3.4. Se a data de início da atividade do projeto é anterior à data de validação, foi fornecida evidência suficiente de que o incentivo do MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade do projeto?	/1/	AD	A data de início da atividade do projeto é 30 de março de 2007 com uma vida útil operacional esperada de 40 anos. A data de início de uma atividade de projeto é a mais antiga entre as de implementação, construção e ação efetiva. Esclareça o evento que corresponde à data escolhida. A evidência da data de início do projeto precisa ser fornecida. Somente duas alternativas foram apresentadas no “Passo 1” do DCP. Solicita-se que os proponentes do projeto incluam alternativa(s) adicional(is) no “Passo 1” do DCP, em vez de apenas duas.	SE-2 SE-3	OK
B.4. Cálculo das reduções de emissões de GEE – Emissões do projeto <i>Avalia-se se as emissões do projeto foram estabelecidas de acordo com a metodologia e se a argumentação para a</i>					

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
<i>escolha dos fatores e valores padrão – quando for o caso – é justificada.</i>					
B.4.1. Os cálculos estão documentados de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente?	/1/	AD	Como o projeto tem uma densidade de potência maior que 10 W/m ² , não existem emissões do próprio projeto.		OK
B.4.2. Foram usadas hipóteses conservadoras para calcular as emissões do projeto?	/1/	AD	Veja B.4.1.		OK
B.4.3. As incertezas nas estimativas de emissão do projeto foram adequadamente abordadas?	/1/	AD	Veja B.4.1.		OK
B.5. Cálculo das reduções de emissões de GEE – Emissões da linha de base <i>Avalia-se se as emissões da linha de base foram estabelecidas de acordo com a metodologia e se a argumentação para a escolha dos fatores e valores padrão – quando for o caso – é justificada.</i>					
B.5.1. Os cálculos estão documentados de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente?	/1/	AD	As emissões da linha de base são calculadas multiplicando a eletricidade exportada pela atividade do projeto para a rede S-SE-CO por um fator de emissões de linha de base da rede determinado. Os cálculos da redução de emissões foram apresentados, considerando a energia a ser fornecida à rede e a margem combinada, que consiste na média da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) para a rede brasileira S-SE-CO.		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			O coeficiente de emissão da margem combinada para a rede S-SE-CO é determinado <i>ex-ante</i> de acordo com a ACM0002 (versão 8) em conjunto com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Os cálculos se baseiam nos dados de geração de eletricidade fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a eletricidade gerada na rede nos anos de 2004 a 2006. Estes eram os dados de geração de eletricidade mais recentes disponíveis no momento do envio do DCP. Como a rede elétrica brasileira tem mais de 50% de recursos de baixo custo/inflexíveis, o método de OM simples ajustada foi considerado na determinação da margem de operação (OM). O coeficiente de emissão da margem de construção (BM) foi calculado considerando as 20% mais recentes adições de capacidade das centrais (em MWh) no sistema elétrico. O coeficiente de emissão da margem de operação (OM) é calculado como 0,4749 tCO₂e/MWh e o coeficiente de emissão da margem de construção (BM) é 0,0903 tCO₂e/MWh, resultando em um coeficiente de emissão da margem combinada de 0,2826 tCO₂e/MWh (média ponderada da margem de construção e de operação).		

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			O total estimado pelo DCP de reduções de emissões de GEE do projeto é de 363 675 tCO₂e durante o primeiro período de obtenção de créditos (7 anos), resultando em uma estimativa de reduções de emissões médias anuais de 36 368 tCO₂e. Uma planilha para o cálculo das reduções de emissões não foi fornecida para confirmar esta estimativa. A DNV solicita os dados usados para a determinação da linha de base, a planilha de cálculo para o fator de emissão de rede, os cálculos dos coeficientes de emissão de OM e BM usados para estimar as reduções de emissões. Os dados usados para cálculo têm que ser fornecidos junto com as fontes dos dados.	SE-16	
B.5.2. Foram usadas hipóteses conservadoras para calcular as emissões da linha de base?	/1/	AD	Veja B.5.1.	SE-16	OK
B.5.3. As incertezas nas estimativas das emissões da linha de base foram adequadamente abordadas?	/1/	AD	Veja B.5.1.	SE-16	OK
B.6. Cálculo das reduções de emissões de GEE – Fugas <i>Avalia-se se as emissões das fugas foram estabelecidas de acordo com a metodologia e se a argumentação para a escolha dos fatores e valores padrão – quando for o caso – é justificada.</i>					
B.6.1. Os cálculos das fugas estão documentados de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente?	/1/	AD	Não existem fugas do projeto.		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
B.6.2. Foram usadas hipóteses conservadoras para calcular as emissões das fugas?	/1/	AD	Veja B.6.1.		OK
B.6.3. As incertezas nas estimativas das emissões das fugas foram adequadamente abordadas?	/1/	AD	Veja B.6.1.		OK
B.7. Reduções de emissões <i>As reduções de emissões devem ser efetivas, mensuráveis e trazer benefícios de longo prazo relacionados à mitigação da mudança do clima.</i>					
B.7.1. As reduções de emissões são efetivas, mensuráveis e trazem benefícios de longo prazo relacionados à mitigação da mudança do clima.	/1/	AD	Espera-se que o projeto reduza as emissões de CO ₂ em 363 675 tCO ₂ e (36 368 tCO ₂ e/ano em média) durante o primeiro período de obtenção de créditos renovável de 10 anos.		OK
B.8. Metodologia de monitoramento <i>Avalia-se se o projeto aplica uma metodologia de monitoramento adequada.</i>					
B.8.1. O plano de monitoramento está documentado de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente?	/1/	AD	Sim, a metodologia consolidada aprovada de monitoramento ACM0002 (versão 8) - “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis” foi usada em combinação com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” para o fator de emissão de rede.		OK
B.8.2. Todos os dados monitorados exigidos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta	/1/	AD	Os dados serão arquivados em meio eletrônico e serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
atividade do projeto, o que ocorrer por último?			créditos.		
B.9. Monitoramento das emissões do projeto <i>Está definido se o plano de monitoramento proporciona dados confiáveis e completos da emissão do projeto ao longo do tempo?</i>					
B.9.1. O plano de monitoramento abrange a coleta e o arquivamento de todos os dados relevantes necessários para estimar ou medir as emissões de gases de efeito estufa dentro do limite do projeto durante o período de obtenção de créditos?	/1/	AD	De acordo com a exigência da CE, a DNV conseguiu verificar que a densidade de potência é maior que 10 W/m ² , assim nenhuma fuga ou emissão do projeto precisa ser considerada. No entanto, o tamanho do reservatório será monitorado anualmente e este é, portanto, um indicador de GEE do projeto.		OK
B.9.2. As escolhas dos indicadores de GEE do projeto são razoáveis e conservadoras?	/1/	AD	Veja B.9.1		OK
B.9.3. O método de medição está claramente indicado para cada valor de GEE a ser monitorado e é considerado adequado?	/1/	AD	Veja B.9.1		OK
B.9.4. Os equipamentos de medição estão descritos e são considerados adequados?	/1/	AD	Veja B.9.1		OK
B.9.5. A exatidão da medição está abordada e é considerada adequada? Existem procedimentos estabelecidos para lidar com medições errôneas?	/1/	AD	Veja B.9.1		OK
B.9.6. O <i>intervalo</i> de medição está identificado e é considerado adequado?	/1/	AD	Veja B.9.1		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
B.9.7. O procedimento de <i>registro, monitoramento, medição e elaboração de relatórios</i> está definido?	/1/	AD	Veja B.9.1		OK
B.9.8. Estão identificados os procedimentos para <i>manutenção</i> dos equipamentos de monitoramento e instalações? Os intervalos de calibração estão sendo cumpridos?	/1/	AD	Veja B.9.1		OK
B.9.9. São identificados procedimentos para controle dos registros de rotina (inclusive quais registros manter, a área de armazenamento dos registros e como processar a documentação do desempenho)?	/1/	AD	Veja B.9.1		OK
B.10. Monitoramento das emissões de linha de base <i>É definido se o plano de monitoramento proporciona dados confiáveis e completos da emissão da linha de base ao longo do tempo.</i>					
B.10.1. O plano de monitoramento inclui a coleta e arquivamento de todos os dados relevantes necessários para determinar as emissões de linha de base durante o período de obtenção de créditos?	/1/	AD	Os detalhes dos dados a serem coletados, a frequência de registro dos dados e seu formato estão descritos no plano de monitoramento e foram considerados adequados. A eletricidade gerada pela central hidrelétrica e fornecida à rede será medida a cada hora e registrada mensalmente usando medidores de eletricidade calibrados. A energia gerada pela central será multiplicada pelo coeficiente de emissão da margem combinada para a rede.		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			De acordo com a ACM0002, a nota fiscal da eletricidade deve ser fornecida para controle da qualidade dos dados e verificação cruzada. A área da superfície do reservatório em seu nível máximo também será medida anualmente desde o início do período de obtenção de créditos. De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, o fator de emissão de CO2 da margem de operação (EFOM) e o fator de emissão de CO2 da margem de construção (EFBM) precisam ser especificados ex-ante. No entanto, a seção B.6.2 do DCP não menciona todos os parâmetros que precisam estar disponíveis na validação.	SE-10 SE-11	
B.10.2. As escolhas dos indicadores de GEE da linha de base são razoáveis e conservadoras?	/1/	AD	Veja B.10.1	SE-10 SE-11	OK
B.10.3. O método de medição está claramente definido para cada indicador da linha de base a ser monitorado e é também considerado adequado?	/1/	AD	Os detalhes dos dados a serem coletados, a frequência de registro dos dados e seu formato estão descritos no plano de monitoramento e foram considerados adequados.		OK
B.10.4. Os equipamentos de medição estão descritos e são considerados adequados?	/1/	AD	Sim. A eletricidade gerada pela central hidrelétrica e fornecida à rede será medida a cada hora e registrada mensalmente usando medidores de eletricidade calibrados.		OK
B.10.5. A exatidão da medição é abordada e considerada	/1/	AD	Veja B.10.1	SE-10	OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
adequada? Existem procedimentos estabelecidos para como lidar com medições errôneas?				SE-11 SE-12	
B.10.6. O <i>intervalo</i> de medição para os dados da linha de base está identificado e é considerado adequado?	/1/	AD	Veja B.10.1	SE-10 SE-11	OK
B.10.7. O procedimento de <i>registro, monitoramento, medição e elaboração de relatórios</i> está definido?	/1/	AD	A autoridade e a responsabilidade pelo gerenciamento, monitoramento, medição e elaboração de relatórios do projeto foram estabelecidas.		OK
B.10.8. Estão identificados os procedimentos para <i>manutenção</i> dos equipamentos de monitoramento e instalações? Os intervalos de calibração estão sendo cumpridos?	/1/	AD	A documentação do projeto não relata medidas para atender às necessidades de treinamento ou manutenção. Não existem informações sobre os intervalos de calibração.	SE-14 SE-9	OK
B.10.9. São identificados procedimentos para controle dos registros de rotina (inclusive quais registros manter, a área de armazenamento dos registros e como processar a documentação do desempenho)?	/1/	AD	Sim. Os procedimentos para controle dos registros de rotina estão identificados na documentação do projeto.		OK
B.11. Monitoramento de fugas <i>É avaliado se o plano de monitoramento permite dados confiáveis e completos sobre fugas ao longo do tempo.</i>					
B.11.1. O plano de monitoramento abrange a coleta e arquivamento de todos os dados relevantes necessários para determinar as fugas?	/1/	AD	De acordo com a ACM0002 versão 8, nenhuma emissão de fuga precisa ser considerada. De acordo com a exigência da CE, a DNV conseguiu verificar que a densidade de		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			potência é maior que 10 W/m ² , assim nenhuma fuga ou emissão do projeto precisa ser considerada. No entanto, o tamanho do reservatório será monitorado anualmente e este é, portanto, um indicador de GEE do projeto.		
B.11.2. As escolhas dos indicadores das fugas do projeto são razoáveis e conservadoras?	/1/	AD	Veja B.6.2		OK
B.11.3. O método de medição está claramente indicado para cada valor das fugas a ser monitorado e é considerado adequado?	/1/	AD	Veja B.6.2		OK
B.12. Monitoramento dos indicadores do desenvolvimento sustentável / impactos ambientais <i>É avaliado se as escolhas dos indicadores são razoáveis e completas de forma a monitorar o desempenho sustentável ao longo do tempo.</i>					
B.12.1. O monitoramento dos indicadores de desenvolvimento sustentável / impactos ambientais é garantido pela legislação do país anfitrião?	/1/	AD	Nem a ACM0002 nem a Resolução nº 1 da AND brasileira exigem o monitoramento dos indicadores sociais ou ambientais.		OK
B.12.2. O plano de monitoramento abrange a coleta e arquivamento dos dados relevantes relativos aos impactos ambientais, sociais e econômicos?	/1/	AD	Veja B.12.1.		OK
B.12.3.5.1.4 Os indicadores do desenvolvimento sustentável estão alinhados com as prioridades nacionais estabelecidas no País Anfitrião?	/1/	AD	Veja B.12.1.		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
B.13. Planejamento do gerenciamento do projeto <i>Verifica-se se a implementação do projeto está preparada adequadamente e se os pontos críticos são abordados.</i>					
B.13.1. A autoridade e a responsabilidade pelo gerenciamento geral do projeto estão claramente descritas?	/1/	AD	A autoridade e a responsabilidade pelo gerenciamento, monitoramento, medição e elaboração de relatórios do projeto foram estabelecidas. As autoridades e responsabilidades pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios não estão claramente definidas.	SE-13	OK
B.13.2. São identificados procedimentos para treinamento do pessoal de monitoramento?	/1/	AD	A documentação do projeto não relata medidas para atender às necessidades de treinamento ou manutenção.	SE-14	OK
B.13.3. Estão identificados os procedimentos de preparação para emergências que possam causar emissões não intencionais?	/1/	AD	Não estão previstas emissões não intencionais.		OK
B.13.4. São identificados procedimentos para análise dos resultados/dados relatados?	/1/	AD	Não existem procedimentos identificados para análises do desempenho do projeto e ações corretivas.	SE-15	OK
B.13.5. São identificados procedimentos para ações corretivas para fornecer monitoramento e elaboração de relatórios futuros mais exatos?	/1/	AD	Veja B.13.3.	SE-15	OK
C. Duração do projeto / período de obtenção de créditos <i>Avalia-se se os limites temporários do Projeto estão claramente</i>					

