



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

ENERGISA RIO GRANDE PCHs, NO BRASIL

RELATÓRIO No. 2011-0163

REVISÃO No. 02

DET NORSKE VERITAS



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Data da primeira emissão: 18 de fevereiro de 2011	Projeto ConCert No.: PRJC-261191-2010-CCS-BRA	DNV CLIMATE CHANGE SERVICES AS	
Aprovado por	Unidade organizacional: DNV Climate Change and Environmental Services	Veritasveien 1, 1322 HØVIK, Noruega Tel: +47 67 57 99 00 Fax: +47 67 57 99 11 http://www.dnv.com Org. No: NO 994 774 352 MVA	
Cliente: Energisa Soluções S.A.	Ref. do cliente: Lacerda Lima		

Resumo:
Nome do Projeto: Energisa Rio Grande PCHs
País: Brasil
Metodologia: ACM0002 - "Metodologia de linha de base consolidada para geração de energia em rede de fontes renováveis"
Versão: 12.2.0
Tecnologia/medida de redução de GEE: Geração de energia em rede de hidrelétrica (Escopo setorial 1)
Estimativa ER: 11 189 tCO₂e por ano (média)
Tamanho
☒ Grande escala ☐ Pequena escala
Fases da validação:
☒ Análise feita no escritório [do inglês "Desk Review"]
☒ Entrevistas de Acompanhamento
☒ Solução de questões pendentes
Status da validação
☐ Ações corretivas solicitadas ☐ Esclarecimentos solicitados
☒ Aprovação total e envio para registro ☐ Rejeitado

Resumindo, é da opinião da DNV que a atividade do projeto "Energisa Rio Grande PCHs" no Brasil, conforme descrito no DCP, versão 4 de 04 de julho de 2012, está de acordo com todas as exigências da CQNUMC para MDL e aplica corretamente a linha de base e metodologia de monitoramento ACM0002 versão 12.2.0. Assim, a DNV solicitará o registro do projeto como atividade de projeto do MDL. Anteriormente à apresentação do relatório final de validação ao Conselho Executivo do MDL, a DNV deverá receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia no desenvolvimento sustentável..

Relatório no.: 2011-0163	Grupo do assunto: Ambiente	Termos de indexação Palavras-chave Mudança do Clima Protocolo de Quioto Validação Mecanismo de Desenvolvimento Limpo ☒ Não pode ser distribuído sem permissão do cliente ou da unidade organizacional responsável ☐ distribuição livre dentro da DNV após 3 anos ☐ Estritamente confidencial	
Título do relatório: Energisa Rio Grande PCHs, no Brasil			
Trabalho realizado por: Andrea Leiroz, Gabriel Baines, Luis Filipe Tavares e Frederico Rosas			
Trabalho verificado por: Zhang Lei Lucas (requerente da TR), Aalders, Edwin			
Data desta revisão: 4 de julho de 2012	Rev. No.: 01	Numero de 37	

© 2009 Det Norske Veritas AS
 Todos os direitos reservados. Esta publicação ou partes da mesma não podem ser reproduzidas ou transmitidas de qualquer forma ou por qualquer meio, inclusive fotocópia ou registro, sem o consentimento prévio por escrito da Det Norske Veritas AS.

**Índice****Página**

1	EXECUTIVE SUMMARY – VALIDATION OPINION	1
2	INTRODUCTION	3
2.1	Objective	3
2.2	Scope	3
3	METHODOLOGY	4
3.1	Desk review of the project design documentation	4
3.2	Follow-up interviews with project stakeholders	11
3.3	Resolution of outstanding issues	11
3.4	Internal quality control	14
3.5	Validation team	14
4	VALIDATION FINDINGS	15
4.1	Participation requirements	15
4.2	Project design	15
4.3	Application of selected baseline and monitoring methodology	17
4.4	Project boundary	19
4.5	Baseline identification	20
4.6	Additionality	21
4.7	Monitoring	33
4.8	Algorithms and/or formulae used to determine emission reductions	35
4.9	Environmental impacts	36
4.10	Comments by local stakeholders	37
4.11	Comments by Parties, stakeholders and NGOs	37

[Appendix A](#) Protocolo de Validação

[Appendix B](#) Currículo dos membros da equipe de validação

**Abreviaturas**

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BM	Margem de Construção
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOVESPA	Bolsa de Valores Brasileira
R\$	Real; moeda brasileira
CAPM	Modelo de precificação de ativos financeiros
SAC	Solicitação de ação corretiva
CCEE	Câmara Brasileira de Comercialização de Energia Elétrica
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
RCE	Reduções Certificadas de Emissões
CH ₄	Metano
SE	Solicitação de Esclarecimento
CM	Margem combinada [do inglês "Combined Margin"]
CO ₂	Dióxido de carbono
CO ₂ e	Dióxido de carbono equivalente
COFINS	Contribuição para o financiamento da seguridade social
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente do Brasil
CSLL	Contribuição social sobre o lucro líquido
AND	Autoridade Nacional Designada
DNV	Det Norske Veritas
FE	Fator de emissão
EMBI+	Índice de Títulos de Mercados Emergentes
SAF	Solicitação de Ação Futura
FEEMA	Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente do estado do Rio de Janeiro
FGV	Fundação Getúlio Vargas
GEE	Gás(Gases) de Efeito Estufa
GWP	Potencial de Aquecimento Global [do inglês "Global Warming Potential"]
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado - índice de inflação
INEA	Instituto Estadual do Ambiente do estado do Rio de Janeiro
IPCA	Índice nacional de preços ao consumidor amplo - índice de inflação
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima
IRR	Taxa Interna de Retorno
CA	Carta de Aprovação
Ltda.	Sociedade limitada
ONG	Organização Não Governamental
AOD	Assistência Oficial ao Desenvolvimento
OM	Margem de operação [do inglês "Operating Margin"]
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico brasileiro
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

DCP	Documento de Concepção do Projeto
PIS	Tributo do Programa de Integração Social
CCVE	Contrato de compra de energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SIN	Sistema Integrado Nacional - Rede elétrica do Brasil
tCO ₂ e	Toneladas de CO ₂ equivalentes
TIPS	Commodities do Tesouro Americano com Proteção contra Inflação
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo do BNDES
TSFEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
CMPC	Custo médio ponderado de capital



1 RESUMO EXECUTIVO – PARECER DA VALIDAÇÃO

A DNV Climate Change Services AS (DNV) executou uma validação da atividade do projeto "Energisa Rio Grande PCHs" no Brasil. A validação foi realizada com base nos critérios da CQNUMC para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, bem como os critérios dados para avaliação da consistência das operações, monitoramento e 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.

A parte anfitriã é o Brasil, que atende os critérios de participação. O projeto é unilateral e não há participante de Parte do Anexo I.

O projeto aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 - "Metodologia de linha de base consolidada para geração de energia em rede de fontes renováveis", versivo 12.2.0.

A atividade do projeto é composta de três usinas hidrelétricas de pequeno porte com: 9.97 MW (PCH Caju), 8.27 MW (PCH Santo Antônio) e 13.36 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizando 31.6 MW de capacidade instalada. Devido ao fato de gerar eletricidade de energia hidrelétrica e deslocar eletricidade da rede que é parcialmente gerada por combustíveis fósseis, o projeto resulta em reduções de emissões de CO₂ que são reais, mensuráveis e trazem benefícios de longo prazo para a mitigação da mudança do clima. Fica demonstrado que o projeto não é um cenário de 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.

O total de reduções de emissões do projeto está estimado como sendo, em média, 11 189 tCO₂e ao ano, ao longo de período de obtenção de créditos renovável selecionado, de 7 anos. A previsão de redução de emissões foi confirmada e considera-se provável que a quantidade declarada seja alcançada, desde que as hipóteses subjacentes não se alterem.

O plano de monitoramento abrange o monitoramento das reduções de emissões do projeto. As medidas descritas no plano de monitoramento são viáveis no contexto da concepção do projeto e o parecer da DNV é de que os participantes do projeto são capazes de implementar o plano de monitoramento.

Resumindo, é da opinião da DNV que a atividade do projeto "Energisa Rio Grande PCHs" no Brasil, conforme descrito no DCP, versão 3 de 02 de março de 2012, e está de acordo com todas as exigências da CQNUMC para MDL e aplica corretamente a linha de base e metodologia de monitoramento versão 12.2.0. Assim, a DNV solicita o registro do projeto como atividade de projeto do MDL.

Anteriormente à apresentação do relatório final de validação ao Conselho Executivo do MDL, a DNV deverá receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia no desenvolvimento sustentável..

Rio de Janeiro e Oslo, 4 de julho de 2012.



A handwritten signature in black ink, appearing to read 'gabai'.

Gabriel Baines
Validador MDL
, DNV Rio de Janeiro, Brasil

ZYZ
Título
DNV Climate Change Services AS



2 INTRODUÇÃO

A Energisa Soluções S.A., proprietária da Energisa Geração Rio Grande S.A. /17 /encarregou a DNV Climate Change Services AS (DNV) te realizar a validação do projeto “Energisa Rio Grande PCHs” projeto no Brasil (doravante designado como "o projeto"). Este relatório 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 CQNUMC e da parte anfitriã são validados a fim de confirmar que a concepção do projeto, conforme documentado, é bem feita e razoável, atendendo 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 mesmo e sua geração planejada de reduções certificadas de emissões (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 do MDL, incluindo a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento *ACM0002*, versivo 12.2.0 /24/. A validação foi feita com base nas recomendações do "*Manual de Validação e Verificação*", versão 1.2 /22/.

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.



3 METODOLOGIA

A validação consistiu nas três fases seguintes:

- I uma revisão documental 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

As tabelas a seguir listam os documentos que foram analisados durante a validação.

3.1.1 DOCUMENTAÇÃO FORNECIDA PELOS PARTICIPANTES DO PROJETO

Alguns links podem abrir apenas quando copiados e colados na barra de endereços do seu navegador.

- /1/ Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.: *MDL-DCP do projeto de atividade* “Energisa Rio Grande PCHs” no Brasil, versão 1 com data de 11 de agosto de 2010 e versão 4 com data de 04 de julho de 2012.
Nome do arquivo: “Energisa_PDD_v4_2012.07.04.doc”.
- /2/ Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.: *Planilha de cálculos de redução de emissões*, versão 3, com data de 02 de março de 2012. Nome do arquivo: “Energisa_CERs_v3_2012.03.02.xls”.
- /3/ Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.: *Planilha de cálculo do benchmark*, versão 2, com data de 1 de março de 2012. Nome do arquivo: “WACC ElectricGen_Energisa_01.03.2012.xls”.
- /4/ Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.: *Planilhas de cálculo de análise financeira*, versão2, com data de 1 de março 2012. Nome dos arquivos: “FCF_EQAO_Caju_v2_01.03.2012.xls, FCF_EQAO_SantoAntonio_v2_01.03.2012.xls and FCF_EQAO_SãoSebastiãoAlto_v2_01.03.2012.xls”.
- /5/ Energisa Geração Rio Grande S.A.: *Reunião do Conselho*, versão 1, com data de 17 de julho de 2008.
Nome do arquivo: “Ata AGE ESOL 17072008.pdf”.
Esta é data de decisão de investimento do projeto.
- /6/ BNDES: *Contrato de financiamento*, entre o BNDES e a Energisa Geração Rio Grande S.A., cedendo financiamento aos projetos, versão 1, com data de 16 de setembro de 2009.
Nome do arquivo: “Contract BNDES final signed.pdf”.
Esta é a data de início do projeto.
- /7/ Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.: *Formulário de Notificação para Consideração Prévia*, enviado para o Secretariado da CQNUMC para consideração prévia, e confirmado pelo Secretariado por e-mail do dia 02 de setembro de 2009.



/8/ Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.: *Formulário de Notificação para Consideração Prévia*, enviado para a AND brasileira pra demonstração e análise da consideração prévia do MDL, confirmada pela AND por e-mail no dia 09 de setembro de 2009.

/9/ Licenças Ambientais:

FEEMA: *Licenças Ambientais de Instalação*

- Licença de Instalação da PCH Santo Antônio – Nº FE 013122 emitida pela FEEMA no dia 03 de agosto de 2007 e válida até 02 de agosto de 2010.
- Licença de Instalação da PCH Caju – Nº FE 013124 emitida pela FEEMA no dia 03 de agosto de 2007 e válida até 02 de agosto de 2010.
- Licença de Instalação PCH São Sebastião do Alto – Nº FE 012406 emitida pela FEEMA no dia 06 de março de 2007 e válida até 05 de março de 2010.

INEA: *Licenças Ambientais de Operação*:

- Licença de Operação da PCH Santo Antônio – Nº IN 018481 emitida pelo INEA no dia 19 de dezembro de 2011 e válida até 19 de dezembro de 2012.
- Licença de Operação da PCH Caju – Nº IN 003282 emitida pelo INEA no dia 26 de novembro de 2010 e válida até 25 de novembro de 2012.
- Licença de Operação da PHC São Sebastião do Alto – Nº IN 003281 emitida pelo INEA no dia 26 de novembro de 2010 e válido até 26 de novembro de 2012.

/10/ Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.: *Aviso de recebimento de correspondência*, de 12 a 30 de agosto 2010. Recibos preenchidos pelo serviço postal ao entregar correspondência registrada aos destinatários (disponível para verificação dos atores).

/11/ ANEEL: *Decreto nº 1*, a respeito da energia garantida para as três PCHs, com data de 14 de janeiro de 2010.

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2010001spde.pdf>.

/12/ ANEEL: *Vida útil e depreciação de turbinas e geradores*, para equipar as centrais hidrelétricas, com data de novembro de 2010.

Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/012/documento/relatorio_vida_util_volume_2.pdf

/13/ Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.: *Contratos de Compra de Energia (CCE)*, celebrado entre Energisa Geração Rio Grande S.A. e as seguintes companhias:

Data do CCE	Comprador	Data de início	Data de término
18 de setembro de 2008	Eaton	1 de janeiro de 2009	31 de dezembro de 2020
13 de abril de 2009	Bungee	1 de janeiro de 2010	31 de dezembro de 2016
13 de abril de 2009	Telemar	1 de agosto de	31 de dezembro de



		2010	2020
25 de junho de 2009	Light Esco	1 de janeiro de 2010	31 de dezembro de 2015
25 de julho de 2009	Carrefour	1 de Março de 2010	30 de novembro de 2023

- /14/ Energisa Geração Rio Grande S.A.: *Contratos de EPC (Engenharia, Aproveitamento e Construção)* entre Energisa Geração Rio Grande S.A. WEG Energy, MEK Engineering and Consulting Ltda., EMPA Services of Engineering, ENGECON Constructors Engineers Ltda., Engineering SERCCOM Ltda. (prestadoras) par a aquisição de equipamentos, construção civil, montagem eletromecânica, projeto executivo e gestão de obras integradas durante a construção das PCH, tudo na versão 1 com data de 24 de outubro de 2008.
Nome dos arquivos: “Contract EPC PCH Caju.pdf”; “Contract EPC PCH São Sebastião Alto.pdf” e “Contract EPC PCH Santo Antônio.pdf”.
Este contrato continha uma cláusula estipulando que ele só entraria em vigor quando “Energisa Geração Rio Grande S.A.” obtivesse financiamento para o projeto.
- /15/ Energisa Geração Rio Grande S.A.: *Contrato de Ligação*, entre Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina (nome anterior daEnergisa Geração Rio Grande S.A.) e Zona da Mata Geração para transmissão de eletricidade, versão 1 com data de 1 de março de 2007.
Nome do arquivo: “Contract Zona da Mata Generation.pdf”
Este contrato de ligação foi assinado para outro projeto daEnergisa Geração Rio Grande S.A.e utilizado como estimativa de custos de ligação para o projeto proposto.
- /16/ Hicon Engineering: *Consumo interno e perda de transmissão*, versão 1, com data de 3 de outubro de 2011.
Nome dos arquivos: “Calculation of guaranteed energy for PCH Caju.pdf”, “Calculation of guaranteed energy for PCH Santo Antônio.pdf” e “Calculation of guaranteed energy for PCH São Sebastião do Alto.pdf”
- /17/ Energisa Geração Rio Grande S.A.: *Emendas com relação a trabalho adicional devido a tempestades e relacionamento entre a* Energisa Geração Rio Grande S.A. e a Energisa Soluções S.A., versão 1, com data de 22 de junho 2011.
Nome dos arquivos: “Amendment PCH Caju.pdf”, “Amendment PCH Santo Antônio.pdf” e “Amendment PCH São Sebastião do Alto.pdf”
- /18/ Energisa Geração Rio Grande S.A.: *Prática Comum*, versão 1, com data de 1 de março de 2012.
Nome do arquivo: “Energisa_Prática Comum_2012.03.01.xlsx”
- /19/ Energisa Geração Rio Grande S.A.: *Emissão dos geradores a diesel*, versão 1, com data de 20 de março 2012.
Nome do arquivo: “Emissão Gerador a Diesel_2012.03.20.xlsx”
- /20/ Energisa Geração Rio Grande S.A. e Itaú Soluções S.A.: *Emissão da Certificação das PCHS da Energisa Rio Grande*, versão 1, com data de 13 de março de 2012.
Nome do arquivo: “Certificado 3424-RO_2012.03.13.pdf”



3.1.2 CARTAS DE APROVAÇÃO

- /21/ Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (AND do Brasil): *Carta de aprovação*: Anteriormente à apresentação do relatório final de validação ao Conselho Executivo do MDL, a DNV deverá receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia no desenvolvimento sustentável..