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
<i>definidos.</i>					
C.1.1. A data de início e a vida útil operacional do projeto estão claramente definidas e evidenciadas?	/1/	AD	A data de início da atividade do projeto é 30 de março de 2007 com uma vida útil operacional esperada de 40 anos. A data de início de uma atividade de projeto é a mais antiga entre as de implementação, construção e ação efetiva. Esclareça o evento que corresponde à data escolhida. A evidência da data de início do projeto precisa ser fornecida.	SE-2	OK
C.1.2. O início do período de obtenção de créditos está claramente definido e é razoável?	/1/	AD	Um período de obtenção de créditos fixo de 10 anos foi selecionado, com início em 01 de janeiro de 2010 ou na data de registro da atividade do projeto de MDL, o que for posterior.		OK
D. Impactos ambientais <i>Será avaliada a documentação sobre a análise dos impactos ambientais, e se considerada significativa, deve ser fornecido um EIA para o validador.</i>					
D.1.1. Uma análise dos impactos ambientais da atividade do projeto foi descrita de forma suficiente?	/1/	AD	A Pequena Central Hidrelétrica São Domingos II recebeu a Licença Ambiental de Instalação número 400/2005 emitida pela AGMA (Agência Goiana do Meio Ambiente). A licença foi emitida após uma análise dos possíveis impactos ambientais. A DNV solicita evidências documentadas da emissão da Licença Ambiental de Instalação e de estudos ambientais.	SE-17	OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
D.1.2. Existe alguma exigência da Parte anfitriã para um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e, caso afirmativo, existe um EIA aprovado?	/1/	AD	Veja D.1.1	SE-17	OK
D.1.3. O projeto vai gerar efeitos ambientais adversos?	/1/	AD	Veja D.1.1	SE-17	OK
D.1.4. Os impactos ambientais transfronteiriços foram considerados na análise?	/1/	AD	Veja D.1.1	SE-17	OK
D.1.5. Os impactos ambientais identificados foram abordados na concepção do projeto?	/1/	AD	Veja D.1.1	SE-17	OK
D.1.6. O projeto atende à legislação ambiental do país anfitrião?	/1/	AD	Veja D.1.1	SE-17	OK
E. Comentários dos atores <i>O validador deve assegurar que os atores foram convidados a enviar comentários pelos meios de comunicação adequados e que quaisquer comentários recebidos foram devidamente considerados.</i>					
E.1.1. Os atores pertinentes foram consultados?	/1/	AD	Os atores locais, como os Governos municipais e as Câmaras Municipais, o Ministério Público do estado, as agências ambientais estaduais e municipais, o Fórum Brasileiro de ONGs e as associações comunitárias, foram convidados a comentar o projeto, de acordo com as exigências da Resolução nº 1 da AND brasileira. Entretanto, de acordo com a Resolução nº 7 (5 de março de 2008), solicita-se que o	SE-18	OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

QUESTÃO DA LISTA DE VERIFICAÇÃO	Ref.	MoV*	COMENTÁRIOS	Concl. Prov.	Concl. Final
			participante do projeto convida o Ministério Público Federal. SE 18	SE 19	
E.1.2. Os meios de comunicação adequados foram utilizados para solicitar comentários dos atores locais?	/1/	AD	Veja E.1.1	SE 18 SE 19	OK
E.1.3. Se um processo de consulta pública é exigido pelas normas/legislação do país anfitrião, o processo de consulta pública foi realizado de acordo com essas normas/legislação?	/1/	AD	Veja E.1.1	SE 18 SE 19	OK
E.1.4. Foi fornecida uma síntese dos comentários recebidos dos atores?	/1/	AD	Somente um comentário foi recebido, que sugeriu o uso de outros critérios de sustentabilidade, como o uso do Padrão Ouro no DCP. Nenhuma ação é exigida, pois o modelo do DCP usado está de acordo com a exigência do MDL. Portanto, a concepção do projeto não exigiu nenhuma modificação. SE 19	SE 19	OK
E.1.5. Os comentários recebidos dos atores foram devidamente considerados?	/1/	AD	Veja E.1.4		OK

Tabela 2b: Lista de verificação de exigências adicionais do MVV versão 1 (CE 44)