3.1.3 METODOLOGIAS, FERRAMENTAS E OUTRAS ORIENTAÇÕES DO CONSELHO EXECUTIVO DO MDL

- /22/ Conselho Executivo do MDL: *"Manual de Validação e Verificação"*, versão 1.2, adotado em EB55 Anexo 1, com data de 30 de julho de 2010.
- /23/ Conselho Executivo do MDL: *"Glossário de termos de MDL"*, versão 5, adotado na EB47, parágrafo 71, com data de 19 de agosto de 2009.
- /24/ Conselho Executivo do MDL: *Metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, "Metodologia de linha de base consolidada para geração de energia em rede de fontes renováveis"*, versão 12.2.0, adotada em EB65, Anexo 16, 21 de novembro de 2011.
- /25/ Conselho Executivo do MDL: *"Ferramenta de demonstração e análise de adicionalidade"* versão 6.0.0, adotada em EB65 Anexo 21, com data de 25 de novembro de 2011.
- /26/ Conselho Executivo do MDL: *"Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico"*, versão 2.2.1, adotada em EB63 Anexo 19, com data de 29 de setembro de 2011.
- /27/ Conselho Executivo do MDL: *"Diretrizes de demonstração e análise de consideração prévia do MDL"*, versão 4.0, adotado em EB62 Anexo 13, com data de 15 de julho de 2011.
- /28/ Conselho Executivo do MDL: *"Diretrizes sobre a avaliação de análise de investimento"*, versão 5.0, adotadas em EB62 Anexo 5, 15 de julho de 2011.
- /29/ Conselho Executivo do MDL: *"Diretrizes sobre relatórios e validação de fatores de carga da planta"*, versão 1, adotadas em EB48 Anexo 11, 17 de julho de 2009.
- /30/ Conselho Executivo do MDL: *"Diretrizes gerais para metodologias SSC MDL"*, versão 17, adotadas no EB61 Anexo 21, 3 de junho de 2011.

3.1.4 DOCUMENTAÇÃO USADA PELA DNV PARA VALIDAR / FAZER REFERÊNCIA ÀS INFORMAÇÕES FORNECIDAS PELOS PARTICIPANTES DO PROJETO

- /31/ Ministério do Meio Ambiente, *Resolução CONAMA nº 001*, de 23 de janeiro de 1986 sobre Estudos de Impacto Ambiental. Disponível em:
<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res86/res0186.html>
- /32/ Ministério do Meio Ambiente: *Fontes de energia renovável no Brasil*, livro publicado em 2003.
- /33/ ANEEL: *Autorização para seu estabelecimento como produtora independente de energia elétrica*:



- PHC Caju autorização da ANEEL resolução de nº 1 452, emitida em 08 de julho de 2008.
Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081452.pdf>
 - PHC Santo Antônio autorização da ANEEL resolução de nº 1 454, emitida em 08 de julho de 2008.
Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081454.pdf>
 - PHC São Sebastião do Alto autorização da ANEEL resolução de nº 1 453, emitida em 08 de julho de 2008.
Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20081453.pdf>
- /34/ ANEEL: *Datas de comissionamento (após as tempestades que destruíram parte das PCHs):*
- PCH Caju: 17 de março de 2011 (1º e 2º unidades), conforme despacho da ANEEL de nº 1 170, emitido em 16 de março de 2011.
Disponível em: www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20111170.pdf
 - PCH Santo Antônio: 04 de fevereiro de 2012 (1º e 2º unidades), conforme despacho da ANEEL de nº 339, emitido em 03 de fevereiro de 2012.
Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=5&fase=3>
 - PCH São Sebastião do Alto: 1 de setembro de 2011 (1ª unidade) conforme despacho da ANEEL de nº 3 548, emitido em 31 de agosto de 2011 e 19 de agosto de 2011 (2ª unidade), conforme despacho da ANEEL de nº 3395, emitido em 18 de agosto de 2011.
Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20113548.pdf> em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20113395.pdf>
- /35/ Presidência do Brasil: *Decreto Federal nº5025, sobre o PROINFA*, com data de março de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5025.htm
- /36/ Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (AND do Brasil):
- *Fatores de emissão para o Sistema Interligado Nacional - SIN em 2009*, publicado em 2010 Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>
 - *Nota de esclarecimento sobre os fatores de cálculo de emissão no Sistema Interligado Nacional* datado de 29 de abril de 2008. Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24562.pdf
- /37/ Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (AND do Brasil) *Informações para projetos de MDL*, atualizado até 2012. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html#ancora>
- /38/ Operadora Nacional do Sistema Elétrico brasileiro: *Procedimentos de rede*, Despacho nº 2744, com data de 15 de setembro de 2010.



Disponível em: www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx

/39/ Leilões de Energia CCEE:

- 1º Leilão brasileiro de energias alternativas - Resultados, com data de 27 de fevereiro de 2007 – preço médio: BRL 139,12. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=3cb3f87495bd1110VgnVCM1000005e01010aRCRD>
- 4º Leilão brasileiro de novas energias - Resultados, com data de 26 julho de 2007 – preço médio: BRL 136,00. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=545d18816ded2110VgnVCM1000005e01010aRCRD>
- 2º Leilão brasileiro de energia de reserva - Leilão nº 003/2009 - LER-2009 Resultados, com data de 14 de dezembro de 2009 - preço médio: BRL 148,39. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=ec41d74d98114210VgnVCM1000005e01010aRCRD>
- 3º Leilão brasileiro de energia renovável - Leilão nº 2013-EOL20 – Resultados, com data de 26 de agosto de 2010 - preço médio: BRL 154,40. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=b32c645eb56ba210VgnVCM1000005e01010aRCRD>
- 11º Leilão brasileiro de energia de reserva - Leilão nº 04/2010 - Resultados, com data de 15 de dezembro de 2010 - preço médio: BRL 104,00. Disponível em: http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?contentType=RESULTADO_LEILAO&vgnextoid=1ece84227d3fc210VgnVCM1000005e01010aRCRD&qryRESULTADO-LEILAO-CD-RESULTADO-LEILAO=6adf84227d3fc210VgnVCM1000005e01010a&x=15&y=11

/40/ Tesouro Nacional Brasileiro:

- Instrução normativa nº 247, sobre tributos do Programa de Integração Social (PIS), Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), com data de 21 de novembro de 2002. Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2002/in2472002.htm>
- Tesouro nacional brasileiro, Artigo nº 3 da Lei nº 11727, para contribuição social sobre lucro líquido (CSLL), com data de 23 de junho de 2008. Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsll/Aliquotas.htm>

/41/ Governo do Rio de Janeiro nº 4086/2003, para Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), com data de 13 de março de 2003. Disponível em: <http://alerjln1.alerj.rj.gov.br/contlei.nsf/c8aa0900025feef6032564ec0060dfff/c0ff48c7f0d235a283256cf500664206?OpenDocument>

/42/ Tesouro nacional brasileiro, informações sobre a legislação de empresas de lucro presumido:

- Nota nº 517, com data de 2011. Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2005/PergResp2005/pr517a555.htm>
- Esclarecimentos, com data de 31 de dezembro de 2010. Disponível em:



- <http://www.receita.fazenda.gov.br/Publico/perguntao/dipj2011/CapituloXIII-IRPJ-LucroPresumido2011.pdf>
- /43/ Aswath Damodaran: *Cálculo do prêmio de risco do capital próprio*, registro nacional dos rendimentos do tesouro dos Estados Unidos, de 1927 a 2012.
Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- /44/ Standard and Poor's: *S&P Índice 500*, índice de preços de 500 ações comuns de empresas de alta capitalização negociadas nos Estados Unidos, de 1957 a 2012.
Disponível em: <http://www.standardandpoors.com/indices/sp-500/en/us/?indexId=spusa-500-usduf--p-us-l-->
- /45/ JP Morgan: *EMBI+*, índice de títulos de mercados emergentes, de 2003 a 2007.
Disponível em:
<http://www.jpmorgan.com/pages/jpmorgan/investbk/solutions/research/EMBI>
- /46/ Tesouro dos Estados Unidos: *Títulos do tesouro protegidos da inflação (TIPS)*, para o ano de 2007. Disponível em:
http://www.treasurydirect.gov/indiv/products/prod_tips_glance.htm
- /47/ Tesouro nacional brasileiro: *Taxas de juros do índice de empréstimo geral SELIC*, de 1995 a 2011. Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/pagamentos/jrselic.htm>
- /48/ Banco Central do Brasil: *Histórico de metas da taxa da inflação*, de 1999 a 2012.
Disponível em : <http://www.bcb.gov.br/Pec/metast/TabelaMetastResultados.pdf>
- /49/ BNDES: *Taxas de juros de longo prazo*, de 2003 a 2007, disponível em:
http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html
- /50/ BNDES: *Condições financeiras pra PCHs*, custos de financiamento cobrados para o ano de 2008.
Disponível em:
http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html
- /51/ ANEEL: *Banco de Informações de Geração*, sobre a capacidade de geração de eletricidade no Brasil, com data de 2011.
Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>
- /52/ ANEEL: *Decretos, despachos e notas sobre tarifas*:
- *Resolução Normativa nº 77* sobre o desconto na tarifa para fontes alternativas, com data de 18 de agosto de 2004. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>
 - *Decreto nº 2410*, criando a tarifa TSFEE, com data de 28 de novembro de 1997. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/biblioteca/remissiva_legi.cfm?valida=9396
 - *Despacho nº 4774*, sobre os valores da tarifa TSFEE, com data de 22 de dezembro de 2009. Disponível em:
<http://www3.aneel.gov.br/netacgi/cobaia.exe?s4=hidroluz&s5=LEGISLA%C7%C3O&l=20&SECT1=IMAGE&SECT4=e&SECT6=HITOFF&SECT3=PLURON&SECT2=THESON&SECT5=BIBL01&d=BIBL&p=1&u=http://www3.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisafa.htm&r=3&f=G>