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prov.	Concl. Final
A.5. Carta de Aprovação					
A.1.1 É a CA recebida diretamente da AND ou através do participante do projeto.	-	AD	AND do Brasil: Carta de Aprovação emitida em 17 de setembro de 2009. A Carta de Aprovação foi recebida diretamente do participante do projeto e a aprovação da atividade de projeto, que significa que o projeto recebeu a Carta de Aprovação da AND do Brasil, foi confirmada através da página eletrônica da DNA do Brasil na internet.	-	OK
A.6. Concepção do projeto					
A.2.1 O DCP descreve a atividade do projeto de MDL com todos os elementos pertinentes de forma transparente e exata?	/2/	AD	Sim. A atividade do projeto é descrita de forma transparente e exata. O local do projeto, a capacidade de geração, as turbinas e os parâmetros foram todos confirmados durante a visita ao local.		OK
A.2.2 A atividade do projeto de MDL no início da validação foi construída ou a atividade do projeto de MDL usa instalações ou equipamentos existentes?	/14/	AD/E	O projeto é um projeto de hidrelétrica recém-construída, construída antes da validação. O contrato de construção foi assinado em 30 de março de 2007.		OK
A.2.3 O projeto é um projeto de grande escala, um projeto de pequena escala com média anual de reduções de emissões acima de 15 000 toneladas ou um projeto de pequena escala atrelado? A visita ao local foi realizada?	/2/	AD/E	O projeto é um projeto de grande escala, a atividade do projeto tem uma capacidade instalada de 24,3 MW e a visita ao local foi realizada por um auditor da DNV qualificado em 09 e 10 de outubro de 2008.		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prov.	Concl. Final
A.2.4 A atividade do projeto envolveu alteração das instalações existentes? Caso tenha envolvido, as diferenças entre a atividade pré-projeto e pós-projeto foram claramente definidas no DCP?	/2/	AD/E	Não. O projeto é um projeto de nova hidrelétrica recém-construída e, portanto, não existe alteração na instalação existente. Esta informação também foi confirmada durante a visita ao local.		OK
A.7. As emissões do projeto não foram abordadas pela metodologia					
A.3.1 A metodologia descreve todas as fontes de emissão do projeto para a atividade do projeto que contribuem para 1% das reduções de emissões? As fontes que a metodologia não leva em consideração não são pertinentes (p.ex., consumo de cimento e ferro para construção das centrais hidrelétricas).	/2/	AD	Sim.		OK
A.8. Documentação das emissões da linha de base					
A.4.1 Documentação da determinação da linha de base: a. Todas as hipóteses e dados usados pelos participantes do projeto estão listados no DCP e nos documentos relacionados a serem enviados para registro. Os dados estão referenciados adequadamente. b. Toda a documentação é relevante e está corretamente citada e interpretada. c. As hipóteses e os dados podem ser considerados razoáveis d. Políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais relevantes são consideradas e relacionadas no DCP. e. A metodologia foi corretamente aplicada para identificar o que teria ocorrido na ausência da	/2/ /3/ /10/ /11/ /21/ /22/ /23/ /24/ /25/ /32/	AD	a. Todas as hipóteses e dados usados pelo participante do projeto estão listados no DCP. b. Sim. c. Sim. d. Sim. e. Sim. A linha de base é determinada diretamente de acordo com a metodologia ACM0002 (versão 8). A metodologia foi aplicada corretamente para identificar três alternativas realistas e confiáveis para o projeto: <u>Cenário 1:</u> A atividade do projeto proposta não realizada como uma atividade do projeto de MDL;		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prov.	Concl. Final
atividade do projeto de MDL proposta			<u>Cenário 2:</u> Continuidade das tendências atuais da rede interligada brasileira; e <u>Cenário 3:</u> Construção de uma central termelétrica com capacidade instalada similar. A <i>Alternativa 1</i> envolve uma central hidrelétrica com 24,3 MW não realizada como um projeto de MDL. Esta alternativa não é financeiramente atraente e enfrenta uma barreira proibitiva que evita sua implementação. O cenário da linha de base é de que um equivalente de eletricidade seria, na ausência da atividade do projeto, gerado na operação de grandes centrais termelétricas e hidrelétricas, que são representadas pelas alternativas 2 e 3.		
A.9. Documentação dos cálculos					
A.5.1 Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões - Todas as hipóteses e dados usados pelos participantes do projeto estão listados no DCP e nos documentos relacionados enviados para registro. Os dados estão referenciados adequadamente - Toda a documentação está corretamente citada e interpretada. - Todos os valores usados podem ser considerados razoáveis no contexto da atividade do projeto	/2/ /3/ /10/ /11/ /21/ /22/ /23/ /24/ /25/ /32/	AD	Sim. A capacidade instalada é de 24,3 MW e a estimativa de geração de eletricidade no DCP é de cerca de 190 GWh ao ano para o período de obtenção de créditos fixo. Esta estimativa está consistente com o estudo de viabilidade e com o CCVE. Outras estimativas como a tarifa de eletricidade, custo de		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prov.	Concl. Final
A metodologia foi aplicada corretamente para calcular as reduções de emissões e isso pode ser reproduzido pelos dados fornecidos no DCP e pelos arquivos de apoio a serem enviados para registro.			construção etc. também estão consistentes e foram confirmadas pela DNV como sendo adequadas. - Sim. - Sim. O cálculo da redução de emissões no DCP está consistente com a Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico. As reduções de emissões são calculadas multiplicando a quantidade líquida de eletricidade gerada e despachada para a rede pelo “Projeto Hidrelétrica São Domingos II” pelo fator de emissão do Sistema Nacional Interligado, que será determinado ex-post.		
A.10. Implementação do plano de monitoramento					
A.6.1 Como foram avaliados os planos para implementação do plano de monitoramento, gerenciamento dos dados, procedimentos de GQ/CQ? Até que ponto as reduções de emissões obtidas pelo projeto podem ser monitoradas ex-post e verificadas posteriormente por uma EOD?	/2/ /32/	AD	Os planos para implementar o plano de monitoramento, o gerenciamento dos dados, os procedimentos de GQ/CQ no DCP foram avaliados durante a visita ao local e são considerados razoáveis e suficientes. Para estimar as reduções de emissões, somente um parâmetro “a geração líquida de energia” precisa ser monitorado ex-post de acordo com a ACM0002. Este parâmetro será monitorado ex-post de acordo com o plano de monitoramento e,		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prov.	Concl. Final
			portanto, a redução de emissões deste projeto pode ser verificada posteriormente por uma EOD com razoável confiança		
A.11. Consideração do MDL antes da data de início					
A.7.1 A consideração prévia do MDL para a atividade do projeto está de acordo com o CE41 anexo 46	/14/	AD	A data de início da atividade do projeto é 30 de março de 2007, que é a data de assinatura do contrato de obra civil /14/. A opinião da DNV é que esta data representa corretamente a data mais antiga do compromisso financeiro da atividade do projeto, pois os contratos de compra com os fornecedores dos principais equipamentos (turbinas e geradores) foram assinados após esta data. A séria consideração do MDL antes do início do projeto foi demonstrada pela primeira auditoria /26/ realizada pela Contour Global, uma empresa que procura por projetos de energia renovável elegíveis para o Protocolo de Quioto no âmbito do mecanismo do MDL, em 06 de fevereiro de 2006. Após alguns meses de negociação entre a Contour Global e os dois principais acionistas da Santa Cruz (SMA, uma empresa de administração de imóveis comerciais local, e a ARS, uma empresa de comercialização e		OK

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

Questão da lista de verificação	Ref.	MoV*	Comentários	Concl. Prov.	Concl. Final
			desenvolvimento de energia), a Contour Global adquiriu uma participação na Santa Cruz, pelo contrato de acionistas /28/ assinado em 31 de outubro de 2006, considerando a possibilidade das receitas do MDL de um projeto de energia renovável. Como consequência, para prosseguir com as questões de MDL, a Contour Global contratou pessoal para ficar encarregado da questão e para contatar diversas empresas de consultoria de MDL /29/. Em março de 2007 a Contour Global decidiu aceitar a proposta comercial da MGM International – /30/ /31/ – para iniciar o desenvolvimento do DCP e para fornecer suporte a outras atividades correspondentes ao ciclo de MDL. Ao verificar todas as evidências mencionadas acima, a DNV confirmou que estas evidências são confiáveis e, portanto, considera que os incentivos do MDL foram um fator decisivo na decisão do participante do projeto de prosseguir com a atividade do projeto, e que foram tomadas ações contínuas e efetivas para assegurar o status de MDL para a atividade do projeto, em paralelo com sua implementação.		