- *Resolução Normativa nº 320*, sobre as cobranças de instalações de geração compartilhadas (nódulos de sistemas de transmissão) para fontes alternativas, com data de 10 de junho de 2008. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2008320.pdf>
- /53/ ANEEL: sobre a tarifa de uso de sistema de distribuição (TUSD). Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=96&idPerfil=2>
- /54/ Fundação Getúlio Vargas: *Custo de Capital para Pequenas Centrais Hidrelétricas no Contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo*, para os anos de 2005 a 2009, com data de novembro de 2010.
- /55/ Frederico Rosas, especialista financeiro independente prestando serviços para a DNV: *Avaliação do especialista financeiro*, aprovando o benchmark e a análise de investimentos apresentadas. com data de 17 de fevereiro de 2012.
- /56/ Conselho Executivo do MDL: *Energisa Rio Grande PCHs*
 - Página de validação, com data de 05 de novembro de 2010.
Disponível em:
<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/M3W6EJVBXSP3LXBZIWZJ8U3CU67BS/view.html>
 - Página para consideração prévia, com data de setembro de 2009.
Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index.html>
- /57/ Conselho Executivo do MDL: *Atividade do projeto das Pequenas Centrais Hidrelétricas de Goiandira, Pedra do Garrafão, Pirapetinga e Sítio Grande*: Página do projeto, com data de 14 de janeiro de 2011.
Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1268728393.62/view>
- /58/ Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística: *Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)*: registros de 1979 até 2012. Utilizado principalmente para calcular a inflação ao consumidor comum.
Disponível em:
http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaultinpc.shtm
- /59/ Fundação Getúlio Vargas: *Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M)*: registros de 1989 até 2012. Utilizado principalmente para calcular a inflação para contratos financeiros.
Disponível na homepage do Banco Central do Brasil:
<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAO/publico/exibirFormCorrecaoValores.do?met hod=exibirFormCorrecaoValores>
- /60/ Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia do estado do Rio de Janeiro: *Chuvvas na região montanhosa do estado do Rio de Janeiro em 2011*, versão 1, com data em 16 de fevereiro de 2011. Disponível em:
http://www.coppe.ufrj.br/pdf_revista/relatoriochuvas.pdf

3.2 Entrevistas de acompanhamento com os atores do projeto

Nos dias 05 e 6 de outubro de 2011, os auditores da Luis Filipe Tavares e Gabriel Baines visitaram o escritório da Energisa Geração Rio Grande S.A. no Rio de Janeiro e as PCHs em São Sebastião do Alto e Bom Jardim, no estado do Rio de Janeiro, no Brasil, além de conduzirem entrevistas com os atores do projeto.



	Data	Nome		Organização	Tópico
/61/	05 e 06 de outubro de 2011	Gustavo Moreira	Nasser	Energisa Geração Rio Grande S.A	• Concepção do projeto e tecnologia adotada • Determinação do cenário da linha de base
/62/		Bruna Marigheto	Luiza	Ecopart Assessoria em	• Demonstração de adicionalidade
/63/		Marco Mazafferro	Antônio	Negócios Empresariais Ltda.	• Cálculo da redução de emissões • Aplicação da metodologia de monitoramento assim como concepção e aplicação do plano de monitoramento • Avaliação dos impactos ambientais, licenças ambientais e atendimento às exigências legais • Processo de consulta pública • Análise financeira

3.3 Solução de questões pendentes

O objetivo desta fase da validação é solucionar quaisquer questões pendentes que precisem 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:

- Organizar, detalhar e esclarecer as exigências que um projeto de MDL deve atender;
- Garantir um processo de validação transparente, no qual o validador documentará como uma exigência específica foi validada e o resultado da validação.

O protocolo de validação é constituído de quatro tabelas. As diferentes colunas dessas tabelas estão descritas na figura a seguir. O protocolo de validação completo para a atividade do projeto “Energisa Rio Grande PCHs” no Brasil está contido no Apêndice A deste relatório.

A tabela 2 do protocolo de validação documenta os resultados da avaliação da documentação de concepção de projeto e entrevistas de acompanhamento com atores do projeto. Quaisquer dos resultados levantados na tabela 2 estarão listados na tabela 3 do protocolo, e mudanças na descrição da concepção do projeto decorrentes destes resultados serão abordadas na tabela 3.



Deste modo, a tabela 2 pode não refletir todos os aspectos do projeto conforme descrito no DCP final enviado para registro.

Uma solicitação de ação corretiva (SAC) é levantada se um dos seguintes ocorrer:

- (a) Os participantes do projeto cometeram erros que irão influenciar a capacidade da atividade do projeto de atingir reduções de emissões adicionais reais e mensuráveis;
- (b) As exigências do MDL não foram atendidas;
- (c) Existe um risco de que as reduções de emissões não possam ser monitoradas ou calculadas.

Uma solicitação de esclarecimento (SE) é levantada se as informações são insuficientes ou não são suficientemente claras para determinar se as exigências aplicáveis do MDL foram atendidas.

Uma solicitação de ação futura (SAF) é levantada durante a validação para destacar questões relacionadas à implantação do projeto que exigem análise durante a primeira verificação da atividade do projeto. As SAFs não devem estar relacionadas com as exigências de registro do MDL.



Protocolo de validação - Tabela 1: Exigências obrigatórias para atividades de projeto do MDL		
Exigência	Referência	Conclusão
As exigências que o projeto deve atender.	Faz referência à legislação ou contrato no qual a exigência foi encontrada.	Isto pode ser aceitável com base em evidências fornecidas (OK) ou uma solicitação de ação corretiva (CAR) caso uma exigência não seja atendida.

Protocolo de validação - Tabela 2: Lista de verificação das exigências				
Questão da lista de verificação	Referência	Meios de verificação (MdV)	Avaliação da DNV	Conclusão Provisória e/ou Final
As várias exigências da tabela 1 estão ligadas às perguntas da lista de verificação que o projeto deve atender. A lista de verificação se divide em diferentes seções, seguindo a lógica do MDL-DCP	Faz referência aos documentos onde a resposta para uma pergunta da lista de verificação é encontrada.	Meios de verificação (MdV) são análises de documentos (DR) , entrevista (I) ou quaisquer outras ações de acompanhamento (ex: visita no local, entrevistas por telefone ou e-mail) e verificação cruzada (CC) com as informações disponíveis relacionadas a projetos ou tecnologias similares à atividade do projeto do MDL em validação.	A discussão sobre como se chega a conclusão e sobre a conclusão da conformidade e com a lista de verificação até este ponto.	Usa-se OK se as informações e evidências fornecidas sejam adequadas para demonstrar a conformidade com as exigências do MDL. Uma solicitação de ação corretiva (SAC) é levantada quando os participantes do projeto tenham cometido erros, as exigências do MDL não tenham sido atendidas ou exista o risco de que as reduções de emissões não possam ser monitoradas ou calculadas. Uma solicitação de esclarecimento (SE) é levantada caso as informações sejam insuficientes ou não sejam suficientemente claras para determinar se as exigências aplicáveis do MDL foram atendidas. Uma solicitação de ação futura (SAF) durante a validação para destacar questões relacionadas à implantação do projeto que exigem análise durante a primeira verificação da atividade do projeto.

Protocolo de validação - Tabela 3: Solução das Solicitações de Ação Corretiva e das Solicitações de Esclarecimento			
Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
As SACs e/ou as SEs levantadas na tabela 2 se repetem aqui.	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 para tratar as SACs e/ou SEs.	A avaliação da equipe de validação e a conclusão final das SACs e/ou SEs.

Protocolo de validação - Tabela 4: Solicitação de Ação Futura		
Solicitação de ação futura	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Resposta dos participantes do projeto



<i>As SAFs levantadas na tabela 2 se repetem aqui.</i>	<i>Referência ao número da questão da lista de verificação na Tabela 2 em que a SAF é explicada.</i>	<i>Resposta dos participantes do projeto sobre como a solicitação de ação futura será abordada antes da primeira verificação.</i>
--	--	---

Figura 1: Tabelas do protocolo de validação



3.4 Controle de qualidade interno

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

3.5 Equipe de validação

Função	Sobrenome	Nome	País	Tipo de envolvimento						
				Análise feita no	Visita ao local /	Elaboração de	Supervisão do	Revisão técnica	Competência em TA	Conhecimento
Líder da equipe (Validador)	Leiroz	Andrea	Brasil	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Validador	Baines	Gabriel	Brasil	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Validador	Tavares	Luis	Brasil	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Especialista financeiro	Rosas	Frederico	Brasil	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Revisor técnico	Zhang (Requerente)	Lei Lucas	China	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Revisor técnico	Aalders	Edwin	Noruega	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐

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



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 finais da validação relacionam-se à concepção do projeto conforme documentado e descrito no DCP versão 4 com data de 04 de julho de 2012/1/.

4.1 Exigências para participação

Os participantes do projeto são a Energisa Geração Rio Grande S.A. e a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda., da parte anfitriã, que é o Brasil. A parte anfitriã (Brasil) atende a todas as exigências de participação pertinentes. O projeto é unilateral e não há participante de Parte do Anexo I.

O projeto não envolve qualquer financiamento público de uma parte do Anexo I – o projeto buscou financiamento apenas do Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) - e a validação não revelou nenhuma informação que indicasse que o projeto possa ser tido como um desvio do financiamento da Assistência Oficial do Desenvolvimento (AOD) para com o Brasil.

Anteriormente à apresentação do relatório final de validação ao Conselho Executivo do MDL, a DNV deverá receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia no desenvolvimento sustentável..

4.2 Concepção do projeto

O Projeto "Energisa Rio Grande PCHs" é composto por três centrais hidrelétricas totalmente novas, localizadas em:

- PCH Caju, localizada na cidade de São Sebastião do Alto e Santa Maria Madalena;
- PCH Santo Antônio, localizada na cidade de Bom Jardim;
- PCH São Sebastião do Alto, localizada na cidade de São Sebastião do Alto e Santa Maria Madalena;

Todas estão localizadas no estado do Rio de Janeiro, Brasil.

As coordenadas geográficas das PCHs da atividade do projeto proposto são PCH Caju: Latitude -21.8967° e Longitude: -42.0789°, PCH Santo Antônio: Latitude: -22.1367° e Longitude: -42.3481° e PCH São Sebastião do Alto: Latitude: -21.9358° e Longitude: -42.0883° e foram confirmadas pela DNV por meio das licenças ambientais/9/ e da autorização da ANEEL para estabelecimento como uma produtora independente de energia elétrica./33/.

Cada PCH vai usar dois geradores SPA 1250 (PCH Caju), SPA 1120 (PCH Santo Antônio) e SPA 1400 (PCH São Sebastião do Alto) e duas turbinas Kaplan S (em todas as PCHs), como confirmado pela DNV durante a visita ao local /61/ /62/ /63/.

A capacidade instalada de cada turbina é de 5.15 MW (PCH Caju), 4.30 MW (PCH Santo Antônio) e 6.90 MW (PCH São Sebastião do Alto), como confirmado pela DNV durante visita ao local /61/ /62/ /63/.



A capacidade instalada de cada gerador é de 4.986 MW (SPA 1250 - PCH Caju), 4.133 MW (SPA 1120 - PCH Santo Antônio) e 6.679 MW (SPA 1400 - PCH São Sebastião do Alto), como confirmado pela DNV durante visita ao local/61/ /62/ /63/.

Com relação as “Diretrizes gerais para metodologias SSC MDL” /30/, que também são aplicadas em projeto de grande escala, “a capacidade nominal/instalada para unidades de geração de energia renovável que envolvam sistemas de turbina-gerador deve ser baseada na capacidade nominal/instalada do gerador”. Ou seja, as capacidades instaladas das PCHs são de 9.97 MW (PCH Caju), 8.27 MW (PCH Santo Antônio) e 13.36 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizando 31.6 MW /9/ /33/ /61/ /62/ /63/.

As turbinas de modelo Kaplan são dispositivos renomados e confiáveis utilizados não somente no Brasil, mas em outras usinas hidrelétricas ao redor do mundo. A DNV constatou nas especificações do produto do fabricante nos contratos de EPC/14/ que a concepção do projeto foi considerada para refletir as boas práticas.

Os valores líquidos de capacidade são definidos pela ANEEL /11/ como a energia garantida pelo governo para uma seção de um rio, considerando 77 anos (de 1931 a 2007) de histórico de dados ligados ao rio do projeto e outros rios, o que inclui informações sobre a vazão do rio, correnteza rio acima e abaixo, indisponibilidade (obrigatório e planejado), tendo em vista que a missão do governo é a de otimizar o uso dos recursos naturais do país. Portanto, de acordo com a definição da ANEEL/11/ a energia esperada a ser fornecida (instalação EG, y) ao Sistema Interconectado Nacional (SIN) no Brasil é de 156.103 MWh, correspondente a um fator de carga da planta líquido médio de 58,78% (PCH Caju), 58,16% (PCH Santo Antônio) e 53,52% (PCH São Sebastião do Alto) /11/. Esse fator de carga incorrerá então nas capacidades líquidas de 5,86 MW (PCH Caju), 4,81 MW (PCH Santo Antônio) e 7,15 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizando 17,82 MW /11/. Esse valor foi usado para fins de estimativa de redução de emissões ex-ante e para a análise de investimentos.

Entretanto, no cálculo das emissões do projeto, foi usada a eletricidade anual esperada gerada (TEG_y) pelo projeto, que é 159.257 MWh, o valor anterior ao desconto de 2% devido ao consumo interno e às perdas de transmissão /16/ como calculado por uma terceira parte, a companhia de engenharia Hicon Engineering/16/. As capacidades instaladas antes do desconto de 2% devido ao consumo interno e às perdas de transmissão são de /16/ 5,98 MW (PCH Caju), 4,91 MW (PCH Santo Antônio) e 7,29 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizando 18,18 MW.

A DNV considerou estes dados como corretos, já que os valores foram confirmados por suas fontes /11/ /16/ /61/ /62/ /63/ e estão de acordo com ACM0002 12.2.0 /24/.

As áreas de reservatório das PCHs são de 1.13 km² para PCH Caju, 1.0 km² para PCH Santo Antônio e 2.7 km² para PCH São Sebastião do Alto - como confirmado pela DN através das licenças ambientais /9/ - produzindo então uma densidade de potência de 8.82 MW/km², 8.27 MW/km² e 4.95 MW/km², respectivamente.

A eletricidade gerada pelo projeto será fornecida ao SIN/11/, que tem parte de sua eletricidade gerada por centrais elétricas alimentadas por combustíveis fósseis/51/.

Sendo um projeto de energia renovável, sua atividade irá gerar reduções de emissões de gases do efeito estufa (GHG), evitando as emissões de CO₂ derivadas da geração de eletricidade a combustível fóssil.

Os limites do sistema do projeto são claramente definidos como o local do projeto e o SIN.



No momento do início da validação, a implantação física do projeto já havia começado e foi verificada durante as visitas nos locais /61/ /62/ /63/.

A data de início das atividades propostas pelo projeto foi definida como 16 de setembro de 2009, data da assinatura de contrato de financiamento entre a Energisa e o BNDES /6/.

A vida útil operacional da atividade do projeto é de 30 anos (de 2011 a 2031) como consta no documento “Vida útil e depreciação de turbinas e geradores”, da ANEEL./13/.

De acordo com as resoluções da ANEEL/33/, esperava-se que todas as três plantas estivessem operando até março de 2010. No entanto, fortes tempestades ocorreram na região onde as PCHs estão localizadas, em janeiro de 2011, /60/ causando atraso no cronograma originalmente definido pela ANEEL. Naquele momento, as PCHs foram danificadas devido às chuvas e a correnteza do rio, especialmente a PCH Santo Antônio. As obras foram interrompidas e as atividades programadas atrasaram. Por este motivo, a ANEEL definiu novas datas para o início da operação comercial das PCHs /34/: PCH Caju: 17 de março de 2011 (1ª e 2ª unidade), PCH Santo Antônio: 4 de fevereiro de 2012 (1ª e 2ª unidade) e PCH São Sebastião do Alto: 1 de setembro de 2011 (1ª unidade) e 19 de agosto de 2011 (2ª unidade).

Um período de creditação renovável de 7 anos foi escolhido para o projeto, começando em 1 de julho 2012 ou a data de registro da atividade do projeto MDL-CQNUMC, qual seja a mais tardia. A DNV considera que a data de início do período de creditação é razoável. As reduções de emissões são estimadas em 11 189 tCO₂e por ano /2/ /36/, o que corresponde a 78 324 tCO₂e nos primeiros sete anos do período de creditação.