* MoV = Modo de Verificação, AD = Análise de Documento, E = Entrevista
 Protocolo de Validação de MDL – Relatório no. 2008-0706, rev. 02

Tabela 3 Solução das Solicitações de Ação Corretiva e das Solicitações de Esclarecimento

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
SAC 1 Uma análise de sensibilidade foi realizada diminuindo e aumentando em 5% e 10% o preço da venda de eletricidade, a taxa de câmbio e as despesas de capital. No melhor caso a TIR atinge 11,78%, abaixo do benchmark. A análise de sensibilidade não deve ser executada com variações fixas de 5 ou 10%. As variações esperadas é que são interessantes. Para parâmetros com valores históricos, as variações mais antigas devem influenciar a faixa de sensibilidade.	B.3.2 B.3.3	Foram incluídas informações adicionais no DCP para mostrar que a conclusão sobre a atratividade financeira é robusta em relação à variação razoável nas hipóteses críticas.	Foram incluídas informações adicionais no DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) relativas à análise de sensibilidade e a planilha financeira /15/ também foi fornecida pelo participante do projeto. A análise de sensibilidade foi desenvolvida através da variação dos valores para os parâmetros relacionados a: preço da venda de eletricidade, geração de eletricidade, despesas de capital e custos de operação e manutenção (O&M). Estes parâmetros foram selecionados por serem os com maior probabilidade de oscilar ao longo do tempo. Foram realizadas análises financeiras alterando cada um destes parâmetros e avaliando qual seria o impacto na TIR do projeto. De acordo com a análise de sensibilidade, é improvável que o projeto seja financeiramente atraente, em razão de sua TIR permanecer mais baixa que o benchmark. A SELIC média para o período de julho de 2006 a outubro de

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
			2006 (análise financeira do projeto) foi 14,54%. Considerando os diferentes cenários criados na análise de sensibilidade, através da variação dos valores dos parâmetros mencionados anteriormente e sem as RCEs, o valor da TIR oscila entre 12,09% e 14,43%, que é menor que a taxa SELIC média de 14,54%. Na planilha da análise financeira, é possível ver que a TIR da atividade do projeto é igual a 12,75% sem as RCEs, e com a renda gerada pelos resultados das RCEs fica em 15,78%. Portanto, a SAC 1 é considerada encerrada.
SAC 2 Solicita-se que o proponente do projeto comprove a séria consideração do MDL antes da data de início do projeto e comprove a ação continuada, em paralelo com a implementação do projeto. Isto também precisa ser elaborado no DCP, seção B.5.	B.3.4	Foram incluídas informações adicionais no DCP para comprovar a séria consideração do MDL antes da data de início do projeto e para comprovar a ação continuada, em paralelo com a implementação do projeto. A linha de tempo foi incluída no Anexo 5 do DCP. A documentação de apoio foi fornecida à EOD.	A data de início da atividade do projeto proposta é 30 de março de 2007, que é considerada a data em que uma ação efetiva da atividade do projeto começou, e corresponde à data de assinatura do contrato de obra civil /14/. A Contour Global (CG) realizou uma auditoria, considerando a possibilidade das receitas do MDL de um projeto de energia renovável, em fevereiro de 2006

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
			/26/. Em 31 de outubro de 2006, com a assinatura do contrato de acionistas /28/, a CG comprou uma participação na empresa, considerando a possibilidade das receitas do MDL de um projeto de energia renovável. Como consequência, para prosseguir com as questões de MDL, a Contour Global contratou pessoal para ficar encarregado da questão e para contatar diversas empresas de consultoria de MDL /29/. Em março de 2007 a Contour Global decidiu aceitar a proposta comercial da MGM International /30/ para iniciar o desenvolvimento do DCP e para fornecer apoio a outras atividades correspondentes ao ciclo de MDL. Informações detalhadas foram incluídas na seção B.5 do DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) para comprovar a séria consideração do MDL antes da data de início do projeto. Além disso, uma linha de tempo foi incluída no Anexo 5 do DCP para comprovar a ação continuada para o MDL, em paralelo com a implementação do projeto. As evidências documentais de apoio para a

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
			linha de tempo também foram fornecidas pelo participante do projeto. Portanto, a SAC 2 é considerada encerrada.
SE 1 Documentos relevantes relacionados à concepção do projeto ainda não foram fornecidos à DNV. Portanto, solicita-se os documentos a seguir: - cópia do estudo de viabilidade, especialmente a parte que apresenta a estimativa da capacidade da planta, geração da planta ao ano, densidade de potência e energia despachada para a rede; - cópia do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica; - registro da planta na Agência Nacional de Energia Elétrica.	A.3.1	Estes documentos foram fornecidos durante a visita de validação.	Cópias do Estudo de Viabilidade /3/ e do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) /10/, assim como o registro da planta na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) /11/ foram fornecidos pelo participante do projeto durante a visita ao local em 09 e 10 de outubro de 2008. Embora o DCP afirme que a capacidade instalada é 24 MW, foi confirmada, pela avaliação dos documentos referenciados, a capacidade instalada estimada de 24,3 MW e a área da superfície do reservatório em seu nível máximo é equivalente a 1,5 km ² . Portanto, a densidade de potência é de cerca de 16 W/m ² . Como o projeto é uma usina hidrelétrica com densidade de potência maior que 10 W/m ² nenhuma emissão do projeto tem que ser considerada de acordo com a ACM0002. A quantidade esperada de eletricidade a ser gerada e despachada

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
			para a rede é de aproximadamente 190 000 MWh/ano. Portanto, a SE 1 é considerada encerrada.
SE 2 A data de início da atividade do projeto é 30 de março de 2007 com uma vida útil operacional esperada de 40 anos. A data de início de uma atividade de projeto é a mais antiga entre as de implementação, construção e ação efetiva. Esclareça o evento que corresponde à data escolhida. A evidência da data de início do projeto precisa ser fornecida.	B.3.4 C.1.1	A data de início é em março de 2007 e corresponde à assinatura do contrato da obra civil. Contrato fornecido à EOD com a linha de tempo.	O participante do projeto forneceu evidências documentais para demonstrar a data de início da atividade do projeto, definida como 30 de março de 2007, que corresponde à data de assinatura do contrato de obra civil /14/. Portanto, a SE 2 é considerada encerrada.
SE 3 Somente duas alternativas foram apresentadas no “Passo 1” do DCP. Solicita-se que os proponentes do projeto incluam alternativa(s) adicional(is) no “Passo 1” do DCP, em vez de apenas duas.	B.3.2	Alternativa adicional foi incluída no Passo 1 do DCP.	Uma alternativa adicional, descrita como “Construção de uma central termelétrica”, foi incluída e discutida na seção B.5 do DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) /2/. Portanto, a SE 3 é considerada encerrada.
SE 4 Solicita-se que os proponentes do projeto incluam no DCP a fonte exata da informação relacionada à taxa de juros no Brasil (taxa SELIC de 14,54%) no momento em que a decisão de investimento foi tomada, incluindo o período em que o benchmark foi obtido.	B.3.2	A fonte da informação relacionada à taxa de juros no Brasil foi incluída em uma nota de rodapé no DCP. As informações sobre o ano e o valor da taxa SELIC de 14,54% (SELIC média para o período de julho de 2006 a outubro de 2006) foram incluídas no	A fonte da informação sobre o valor da taxa SELIC de 14,54% (SELIC média para o período de julho de 2006 a outubro de 2006) foi incluída na seção B.5 do DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) /2/. Portanto, a SE 4 foi encerrada.

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		DCP.	
SE 5 Esclarecimento sobre a variação de cada parâmetro até que a TIR atinja o benchmark e a probabilidade da ocorrência deste cenário são necessários. A variação na geração de eletricidade e nos custos de O&M deve ser incluída na análise de sensibilidade.	B.3.2 B.3.3	As informações e os esclarecimentos sobre a variação de cada parâmetro foram incluídos no DCP junto com a variação dos custos de O&M. A variação da geração de eletricidade não foi incluída na análise de sensibilidade, pois o preço e a geração já estavam definidos, com baixa probabilidade de variação de acordo com a explicação a seguir. CCVE Os contratos de energia são essencialmente contratos de preço multiplicado pelo volume ou fixo R\$/MWh (ajustado pela inflação) multiplicado pela energia contratada, com obrigação de aquisição. Na geração de centrais hidrelétricas, é necessário considerar a significativa mitigação fornecida pelo conceito de Energia Assegurada e pelo Mecanismo de Realocação de Energia. A energia assegurada é a quantidade de energia que uma planta de geração tem o direito de comercializar por meio de contratos bilaterais. A energia assegurada é um número determinado	O DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) foi atualizado com informações e esclarecimentos adicionais sobre a variação de cada parâmetro relacionado à TIR, incluindo as situações em que o benchmark é atingido. A variação da geração de eletricidade não foi incluída na análise de sensibilidade, pois o preço e a geração já estavam definidos e a probabilidade de variação é muito baixa. Portanto, a SE 5 é considerada encerrada.

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		pelos planejadores do governo que reflete as condições hidrológicas esperadas. Isso é, o valor da energia assegurada reflete a capacidade de produção sustentável das instalações hidrelétricas e é calculada executando 2000 simulações estocásticas (com base em dados hidrológicos observados e considerando um intervalo de confiança de 95%). Considerando isso, as centrais hidrelétricas irão gerar uma quantidade igual ou maior que a energia assegurada durante 95% do tempo. No caso de São Domingos II, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) concedeu ao projeto 22,4 MW de energia assegurada. Este valor é a quantidade de energia definida no contrato de compra e venda de energia elétrica que pode ser comercializada. Do ponto de vista financeiro, as receitas são consideradas fixas e a única variação possível é através de uma revisão da energia assegurada concedida; que pode ser revisada a cada cinco anos em até 5% e está limitada a 10% durante a vida útil da central	

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		elétrica. Por outro lado, o princípio de realocação de energia considera que, apesar de a geração de cada central hidrelétrica ser variável, devido às condições hidrológicas, a geração agregada de todas as centrais hidrelétricas do sistema é mais estável. Em outras palavras, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) tenta minimizar o risco hidrológico. Este mecanismo foi criado para conciliar a necessidade de despacho centralizado com a minimização da exposição do gerador hidrelétrico a um preço spot. Este mecanismo deve garantir que, nas condições normais de operação do sistema elétrico, os geradores receberão a receita associada à sua energia assegurada através da transferência da geração que apresenta superávit para os geradores que apresentam déficit. Isto é, as centrais hidrelétricas individuais irão cumprir suas obrigações contratuais. No caso improvável (5% de probabilidade) de a geração agregada efetiva ser menor que a energia assegurada agregada, as	