Espera-se que o projeto contribua com os objetivos de desenvolvimento sustentável do governo brasileiro, com foco nos benefícios econômicos e ambientais.

A DNV considera a descrição do projeto contida no DCP completa e exata. O DCP está em conformidade com os formulários e orientações relevantes para preenchimento do mesmo.

4.3 Aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento selecionada

O projeto aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 - “Metodologia de linha de base consolidada para geração de energia em rede de fontes renováveis”, versão 12.2.0 /24/.

A metodologia de linha de base é justificada porque foi demonstrado que a atividade do projeto assegura que:

Critérios	Resultado
-----------	-----------



Estejam de acordo com as atividades de projeto de geração de energia renovável em rede que (a) instalem uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (central totalmente nova) (b) envolvam uma adição de capacidade (c) envolvam uma modernização das planta(s) existente(s) ou (d) envolvam a substituição de planta(s) existente(s).	A atividade do projeto consiste na instalação de três centrais hidrelétricas completamente novas e ligadas à rede, como verificado através da autorização da ANEEL para produção independente de energia /33/ e as licenças ambientais /9/. O projeto está ligado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) /33/, a rede elétrica do Brasil, para qual os limites geográficos do sistema estão claramente identificados, sendo as informações sobre as características desta rede disponibilizadas pela ANEEL /51/.
A atividade do projeto é instalação, aumento de capacidade, benfeitoria ou substituição de uma central/unidade dos seguintes tipos: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica, unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas, unidade/central de energia de marés.	A atividade do projeto consiste na instalação de três centrais hidrelétricas completamente novas e ligadas à rede, como verificado através da autorização da ANEEL para produção independente de energia/33/e as licenças ambientais/9/.
No caso dos aumentos de capacidade, benfeitorias ou substituições (com exceção de projetos eólicos, solares ou de marés voltados ao aumento de capacidade usando a opção 2: na página 10 para cálculo de parâmetro EGPJ,y): a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, usado para o cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou benfeitoria da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto.	Quesito não aplicável, já que a atividade proposta pelo projeto não corresponde ao aumento de capacidade, benfeitoria ou substituição como verificado na autorização da ANEEL para produção independente de energia /33/ e nas licenças ambientais /9/.



No caso de centrais hidrelétricas, uma das condições a seguir deve ser aplicada: - a atividade do projeto deve ser implantada em um reservatório ou reservatórios já existentes, sem alterações nos volumes de nenhum deles - a atividade do projeto é implantada em um reservatório ou reservatórios já existentes, onde o volume de qualquer um deles pode ser aumentado, como a densidade de potência de cada um, conforme definições estabelecidas na seção Emissões do Projeto, seja superior a 4 W/m²; or - a atividade do projeto resulte em um reservatório ou reservatórios novos, e a densidade de potência de cada um deles, conforme definições estabelecidas na seção Emissões do Projeto, seja superior a 4 W/m².	AS áreas de reservatório das PCHs são de 1.13 km² para PCH Caju, 1,0 km² para PCH Santo Antônio e 2.7 km² para PCH São Sebastião do Alto - como consta nas licenças ambientais /9/ - produzindo então uma densidade de potência de 8.82 MW/km², 8.27 MW/km² e 4.95 MW/km², respectivamente. A implementação da atividade do projeto proposta resultará em um novo reservatório para cada pequena central hidrelétrica cuja densidade de potência for superior a 4W/m².
No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer um deles seja inferior a 4 W/m² todas as condições a seguir deverão ser aplicadas: - a densidade calculada para toda a atividade do projeto usando a equação 5 seja superior a 4 W/m²; - múltiplos reservatórios e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio, concebidos juntos para funcionar como um projeto integrado, coletivamente constituem a capacidade de geração combinada das centrais hidrelétricas; - o fluxo de água entre diferentes reservatórios não é usado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não seja parte da atividade do projeto; - capacidade total instalada das unidades de potência, movidas usando água dos reservatórios com densidades de potência inferior a 4 W/m², seja menor que 15MW; - a capacidade total instalada das unidades de potência, movidas usando água dos reservatórios com densidade de potência inferior a 4 W/m², seja menos de 10% da capacidade total instalada do projeto de múltiplos reservatórios.	AS áreas de reservatório das PCHs são de 1.13 km² para PCH Caju, 1,0 km² para PCH Santo Antônio e 2.7 km² para PCH São Sebastião do Alto - como consta nas licenças ambientais /9/ - produzindo então uma densidade de potência de 8.82 MW/km², 8.27 MW/km² e 4.95 MW/km², respectivamente. A implementação da atividade do projeto proposta resultará em um novo reservatório para cada pequena central hidrelétrica cuja densidade de potência for superior a 4W/m².



O seguinte não é aplicável: - as atividades do projeto não envolvem alternar entre combustíveis fósseis e fontes renováveis no local da atividade do projeto, já que neste de caso a linha de base seria a continuação da utilização de combustíveis fósseis no local; - centrais movidas a biomassa; - centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes com densidade de potência da central menor que 4 W/m².	A atividade do projeto não esteja alternando geração com combustível fóssil, não seja uma central movida a biomassa e suas densidades de potência sejam superiores a 4 W/m² como verificado na autorização da ANEEL para produção independente de energia /33/ e licenças ambientais /9/.
--	---

A avaliação da conformidade do projeto com os critérios de aplicabilidade da metodologia ACM0002, versão 12.2.0 /24/ está documentada detalhadamente na seção B.2. da tabela 2 no protocolo de validação, Apêndice A deste relatório.

4.4 Limite do projeto

A extensão espacial do limite do projeto está corretamente definida como o local da atividade do projeto e o limite do sistema para o sistema elétrico da rede também estão corretamente definidos como todas as centrais elétricas interligadas fisicamente ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a rede elétrica do Brasil, ao qual o projeto será interligado. Na opinião da DNV, o limite do projeto "Energisa Rio Grande PCHs" está claramente definido e está de acordo com as diretrizes aplicáveis para ACM0002, versão 12.2.0 /24/ e "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico", versão 2.2.1 /26/.

Fontes de emissão e gases incluídos no limite do projeto são:

	GEEs envolvidos	Descrição:
Emissões da linha de base	CO ₂	O fator de emissão da linha de base para o projeto é determinado <i>ex-post</i> como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) do Sistema Interligado Nacional (SIN), a rede elétrica do Brasil.
Emissões do projeto	N/A	Fonte principal de emissão. Emissões do reservatório são contabilizadas como emissões de projeto uma vez que a densidade de energia da usina é entre 4 e 10 W/m ² .
Fuga	N/A	Não existem fugas que precisem ser



		consideradas na aplicação da metodologia.
--	--	---

Os limites do projeto identificados e as fontes e gases selecionados são justificados para a atividade do projeto. A validação da atividade de projeto não revelou a ocorrência de outras emissões de gases de efeito estufa dentro do limite da atividade de projeto do MDL proposta como resultado da implantação da atividade do projeto proposto, das quais se espera mais de 1% de contribuição na média anual da redução de emissões total esperada, que não são abordadas pela ACM0002, versão 12.2.0 /24/.

4.5 Identificação de linha de base

A) Determinação da linha de base

A linha de base está de acordo com ACM0002, versão 12.2.0 /24/ que a eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria sido de outro modo gerada pela operação das centrais da rede interligada e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico", versão 2.2.1 /26/.

De acordo com a ACM0002, versão 12.2.0 /24/ as emissões de linha de base são equivalentes à energia gerada pelo projeto fornecida ao SIN, multiplicada pelo fator de emissão da linha de base. O fator de emissão da rede será determinado *ex-post* como uma margem combinada, que consiste na combinação do coeficiente de emissão da margem de operação (MO) e da margem de construção (BM) para o coeficiente de emissão do projeto. O fator de emissão da rede brasileira é publicado anualmente pela AND do país /36/. Os cálculos se baseiam nos dados de geração de eletricidade fornecidos pela Operadora Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a eletricidade gerada na rede. A ponderação da MO e MC está estabelecida em 0.05 e 0.5, valores padrão estipulados para projetos de centrais hidrelétricas "Ferramenta para cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico", versão 2.2.1 /26/.

A metodologia de linha de base aprovada foi corretamente aplicada e define o cenário de linha de base.

Como a atividade do projeto é uma central hidrelétrica nova interligada à rede, o cenário da linha de base já está definido pela metodologia e declarado adequadamente na seção B.4 do DCP.

Todas as hipóteses e dados usados ??pelos participantes do projeto estão listados no DCP e/ou nos documentos de apoio. Toda a documentação relevante para o estabelecimento do cenário de linha de base estão corretamente citados e interpretados no DCP. As hipóteses e os dados utilizados na identificação do cenário da linha de base são justificados adequadamente, apoiados por evidências, e podem ser considerados razoáveis. As políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais relevantes são consideradas e estão relacionadas no DCP.

A DNV considera que a linha de base escolhida é aplicável e está de acordo com a metodologia ACM0002, versão 12.2.0 /24/.



4.6 Adicionalidade

Conforme exigido pela ACM0002, versão 12.2.0 /24/, a adicionalidade do projeto proposto é demonstrado através da aplicação da "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" versão 6.0.0 /25/.

4.6.1 EVIDÊNCIA DA CONSIDERAÇÃO ANTERIOR DO MDL E AÇÕES CONTÍNUAS PARA ASSEGURAR O STATUS DE MDL

Data de início do projeto:

A data de início das atividades propostas pelo projeto foi definida como 16 de setembro de 2009, data da assinatura de contrato de financiamento entre a Energisa e o BNDES /6/.

Em uma data anterior (24 de outubro 2008), os contratos de EPC /14/ foram assinados entre a Energisa Geração Rio Grande S.A. e WEG Energy, MEK Engineering and Consulting Ltda., EMPA Services of Engineering, ENGECON Constructors Engineers Ltda., Engineering SERCCOM Ltda. para a aquisição de equipamento, obras de construção civil, montagem eletromecânica, projeto executivo e gestão de obras integradas durante a construção das PHCs. No entanto, há uma cláusula que estipula que o contrato só entraria em vigor se Energisa Geração Rio Grande S.A. fosse bem-sucedida ao obter financiamento para o projeto.

No dia 16 de setembro de 2009 a Energisa Geração Rio Grande S.A. assinou um contrato com o BNDES para o financiamento do projeto /6/, portanto, a DNV considera esta data (16 de setembro de 2009) como a data correta de início do projeto, já que é a primeira data de compromisso financeiro com o mesmo, de acordo com "Glossário de termos do MDL", versão 5 /23/. A DNV considera que os valores no momento da decisão são válidos para o momento de início do projeto já que menos de um ano se passou entre eles. Ainda assim, uma avaliação dos impactos potenciais do intervalo da adicionalidade do projeto está descrita na análise de investimento, especialmente na análise de sensibilidade.

Consideração anterior do MDL:

De acordo com orientação do Conselho Executivo do MDL /27/, a data de início da atividade do projeto (16 de setembro de 2009 /6/) é após 02 de agosto de 2008, deste modo, tanto o Secretariado do CQNUMC como a AND brasileira precisam ser informados da intenção de registrá-lo como projeto de MDL. A notificação do projeto proposto foi enviado pelo participante ao Secretariado do CQNUMC e a confirmação recebida por e-mail no dia 02 de setembro 2009 /7/. A DNV confirmou esta data no website do CQNUMC /56/. Uma notificação foi enviada à AND do Brasil e confirmada em 09 de setembro de 2009 via e-mail /8/. Ambas as notificações foram enviadas dentro de seis meses após o início da atividade do projeto. A DNV considera então que o MDL foi seriamente considerado na decisão de continuar com a atividade do projeto.

Os participantes do projeto deram início à consulta pública global no dia 05 de novembro de 2010 /56/. Na opinião da DNV, isto demonstra que foram tomadas ações suficientes para assegurar o status de MDL, paralelamente à implantação física do projeto.

É também de opinião da DNV que a atividade proposta do projeto MDL adequa-se às exigências da última versão das "Diretrizes de demonstração e análise de consideração prévia do MDL", versão 4.0 /27/.



4.6.2 IDENTIFICAÇÃO DE ALTERNATIVAS À ATIVIDADE DO PROJETO

A atividade do projeto é a instalação de uma nova central elétrica renovável interligada à rede, portanto, de acordo com a metodologia ACM0002, versão 12.2.0/24/, o cenário da linha de base para a atividade do projeto é definido como descrito a seguir:

- Continuação da situação atual, i.e. eletricidade fornecida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN)
- O projeto de atividade proposto empreendido sem ser registrado com uma atividade de projeto MDL

A 1º cenário alternativo para a atividade de projeto está de acordo com a legislação e regulamentações locais.

De acordo com o parágrafo 105 da MVV/22/, a metodologia aprovada ACM0002, versão 12.2.0/24/, que está selecionado pelo projeto de atividade proposto e considerando que é um projeto totalmente novo, precrito no cenário de linha de base como *Eletricidade fornecida para o sistema interligado pelo projeto de atividade, teria sido de outra maneira gerado pela operação de usinas elétricas interligadas e adicionando novas fontes de geração, como refletido nos cálculos de margem combinada (MC) descritos no "Ferramenta para calcular o fator de amissão para o sistema de eletricidade", versão 2.2.1 /26/,* deste modo nenhuma alternativa para determinar o cenário de linha de base são identificados no PDD/1/.

A DNV considera que as alternativas listadas têm credibilidade e estão completas.

4.6.3 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

Já que o projeto de atividade gera renda através da venda de eletricidade e o único cenário alternativo (i.e. eletricidade fornecida pelo SIN) não envolve nenhum investimento similar, a análise comparativa é apropriada para a demonstração de uma barreira financeira. A DNV considera esta abordagem como correta, já que está de acordo com *"Diretrizes para a avaliação de análise de investimentos"* versão 5.0 /28/. Como a decisão do investimento foi tomada durante a reunião do Conselho da Energisa Soluções S.A.'s Board no dia 17 de julho de 2008 /5/, de modo a garantir a disponibilidade de todos os dados, o benchmark foi baseado em dados colhidos até o final do ano anterior (ou seja, até 31 de dezembro de 2007). A DNV considera que esta abordagem tenha sido a correta; evitando falta de dados que são consolidados anualmente. A DNV considera que os valores no momento da decisão são válidos para o momento de início do projeto já que menos de um ano se passou entre eles. Ainda assim, uma avaliação dos impactos potenciais do intervalo da adicionalidade do projeto está descrita na análise de investimento, especialmente na análise de sensibilidade.

SELEÇÃO DO BENCHMARK

O benchmark escolhido foi o custo médio ponderado de capital (CPMC), um benchmark de projeto calculado com base taxas de mercado, sendo nominal e depois de impostos. O benchmark nominal depois de impostos CPMC foi calculado em 15.86% /3/ pela Energisa Geração Rio Grande S.A. com base no parágrafo 12 de *"Diretrizes para avaliação de análise*



de investimento", versão 5.0 /28/: "os custos médios ponderados de capital (CMPC) são benchmarks apropriados para uma TIR do projeto". O CMPC nominal depois de imposto foi calculado com base no modelo de precificação de ativos financeiros (MPAF) como a opção 6 (a) apresentada nas "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade " versão 6.0.0 /25/. O retorno nominal do capital (K_e) é calculado da seguinte forma:

$$K_e = [(1+R_f) / (1+\pi_{usa}) * (1+\pi_{br}) - 1] + (\beta * R_m) + R_c$$

Onde:

- R_f (taxa de risco) é calculada em 4.72%. Baseado num período de 20 anos (de 1987 e 2007) dos títulos do tesouro americano, pesquisados nos renomados arquivos de Damodaran/43/. Os retornos dos títulos foram calculados após impostos. A DNV verificou os valores apresentados com a página da Damodaran /43/ e confirmou que este valor era apropriado no momento da decisão de investimento (17 de julho de 2008) /6/ com a ajuda de um especialista financeiro independente /55/de forma que o valor está correto;
- π_{usa} (inflação esperada dos Estados Unidos) é considerada de 2.39%, baseado em na diferença média de um ano das notas do tesouro dos Estados Unidos de 20 anos /43/ menos os Títulos do tesouro protegidos da inflação (TIPS) /46/. A DNV verificou os valores apresentados com a página da Damodaran /43/ e confirmou que este valor era apropriado no momento da decisão de investimento (17 de julho de 2008) /6/ com a ajuda de um especialista financeiro independente /55/de forma que o valor está correto;
- π_{br} (inflação esperada do Brasil) é considerada de 4.50%, como a meta de inflação determinada pelo Banco Central do Brasil /48/ para a estimativa prévia de inflação desde 2003. A DNV confirmou este valor com fontes oficiais /48/ com a ajuda de um especialista financeiro independente /55/ de forma que o valor é considerado correto.
- β (índice beta indústria ajustado) é considerado de 1.81 para o ano de 2007, baseado na covariância do retorno financeiro de ações do setor elétrico dos Estados Unidos (tendo sido consideradas 127 companhias). O valor beta é encontrado primeiro para as companhias nos Estados Unidos (o que é o beta não-alavancado) e então é realavancado, usando as condições tributárias do regime de lucro presumido do projeto. Esta alíquota é zero quando o beta é realavancado /42/. A DNV verificou os valores apresentados com a página da Damodaran /43/ e confirmou que este valor era apropriado no momento da decisão de investimento (17 de julho de 2008) /6/ com a ajuda de um especialista financeiro independente /55/de forma que o valor está correto;
- R_m (cálculo do prêmio de risco do capital próprio) calculado em 6.20%. É baseado na diferença do retorno médio de uma ação (o índice usado foi S&P500 <ph x="1" type="1" />/44/<ph x="2" type="2" />, dos preços de 500 500 ações comuns de empresas de alta capitalização negociadas nos Estados Unidos) o retorno médio dos títulos do governo a longo prazo (rendimentos dos tesouros dos Estados Unidos de 10 anos, calculado pela Damodaran <ph x="3" type="3" />/43/<ph x="4" type="4" />), de 1928 a 2007. Os retornos dos títulos foram calculados após impostos. A DNV verificou os valores apresentados com a página da Damodaran /43/ e confirmou que este valor era apropriado no momento da decisão de investimento (17 de julho de