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		centrais hidrelétricas individuais terão que cobrir sua insuficiência de geração proporcional com os preços spot vigentes. De acordo com o exposto acima não existe sensibilidade na geração de energia, pois o preço e a geração já estão definidos e a probabilidade de variação é muito baixa.	
SE 6 Não foi fornecida a planilha da análise de investimentos que tem que ser anexada para o registro de MDL.	B.3.2 B.3.3	A planilha da análise de investimentos foi anexada.	A planilha da análise de investimentos /15/ foi fornecida pelo participante do projeto. As fontes das informações e as fórmulas usadas foram avaliadas pela DNV e consideradas adequadas. Portanto, a SE 6 é considerada encerrada.
SE 7 O ambiente regulatório para o setor elétrico passa por freqüentes mudanças no Brasil, o que cria incertezas para os investidores e desenvolvedores de projetos similares de energia hidrelétrica. No entanto, a barreira descrita é de natureza genérica.	B.3.2 B.3.3	Foram incluídas informações adicionais no DCP para explicar a barreira.	O participante do projeto incluiu informações adicionais no “Subpasso 3a”, seção B.5 do DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) /2/, para fornecer mais informações sobre as frequentes alterações, a complexidade e as exigências do mercado regulatório no setor elétrico brasileiro. Portanto, a SE 7 é considerada encerrada.
SE 8	B.3.2	Foram incluídas informações adicionais	O participante do projeto forneceu uma

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
Foi discutido que projetos como o “Projeto Hidrelétrica São Domingos II” não são amplamente observados nem comumente realizados no Brasil. Foi informado que somente 1,5% da capacidade instalada no Brasil vem de projetos de pequenas hidrelétricas. A DNV solicita evidências documentais de que isto não é prática comum no país anfitrião.	B.3.3	no DCP (uma figura ilustrando as informações e a fonte dos dados em uma nota de rodapé). Documentação adicional foi fornecida à EOD.	planilha eletrônica /18/ para demonstrar a análise da prática comum. Informações adicionais e referências foram também incluídas no DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) /2/, para demonstrar que as pequenas centrais hidrelétricas não representam a prática comum no Brasil. A capacidade instalada total das pequenas centrais hidrelétricas realmente não é significativa (aproximadamente 2,5%) em comparação com a capacidade total instalada do país. Essas informações foram avaliadas pela DNV no website da ANEEL que é a Agência Nacional de Energia Elétrica do Brasil. O valor de 1,5% mencionado no DCP é relativo à fração de pequenas centrais hidrelétricas em operação com uma faixa de capacidade instalada entre 20 MW e 28 MW, que é similar à capacidade instalada da atividade do projeto. A explicação adicional e as evidências documentais fornecidas pelo participante do projeto foram consideradas apropriadas e razoáveis pela DNV. Portanto, a SE 8 é

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
			considerada encerrada.
SE 9 Não existem informações sobre os intervalos de calibração.	B.10.8	A eletricidade gerada pela PCH São Domingos II será medida e monitorada por um sistema de medição e faturamento denominado SMF; este sistema compreende um painel de medição e um link de telecomunicação (via satélite) que enviará dados para a CCEE¹. Antes de sua efetiva operação, o sistema SMF será calibrado nos laboratórios de calibração da CELG² e da Embratel³ seguindo os procedimentos e atendendo às normas para equipamentos nacionais e importados. Os resultados da calibração serão enviados para a CCEE, ONS⁴ e ANEEL⁵ para aprovação. A CELG irá calibrar os medidores, e os certificados serão mantidos pelo proprietário e estarão disponíveis para o verificador sempre que ele solicitar. Os equipamentos serão calibrados	Informações adicionais sobre os procedimentos de calibração, responsabilidades, frequência e exatidão foram incluídas na seção B.7.2 do DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) /2/. A energia gerada pela São Domingos II será constantemente medida e monitorada com medição on-line e sistema de faturamento de acordo com os procedimentos padrão. Todos os medidores serão calibrados anualmente, para assegurar sua exatidão que não deverá ser menor que (+/- 0,2%). Portanto, a SE 9 é considerada encerrada.

¹ CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

² CELG: Centrais Elétricas de Goiás - Concessionária de Energia Local

³ Embratel: Empresa Brasileira de Telecomunicações

⁴ ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

⁵ ANEEL: Agencia Nacional de Energia Elétrica.

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		anualmente, e os certificados de calibração serão anexados a relatórios de acompanhamento. Se durante o ano ocorrerem discrepâncias significativas de leitura, ambos os calibradores serão calibrados novamente. A Santa Cruz Power Corporation assinará um contrato com a CELG, pelo qual esta última irá monitorar, operar e manter o sistema de medição SMF. Todos os medidores serão calibrados anualmente, para assegurar sua exatidão que não deverá exceder (+/- 0,2%). Se forem encontrados erros maiores do que os permitidos pelas normas, os medidores serão retirados do painel e passarão pelos reparos e calibrações necessários.	
SE 10 De acordo com a ACM0002, a nota fiscal da eletricidade deve ser fornecida para controle da qualidade dos dados e verificação cruzada.	B.10.1 B.10.2 B.10.5 B.10.6	As informações sobre controle da qualidade e verificação cruzada foram incluídas no DCP.	As informações adicionais sobre controle da qualidade dos dados e verificação cruzada foram incluídas na seção B.7.2 do DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) /2/. A energia gerada pela São Domingos II será constantemente medida e monitorada com medição on-line e sistema de faturamento de acordo com os

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
			procedimentos padrão. Portanto, a SE 10 é considerada encerrada.
SE 11 De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, o fator de emissão de CO ₂ da margem de operação (EFOM) e o fator de emissão de CO ₂ da margem de construção (EFBM) precisam ser especificados ex-ante. No entanto, a seção B.6.2 do DCP não menciona todos os parâmetros que precisam estar disponíveis na validação.	B.10.1 B.10.2 B.10.5 B.10.6	O DCP foi atualizado com o parâmetro disponível na validação.	O DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) usa valores relacionados ao fator de emissão da rede elétrica brasileira para o ano de 2007, que também foi publicado pela AND brasileira /21/. Como verificado no website da AND brasileira /19/ o fator de emissão da rede brasileira integrada foi calculado de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”. Os dados de despacho foram a opção selecionada para o cálculo da margem de operação. O valor anual médio usado para a margem de operação (OM) é 0,2909 tCO ₂ e/MWh e para a margem de construção (BM) é 0,0775 tCO ₂ e/MWh. Como resultado, o valor da margem combinada (CM) usado no DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) é 0,1842 tCO ₂ e/MWh, que é calculado usando a equação 13 da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. É importante destacar que o fator de emissão da rede elétrica brasileira para o ano de 2007, publicado pela AND brasileira, foi calculado ex-ante pelo participante do projeto no DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010), mas somente

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
			para estimar as reduções de emissões para o período de obtenção de créditos da atividade do projeto. Portanto, o valor da margem combinada (CM) usado no DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) de 0,1842 tCO₂e/MWh, com base nos dados de 2007 como publicado pela AND brasileira, não deverá ser usado no processo de verificação. Consequentemente, o fator de emissão (FE) para a rede elétrica do Brasil, incluindo OM, BM e CM, será determinado anualmente ex-post, após o registro do projeto, durante o processo de verificação, seguindo as exigências da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”. Além disso, o participante do projeto deverá usar a média ponderada OM e BM ($w_{OM} = 0,5$ e $w_{BM} = 0,5$) para o período de obtenção de créditos fixo de 10 anos, a menos que esteja especificado de outro modo na metodologia aprovada que se refere a esta ferramenta. Portanto, a SE 11 é considerada encerrada.
SE 12 A exatidão da medição não foi abordada no DCP e os procedimentos estabelecidos sobre	B.10.5	Mais informações sobre a exatidão da medição foram incluídas no DCP.	As informações adicionais sobre a exatidão da medição, que não deverá ser

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
como lidar com medições errôneas também não foram elaborados.			menor que (+/- 0.2%), e os procedimentos para lidar com medições errôneas foram incluídos na seção B.7.2 do DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) /2/. Se forem encontrados erros maiores do que os permitidos pelas normas, os medidores serão retirados do painel e passarão pelos reparos e calibrações necessários. Se, durante um dos meses anteriores, a leitura no medidor principal não estiver correta (erro maior que o esperado) ou o medidor não funcionar corretamente, a energia total gerada será determinada primeiro pela leitura do medidor backup, salvo se uma das partes comprovar que esta leitura não está correta. Se a leitura do medidor backup não estiver correta, as partes irão estimar em conjunto a leitura correta. Se as partes não acordarem em uma estimativa sobre a energia gerada, o litígio será resolvido por um árbitro, de acordo com os procedimentos padrão descritos nas normas. Portanto, a SE 12 é considerada encerrada.

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
SE 13 As autoridades e responsabilidades pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios não estão claramente definidas.	B.13.1	As atividades de operação e manutenção esperadas para a PCH SD II incluirão o estabelecimento de planos de desenvolvimento e o treinamento da equipe de operação. O estágio pré-operação será iniciado três meses antes do início das operações da planta. Neste período a equipe terá três dias de sessões de treinamento. Os operadores ajudarão na montagem e comissionamento dos equipamentos elétricos e mecânicos. Serão realizadas sessões de treinamento com o fabricante dos equipamentos e todos os procedimentos de operação serão explicados e definidos com base no manual do operador. Serão realizados testes dos equipamentos, assim como uma simulação das diferentes possíveis situações que o operador pode enfrentar durante o estágio operacional. Antes do início das operações, será realizada uma sessão de treinamento de 5 dias com os operadores da manutenção para definir as normas para o trabalho da equipe e para desenvolver um plano de manutenção. O plano de	De acordo com a explicação fornecida pelo participante do projeto, as sessões de treinamento serão dadas pelo fabricante dos equipamentos e todos os procedimentos de operação serão explicados e definidos com base no manual do operador. Foram incluídas no DCP informações adicionais sobre as autoridades e responsabilidades pela organização das técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios. Portanto, a SE 13 é considerada encerrada.

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		manutenção incluirá todos os equipamentos e sistemas necessários para realizar medições, testes e verificações da manutenção. A equipe de manutenção contará com engenheiros especializados que irão coordenar e executar todos os procedimentos de acordo com padrões de qualidade elevados. Foram incluídas no DCP mais informações sobre as autoridades e responsabilidades pela organização das técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios.	
SE 14 A documentação do projeto não relata medidas para atender às necessidades de treinamento ou manutenção.	A.3.3 B.10.8 B.13.2	Além de executar os procedimentos de operação e manutenção, a equipe de operação e manutenção irá coordenar as seguintes atividades: - A elaboração de relatórios para agentes internos e externos para avaliar o desempenho dos equipamentos e recomendar atualizações e melhorias. - A realização de atividades de manutenção recorrentes e corretivas em caso de anormalidades observadas no desempenho do equipamento.	De acordo com a explicação fornecida pelo participante do projeto, a equipe de operação e manutenção irá coordenar um programa de atividades com base nas necessidades de treinamento e manutenção identificadas durante a operação da central elétrica. Portanto, a SE 14 é considerada encerrada.

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		O programa de manutenção inclui os serviços necessários para os equipamentos e obras civis. As atividades de manutenção programada estão divididas em 3 grupos: 1. Manutenção preventiva tipo 1: Inclui limpeza, inspeções dos equipamentos, limpeza de filtros e testes operacionais. Todas essas ações são realizadas com as unidades em operação. 2. Manutenção preventiva tipo 2: Inclui limpeza e manutenção preventiva dos equipamentos auxiliares e subestação. Como no tipo 1, essas ações são realizadas com as unidades em operação. 3. Manutenção geral: Este tipo de manutenção corresponde a uma manutenção preventiva em que é necessário que a unidade pare de funcionar e que seu respectivo tubo de coleta seja esvaziado. A recorrência deste tipo de manutenção é programada dependendo do total de horas de	

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		operação e ocorre em intervalos regulares. De vez em quando, engenheiros especializados irão coordenar sessões de treinamento em áreas diferentes como obras civis, mecânica e elétrica para manter a equipe atualizada.	
SE 15 Não existem procedimentos identificados para análises do desempenho do projeto e ações corretivas.	B.13.4 B.13.5	A equipe de manutenção realizará ações preventivas e corretivas em todos os equipamentos da planta. A equipe é responsável pela implementação e execução das instruções e procedimentos de manutenção de acordo com as especificações do fabricante. No caso de existir uma situação não recorrente existem dois tipos de ação corretiva que podem ser realizados: - Manutenção de emergência: A ser realizada imediatamente após a observação do evento. - Manutenção urgente: A ser realizada em até 48 horas após a observação do evento Todas estas ações são realizadas pela equipe local. Se uma ação corretiva exigir a intervenção de terceiros, a	De acordo com a explicação fornecida pelo participante do projeto, a equipe de operação e manutenção será responsável pelos procedimentos de identificação e desenvolvimento para as análises de desempenho do projeto e ações corretivas efetuadas regularmente. Portanto, a SE 15 é considerada encerrada.

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		equipe de manutenção coordenará essa atividade com o líder local. As atividades de operação e manutenção serão auditadas por engenheiro terceirizado para verificar se os procedimentos seguem os padrões definidos no manual do operador.	
SE 16 Uma planilha para o cálculo das reduções de emissões não foi fornecida para confirmar esta estimativa. A DNV solicita os dados usados para a determinação da linha de base, a planilha de cálculo para o fator de emissão de rede, os cálculos dos coeficientes de emissão de OM e BM usados para estimar as reduções de emissões. Os dados usados para cálculo têm que ser fornecidos junto com as fontes dos dados.	B.5.1 B.5.2 B.5.3	A planilha para o cálculo da redução de emissões foi fornecida.	O participante do projeto forneceu a planilha de reduções de emissões /32/ contendo as informações apropriadas sobre a quantidade esperada de eletricidade renovável a ser despachada à rede pela central hidrelétrica e sobre o fator de emissão do sistema da rede elétrica brasileira. Portanto, a SE 16 é considerada encerrada.
SE 17 A DNV solicita evidências documentadas da emissão da Licença Ambiental de Instalação e de estudos ambientais.	D.1.1 D.1.2 D.1.3 D.1.4 D.1.5 D.1.6	As informações foram fornecidas durante a visita de validação.	O participante do projeto forneceu informações adicionais durante a visita ao local relativas aos estudos ambientais, Licenças Ambientais e de Instalação - /22/, /23/, /24/ e /25/. Portanto, a SE 17 é considerada encerrada.
SE 18 Os atores locais, como os Governos	E.1.1 E.1.2	O processo de consulta pública local foi realizado duas vezes. Isso aconteceu	Como consequência das mudanças nas exigências feitas pela AND brasileira

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
municipais e as Câmaras Municipais, o Ministério Público do estado, as agências ambientais estaduais e municipais, o Fórum Brasileiro de ONGs e as associações comunitárias, foram convidados a comentar o projeto, de acordo com as exigências da Resolução nº 1 da AND brasileira. Entretanto, de acordo com a Resolução nº 7 (5 de março de 2008), solicita-se que o participante do projeto convide o Ministério Público Federal.	E.1.3	porque, durante o processo de validação, as regras estabelecidas pela AND brasileira para realizar o processo de consulta pública local foram modificadas e, como consequência, seguindo um conselho da própria AND, o processo foi refeito de acordo com as novas regras. O DCP foi atualizado com as informações sobre os dois processos de consulta pública local.	sobre o processo de consulta pública local, o participante do projeto criou um novo processo de solicitação de comentários dos atores locais. O participante do projeto forneceu cópias das cartas-convite enviadas aos atores locais e os comentários recebidos foram incluídos no DCP .(Versão 04 de 30 de março de 2010) /2/. Portanto, a SE 18 é considerada encerrada.
SE 19 As cartas enviadas aos atores locais e os comentários recebidos devem ser fornecidos como evidência.	E.1.1 E.1.2 E.1.3 E.1.4	As cartas enviadas aos atores locais e os comentários recebidos foram fornecidos durante a visita de validação.	O participante do projeto forneceu cópias das cartas-convite enviadas aos atores locais e os comentários recebidos foram incluídos no DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) /2/. Portanto, a SE 19 é considerada encerrada.
SE 20 A Seção C.1.2 do DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) afirma que a vida útil operacional esperada da atividade do projeto é de 40 anos. Portanto, solicita-se que os participantes do projeto forneçam evidência documental ou referência dessas informações.	C.1.1	As informações sobre a vida útil da atividade do projeto se baseiam na experiência do participante do projeto e no comumente estimado no setor para esta questão. A evidência documental para esta afirmação pode ser encontrada nas diretrizes para projetos de pequena hidrelétrica no Brasil distribuídas pela Eletrobrás.	A DNV conseguiu verificar, pela evidência documental emitida pela Eletrobrás /13/, que a vida útil média estimada para pequenas centrais hidrelétricas no Brasil é 50 anos. Portanto, a informação fornecida pelos participantes do projeto sobre a vida útil operacional esperada de 40 anos é aceitável. A SE 20 é considerada encerrada.

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
SE 21 O valor para a taxa SELIC de 14,54% se baseou na SELIC média para o período de julho de 2006 a outubro de 2006. Solicita-se que os participantes do projeto esclareçam por que este é o período correto para determinar o nível de juros (iniciando em julho de 2006 e terminando em outubro de 2006).	B.3.2	A primeira auditoria realizada pela Contour Global foi em fevereiro de 2006, seguida por alguns meses de negociação que terminou quando ela, por meio da assinatura do contrato de acionistas, comprou uma participação na empresa, considerando a possibilidade das receitas do MDL de um projeto de energia renovável. O fechamento da análise financeira, após alguns meses do processo de tomada de decisão, foi feito em outubro de 2006. Nessa época, o resultado da análise mostrou que a TIR do projeto é menor que a taxa de juros brasileira nesse momento; portanto, o projeto sem os incentivos do MDL é financeiramente não atraente. Para ser conservador e para refletir o momento do processo de tomada de decisão, a variação da taxa SELIC no segundo semestre de 2006 foi considerada na análise de investimentos (a partir de julho de 2006). Fazendo uma análise de sensibilidade e estendendo o período para determinar o nível dos juros, é possível observar que	As informações adicionais fornecidas pelos participantes do projeto são consideradas razoáveis e aceitáveis pela DNV. Portanto, a SE 21 foi encerrada.

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		o nível dos juros aumentará quando o período for ampliado, fortalecendo os resultados da análise de que a TIR do projeto é menor que o benchmark. Após a consideração dos incentivos do MDL no fluxo de caixa do projeto; a TIR do projeto melhorou.	
SE 22 Com relação à análise de sensibilidade, ela precisa ser ampliada para considerar as situações em que o benchmark é atingido. Os participantes do projeto devem fazer uma avaliação do impacto em cada parâmetro escolhido quando o benchmark é atingido para o cenário, sem considerar a renda futura das RCEs. Então, solicita-se que os participantes do projeto justifiquem por que os parâmetros não podem mudar muito, de preferência usando evidências documentais ou outras referências quando possível.	B.3.2	A análise de sensibilidade foi realizada alterando cada um dos parâmetros principais e avaliando qual seria o impacto na TIR do projeto quando o benchmark fosse atingido. Preço da venda de eletricidade O benchmark é atingido quando o preço da venda de eletricidade é aumentado de R\$ 117/MWh para R\$ 139/MWh. O preço de venda da eletricidade de R\$ 139/MWh não é um valor possível e isso foi justificado pelas evidências documentais a seguir: 1. A primeira são as diretrizes para o leilão de energia (edital de leilão nº 002/2006-ANEEL). Na página 11 deste documento, o preço inicial para o leilão de projetos de hidrelétricas é R\$	O DCP (Versão 04 de 30 de março de 2010) foi atualizado com informações adicionais e esclarecimentos sobre a variação de cada parâmetro relacionado à TIR, incluindo a situação em que o benchmark é atingido. As informações adicionais fornecidas pelos participantes do projeto são consideradas razoáveis e aceitáveis pela DNV. Portanto, a SE 22 foi encerrada.

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		125/MWh e RS 140/MWh para projetos de termelétricas. O leilão de energia é um leilão reverso; isto significa que sempre que o investidor fizer um lance, este tem que ser menor do que o anterior. Portanto, a probabilidade de que o preço alcance R\$ 139/MWh é zero neste caso. 2. A segunda evidência é o preço spot histórico (ou PLD), de 2002 a outubro de 2006 (obtido do website da CCEE), aproximadamente no momento da análise para o leilão. Está anexada uma planilha (Preços PLD) com os preços spot correspondentes à região onde São Domingos II está localizada. O preço spot máximo para o período analisado foi R\$ 135/MWh. Este máximo foi atingido somente durante 2 semanas, em janeiro de 2002. A probabilidade de alcançar R\$ 139/MWh era muito baixa.	

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		<i>Despesas de capital</i> O benchmark é atingido quando as despesas de capital são reduzidas de R\$ 5,120 milhões/MWh para R\$ 4,035 milhões/MWh, ou seja, quando a redução das despesas de capital for de 21%. O capex usado na análise financeira corresponde a R\$ 5,120/MW. Este valor é equivalente ao orçamento inicial apresentado com base nas cotações preliminares obtidas do fabricante de equipamentos e da empreiteira de obras civis e é possível constatar que não há contingência incluída no orçamento. Isto significa que o orçamento é muito otimista porque considera que não haverá nenhum custo adicional. Com base na experiência anterior com outros projetos normalmente uma contingência de 20% tem que ser acrescentada ao orçamento total. Além disso, o orçamento apresentado inclui somente uma central elétrica e uma linha de transmissão local para interligação à rede. Após uma análise cuidadosa, foi decidido que era necessário um capex adicional (e que não foi estimado no	

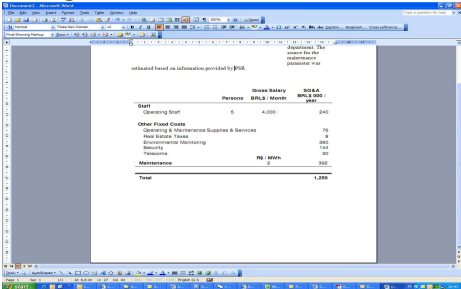
Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		orçamento preliminar apresentado) para construir uma subestação e uma linha de transmissão mais longa para obter uma conexão mais confiável do que a inicial. É por isso que o valor de R\$ 4035/MW era um valor improvável para o parâmetro de construção. <i>Custos de operação e manutenção (O&M)</i> A análise de sensibilidade para O&M mostra que o impacto na TIR é muito baixo porque o total para O&M nos projetos de hidrelétricas corresponde a uma pequena parcela das receitas totais. Se os custos de O&M forem eliminados, ou seja, quando os custos de O&M são reduzidos de 5% para 0% a TIR é 13,28%, e continua sendo menor que o benchmark. <i>Geração de eletricidade</i> O benchmark é atingido quando a geração de eletricidade é aumentada para 225,5 GWh ao ano. Este não é um valor possível, pois corresponde a uma capacidade de 26,66 MW funcionando a 100% do fator de capacidade durante	

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		8,746 horas/ano. Como a capacidade da atividade do projeto proposta é 24,3 MW, não há como obter uma geração de eletricidade que produza uma TIR do projeto que atinja o benchmark. Por outro lado, como explicado antes, no protocolo de validação, a variação da geração de eletricidade não foi possível, pois o preço e a geração já estavam definidos no CCVE. Do ponto de vista financeiro, as receitas são consideradas fixas e a única variação possível é através de uma revisão da energia assegurada concedida. De acordo com a análise de sensibilidade, é improvável que o projeto seja financeiramente atraente, em razão de sua TIR permanecer mais baixa que o benchmark. A SELIC média para o período de julho de 2006 a outubro de 2006 (análise financeira do projeto) foi 14,54%. Os resultados do impacto na TIR do projeto mostram que a conclusão sobre a atratividade financeira é robusta em relação à variação nas hipóteses críticas.	
SE 23	B.3.2	Quando uma análise de sensibilidade é	As informações adicionais fornecidas

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
Solicita-se que os participantes do projeto incluam na análise de sensibilidade o parâmetro “geração de eletricidade” ou que troquem o parâmetro “taxa de câmbio” pelo “geração de eletricidade”.		realizada para o parâmetro “geração de eletricidade”, é possível concluir que o benchmark é atingido quando a geração de eletricidade é aumentada para 225,5 GWh ao ano. Este não é um valor possível, pois corresponde a uma capacidade de 26,66 MW funcionando a 100% do fator de capacidade durante 8,746 horas/ano. Como a capacidade da atividade do projeto proposta é 24,3 MW, não há como obter uma geração de eletricidade que produza uma TIR do projeto que atinja o benchmark. Por outro lado, como explicado antes, no protocolo de validação, a variação da geração de eletricidade não foi possível, pois o preço e a geração já estavam definidos no CCVE. Do ponto de vista financeiro, as receitas são consideradas fixas e a única variação possível é através de uma revisão da energia assegurada concedida.	pelos participantes do projeto são consideradas razoáveis e aceitáveis pela DNV. Portanto, a SE 23 foi encerrada.
SE 24 Solicita-se que os participantes do projeto forneçam e incluam no DCP informações adicionais sobre os medidores de energia como, por exemplo:		Quatro medidores serão instalados. Um medidor para cada gerador (3) e outro medidor contando a geração total na central elétrica. A marca é ABB e o modelo IDM 144. Estes medidores	As informações adicionais fornecidas pelos participantes do projeto são consideradas razoáveis e aceitáveis pela DNV. Portanto, a SE 24 foi encerrada.

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
- Número de medidores de energia a ser instalado e para que fins, respectivamente (exemplo: para fins de backup, controle interno, verificação do cruzamento dos dados, faturamento); - Frequência de calibração de cada medidor de energia e os medidores que serão calibrados; - Exatidão do medidor de energia; Fabricante, modelo e especificações adicionais, se possível.		serão usados para controle interno e verificação do cruzamento dos dados. Existem também dois medidores para fins de faturamento (principal e backup). A marca é Power Measurement, modelo ION 8600 (número de série PT-0804A405-01 e PT-0804A407-01), instalados no local de entrega de energia. Estes medidores foram calibrados pela CELG (certificada pela Rede Brasileira de Calibração (RBC)) que também tem medidores padronizados que são rastreáveis ao INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial). A calibração do SMF (os dois medidores no local de entrega de energia) será anual, de acordo com os procedimentos de rede do ONS. Para os medidores de controle interno o plano de calibração será definido durante o período de obtenção de créditos. A exatidão dos medidores é + ou – 0,2%.	
SE 25		Quando da avaliação do investimento as	As informações adicionais fornecidas

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação																														
As fontes de todos os principais valores de entrada para a análise da TIR precisam ser fornecidas, incluindo a data em que esta fonte foi publicada e por quem, como uma decomposição dos custos de investimento, custos de O&M, tarifa da rede e os dados de geração.		fontes para as entradas principais eram as seguintes: <u>Custos de investimento</u> O custo de construção para cada item se baseia nas propostas comerciais formais disponíveis quando a CG estava analisando a viabilidade do projeto. As propostas comerciais mais representativas correspondendo aos fornecedores abaixo foram fornecidas à EOD: <table><thead><tr><th>Item</th><th>Cost (BRL\$ 000)</th></tr></thead><tbody><tr><td>EPC / Civil Engineering</td><td>69,484</td></tr><tr><td>Turbines</td><td>12,900</td></tr><tr><td>Generators</td><td>6,500</td></tr><tr><td>Pipes</td><td>4,200</td></tr><tr><td>Floodgate & Rail</td><td>1,800</td></tr><tr><td>Control Panel / Electric / Substation</td><td>8,134</td></tr><tr><td>Executive Project</td><td>1,127</td></tr><tr><td>Project Management</td><td>5,000</td></tr><tr><td>Land</td><td>2,000</td></tr><tr><td>Environmental Permits</td><td>3,000</td></tr><tr><td>Contingencies</td><td>8,732</td></tr><tr><td>SubTotal</td><td>122,877</td></tr><tr><td>(+) EPC Inflation Adjustment</td><td>1,601</td></tr><tr><td>Total</td><td>124,478</td></tr></tbody></table> <u>Operação e manutenção (“O&M”)</u> Quando da análise, as hipóteses para	Item	Cost (BRL\$ 000)	EPC / Civil Engineering	69,484	Turbines	12,900	Generators	6,500	Pipes	4,200	Floodgate & Rail	1,800	Control Panel / Electric / Substation	8,134	Executive Project	1,127	Project Management	5,000	Land	2,000	Environmental Permits	3,000	Contingencies	8,732	SubTotal	122,877	(+) EPC Inflation Adjustment	1,601	Total	124,478	pelos participantes do projeto são consideradas razoáveis e aceitáveis pela DNV. Portanto, a SE 25 foi encerrada.
Item	Cost (BRL\$ 000)																																
EPC / Civil Engineering	69,484																																
Turbines	12,900																																
Generators	6,500																																
Pipes	4,200																																
Floodgate & Rail	1,800																																
Control Panel / Electric / Substation	8,134																																
Executive Project	1,127																																
Project Management	5,000																																
Land	2,000																																
Environmental Permits	3,000																																
Contingencies	8,732																																
SubTotal	122,877																																
(+) EPC Inflation Adjustment	1,601																																
Total	124,478																																

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		O&M corresponderam à abordagem preliminar definida pelo departamento de engenharia interna da CG. Esta primeira abordagem corresponde a 5% da receita bruta e leva em consideração os seguintes itens:  <u>Decomposição de O&M</u> As entradas para todos os itens das hipóteses de operação foram obtidas de projetos comparáveis e do conhecimento local do departamento interno de engenharia da CG. A fonte do parâmetro de manutenção foi estimada com base na informação fornecida pela PSR – uma consultora de energia local. <u>Tarifa da rede</u> A tarifa considerada para a venda de energia teve como base os leilões de	

Solicitações de esclarecimentos e de ação corretiva feitas pela equipe de validação com relação ao relatório preliminar	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Síntese da resposta do proprietário do projeto	Conclusão da equipe de validação
		energia anteriores e o estudo de mercado. De acordo com a CCEE, o preço histórico para o leilão de energia em 2005 foi R\$ 116/MWh (veja o número no DCP) <u>Dados de geração</u> O CCVE estabelece que as receitas da SD II não se baseiam na geração efetiva, mas na energia assegurada certificada pela ANEEL. A SD II recebeu 22,4 MW de energia assegurada e essa é a quantidade que será faturada, independentemente da geração.	

APÊNDICE B

CERTIFICADOS DE COMPETÊNCIA



CERTIFICADO DE COMPETÊNCIA

Andrea Leiroz

Qualificado de acordo com o Esquema de Qualificação da DNV para MDL/IC (ICP-9-8-i1-CDMJI-i1)

Auditor para GEE:	Sim				
Área Técnica	Validador para MDL	Verificador para MDL	Especialista do Setor	Especialista da Metodologia	Revisora técnica
Gás de aterro					
Renováveis	Energia hidrelétrica	jan/2009	jan/2009		
	Energia eólica				
	Outras renováveis				
Biomassa.	jan/2009	jan/2009			
Interligação à rede de sistemas isolados					
Cimento					
Recuperação de calor residual / gás residual					
Eficiência das centrais termelétricas					
Metano de mina de carvão mineral					
Substituição do combustível					
Manejo de dejetos	jan/2009	jan/2009			
Tratamento de água residual / resíduos					
Eficiência energética					
N ₂ O					
HFCs					
Redução do flare					
PFCs					
Carvão vegetal					
Recuperação de CO ₂					
Transporte					
Biomassa não renovável					
Biocombustível					
Redução de fugas na tubulação					
SF ₆					

Høvik, 9 de janeiro de 2009

Michael Lehmann

Michael Lehmann

Diretor Técnico, Serviços de Mudança Climática



CERTIFICADO DE COMPETÊNCIA

Cuiping Deng

Qualificado de acordo com o Esquema de Qualificação da DNV para MDL/IC (ICP-9-8-i1-CDMJI-i1)

Auditor para GEE:	Sim				
Área Técnica	Validador para MDL	Verificador para MDL	Especialista do Setor	Especialista da Metodologia	Revisora técnica
Gás de aterro					
Renováveis	Energia hidrelétrica	jan/2009	jan/2009		
	Energia eólica	jan/2009	jan/2009	jan/2009	jan/2009
	Outras renováveis				
Biomassa.					
Interligação à rede de sistemas isolados					
Cimento					
Recuperação de calor residual / gás residual	março/2009	março/2009			
Eficiência das centrais termelétricas					
Metano de mina de carvão mineral	março/2009				
Substituição do combustível					
Manejo de dejetos					
Tratamento de água residual / resíduos					
Eficiência energética					
N ₂ O		jan/2009			
HFCs					
Redução do flare					
PFCs					
Carvão vegetal					
Recuperação de CO ₂					
Transporte					
Biomassa não renovável					
Biocombustível					
Redução de fugas na tubulação					
SF ₆					

Høvik, 24 de março de 2009

Michael Lehmann

Michael Lehmann

Diretor Técnico, Serviços de Mudança Climática



CERTIFICADO DE COMPETÊNCIA

David Costa

Qualificado de acordo com o Esquema de Qualificação da DNV para MDL/IC (ICP-9-8-i1-CDMJI-i1)

Auditor para GEE:	Sim				
Área Técnica	Validador para MDL	Verificador para MDL	Especialista do Setor	Especialista da Metodologia	Revisora técnica
Gás de aterro					
Renováveis					
Energia hidrelétrica	jan/2009	jan/2009			
Energia eólica					
Outras renováveis					
Biomassa.			jan/2009		
Interligação à rede de sistemas isolados					
Cimento					
Recuperação de calor residual / gás residual					
Eficiência das centrais termelétricas					
Metano de mina de carvão mineral					
Substituição do combustível					
Manejo de dejetos					
Tratamento de água residual / resíduos					
Eficiência energética					
N ₂ O					
HFCs					
Redução do flare					
PFCs					
Carvão vegetal					
Recuperação de CO ₂					
Transporte					
Biomassa não renovável					
Biocombustível					
Redução de fugas na tubulação					
SF ₆					

Høvik, 9 de janeiro de 2009

Michael Lehmann

Michael Lehmann

Diretor Técnico, Serviços de Mudança Climática



CERTIFICADO DE COMPETÊNCIA

Mari Grooss Viddal

Qualificado de acordo com o esquema de Qualificação da DNV para MDL/IC (ICP-9-8-i1-CDMJi-i1)

Auditor para GEE:	Sim		
Validador para MDL:	Sim	Validador para IC:	--
Verificador para MDL:	--	Verificador para IC:	--
Especialista do Setor para os Escopo(s) Setoriais:	--		

Revisor Técnico para (grupo de) metodologias:

ACM0001, AM0002, AM0003, AM0010, AM0011, AM0012, AMS-III.G	Sim
---	-----

ACM002, AMS-I.A-D, AM0019, AM0026, AM0029, AM0045	Sim
--	-----

Høvik, 26 de setembro de 2007

Michael Lehmann

Michael Lehmann

Diretor Técnico, Serviços de Mudança Climática Internacional



CERTIFICADO DE COMPETÊNCIA

Ole Andreas Flagstad

Qualificado de acordo com o Esquema de Qualificação da DNV para MDL/IC (ICP-9-8-i1-CDMJI-i1)

Auditor para GEE:	Sim				
Área Técnica	Validador para MDL	Verificador para MDL	Especialista do Setor	Especialista da Metodologia	Revisora técnica
Gás de aterro					
Renováveis					
Energia hidrelétrica					
Energia eólica					
Outras renováveis					
Biomassa.					
Interligação à rede de sistemas isolados					
Cimento					
Recuperação de calor residual / gás residual				jan/2009	jan/2009
Eficiência das centrais termelétricas					
Metano de mina de carvão mineral				jan/2009	jan/2009
Substituição do combustível					
Manejo de dejetos					
Tratamento de água residual / resíduos					
Eficiência energética			jan/2009		
N ₂ O					
HFCs				jan/2009	jan/2009
Redução do flare					
PFCs					
Carvão vegetal					
Recuperação de CO ₂					
Transporte					
Biomassa não renovável					
Biocombustível					
Redução de fugas na tubulação					
SF ₆					

Høvik, 9 de janeiro de 2009

Michael Lehmann

Michael Lehmann

Diretor Técnico, Serviços de Mudança Climática



CERTIFICADO DE COMPETÊNCIA

Weidong Yang

Qualificado de acordo com o Esquema de Qualificação da DNV para MDL/IC (ICP-9-8-i1-CDMJI-i1)

Auditor para GEE:	Sim				
Área Técnica	Validador para MDL	Verificador para MDL	Especialista do Setor	Especialista da Metodologia	Revisora técnica
Gás de aterro					
Renováveis				jan/2009	jan/2009
Energia hidrelétrica					
Energia eólica					
Outras renováveis					
Biomassa.					
Interligação à rede de sistemas isolados					
Cimento					
Recuperação de calor residual / gás residual					
Eficiência das centrais termelétricas					
Metano de mina de carvão mineral					
Substituição do combustível					
Manejo de dejetos					
Tratamento de água residual / resíduos					
Eficiência energética					
N ₂ O					
HFCs					
Redução do flare					
PFCs					
Carvão vegetal					
Recuperação de CO ₂					
Transporte					
Biomassa não renovável					
Biocombustível					
Redução de fugas na tubulação					
SF ₆					

Høvik, 9 de janeiro de 2009

Michael Lehmann

Michael Lehmann

Diretor Técnico, Serviços de Mudança Climática