2008) /6/ com a ajuda de um especialista financeiro independente /55/de forma que o valor está correto;

- R_e (prêmio do risco país) está calculada em 3.91%, sendo que o risco país é adicionado para refletir a diferença de risco da economia brasileira e da americana. Os títulos da dívida externa brasileira (C-bonds) – os mais líquidos do Brasil – se comparam aos títulos do tesouro americanos, os mais líquidos do mundo através de um índice chamado de EMBI+ (Índice de títulos de mercados emergentes), do JP Morgan /45/. É comum usar uma média de cinco anos, portanto 3.91% por ano. Os retornos dos títulos foram calculados após impostos. A DNV verificou os valores apresentados com a página da Damodaran /45/ e confirmou que este valor era apropriado no momento da decisão de investimento (17 de julho de 2008) /6/ com a ajuda de um especialista financeiro independente /55/de forma que o valor está correto;

Portanto, o retorno esperado do capital (K_e') é:

$$= [(1 + 4.72\%) / (1 + 2.39\%) * (1 + 4.50\%) - 1] + (1.81 * 6.20\%) + 3.91\% = 21.99\%.$$

O CPMC nominal após impostos é calculado da seguinte forma:

$$WACC = K_e' * W_e + K_d * W_d$$

Onde:

- K_e' (retorno do capital) é calculado em 21.99% como indicado acima;
- K_d (custo de financiamento de dívida) é calculado em 12.56%, que é a soma de 9.06% - que é a média das taxas de juros de longo prazo (TJLP) dos cinco anos anteriores - com o 1%, da taxa do BNDES e 2.5% as the BNDES que é a taxa de spread do risco de crédito. A DNV verificou os valores apresentados com a página da Damodaran /50/ e confirmou que este valor era apropriado no momento da decisão de investimento (17 de julho de 2008) /6/ com a ajuda de um especialista financeiro independente /55/de forma que o valor está correto;
- W_e (peso de capital) é 35%, como o restante do W_d explicado abaixo;
- W_d (peso de endividamento) é estimado em 65%, como taxa histórica de financiamento de CHPs pelo BNDES/50/. A DNV verificou o valor com o histórico de financiamento do BNDES e o considerou correto.

Portanto, o CPMC é calculado assim: $21.99\% * 35\% + 12.56\% * 65\% = 15.86\%$.

Este benchmark não é específico para os participantes do projeto, pois foi calculado com base nos dados públicos, considerando os riscos enfrentados por qualquer projeto de pequenas hidrelétricas no Brasil. Embora o modelo do CAPM em geral seja usado para calcular um benchmark com base em capital próprio, neste caso é aceito para ser aplicado para um benchmark em uma base de projeto, pois foi adaptado para o projeto usando o beta realavancado para a condição de um regime de lucro presumido, para o qual a taxa tributária é zero na realavancagem. A DNV confirmou que esta abordagem está correta, com a ajuda de um especialista financeiro /55/.

A DNV também comparou o benchmark demonstrado no DCP com aquele estimado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) para o custo de capital para pequenas centrais hidrelétricas /54/. A FGV é um centro independente reconhecido e confiável de estudos econômicos no



Brasil. Na estimativa desenvolvida pela FGV, o cálculo do benchmark é feito da mesma maneira que foi esposta acima, também encontrada em fontes oficiais (tesouro americano, /46/, BNDES /49/ /50/) e na literatura específica (Damodaran /43/, Ibbotson /54/). Os valores obtidos pelo CMPC para uma suposta central de até 50 MW no Brasil foram de 31.81% no ano de 2005, 18.58% em 2006, 17.40% em 2007, 16.32% em 2008 e 16.78% em 2009 /54/. Todos estes valores são mais elevados do que o valor de benchmark calculado pela Energisa Geração Rio Grande S.A.(15.86%), sendo que este valor menor apresentado no projeto está de acordo com a tendência observada de queda das taxas de juros no Brasil nos últimos anos /47/.

A DNV confirmou que estas hipóteses e valores considerados para o cálculo de benchmark são razoáveis, de acordo com a avaliação do especialista financeiro /55/.

A DNV conclui, portanto, que o benchmark calculado para o projeto proposto é razoável.

PARÂMETROS DE ENTRADA

As PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) da Energisa Rio Grande são compostas de três PCHs /9/ /11/. Os valores de capacidade líquidos são definidos pela ANEEL /11/ como a energia garantida determinada pelo governo para a localização de um rio, considerando 77 anos (de 1931 a 2007) de dados históricos referentes ao rio do qual trata o projeto, como dados de fluxo fluvial, níveis a montante e a jusante, indisponibilidade (obrigatória e planejada), como a missão do governo de otimizar o uso de recursos naturais no país. Portanto, a energia esperada a ser fornecida (instalação EG, y) ao Sistema Interconectado Nacional (SIN) no Brasil é de 156.103 MWh, correspondente a um fator de carga da planta líquido médio de 58,78% (PCH Caju), 58,16% (PCH Santo Antônio) e 53,52% (PCH São Sebastião do Alto) /11/. Esse fator de carga incorrerá então nas capacidades líquidas de 5,86 MW (PCH Caju), 4,81 MW (PCH Santo Antônio) e 7,15 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizando 17,82 MW /11/. Esse valor foi usado para fins de estimativa de redução de emissões ex-ante e para a análise de investimentos.

Entretanto, para calcular as emissões do projeto, foi usado o total esperado pela eletricidade anual gerado pelo projeto (TEG_y), que é 159 257 MWh. Este é o valor antes do desconto de 2% devido ao consumo interno e perdas na transmissão /16/. As capacidades instaladas antes do desconto de 2% devido ao consumo interno e às perdas de transmissão são de 5,98 MW (PCH Caju), 4,91 MW (PCH Santo Antônio) e 7,29 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizando 18,18 MW.

O fluxo de caixa é impactado pela inflação, dessa forma de acordo com o benchmark, que é nominal. Dois índices de inflação oficiais foram utilizados de acordo com o que foi negociado em contratos: IPCA /58/ e IGP-M /59/. A DNV considerou isso correto, pois reflete as práticas financeiras atuais no Brasil, como foi confirmado por um especialista financeiro independente <ph x="1" type="1" />/55/<ph x="2" type="2" />.

Cada PCH, juntamente com sua adicionalidade, foi avaliada separadamente. A DNV validou todos os valores de entrada para a análise de investimentos com base na evidência adequada, como descrito a seguir.

Custos de investimento:

- <ph x="1" type="1" />O investimento total utilizado na análise de investimento foi R\$ 64.211.157,00 (PCH Caju), R\$ 52.823.644,00 (PCH Santo Antônio) e R\$ 99.495.418,00 (PCH São Sebastião do Alto) <ph x="2" type="2" />/4/<ph x="3" type="3" />



type="3" />. Esses valores correspondem a um custo estimado específico de R\$ 6.188,68/MW (PCH Caju), R\$ 6.126,55 (PCH Santo Antônio) e R\$ 7.143,15 (PCH São Sebastião do Alto) – considerando a inflação durante os três anos de investimento. Eles foram estimados pelo escritório de estudos e projetos de engenharia da Energisa Geração Rio Grande S.A. /4/ com base nas PCHs anteriores da empresa no ano de 2007.

Esses valores de investimento total foram comparados pela DNV com os projetos de PCH brasileiros registrados abaixo:

UNFCCC Nº Ref.	Nome do projeto	Data do registro	Capacidade (MW)	Investimento total (R\$/MW)
968	Projeto de Hidrelétrica da Incomex	27 de abril de 2007	2,10	3 962.79
1526	Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Saldanha	16 de março de 2009	5,00	5 668.04
2500	Projeto do MDL da Pequena Central Hidrelétrica de Moinho e Barracão (PCH Moinho)	11 de janeiro de 2010	7,30	9 594.52
2500	Projeto do MDL da Pequena Central Hidrelétrica de Moinho e Barracão (PCH Barracão)	11 de janeiro de 2010	6.00	10 200.00
2793	Projeto do MDL da Pequena Central Hidrelétrica de Santana I (JUN 1118)	11 de janeiro de 2010	14.76	2 825.37
3002	Projeto da Hidrelétrica São Domingos II	20 de abril de 2010	24.30	5119.88



3669	Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Rodeio Bonito	20 de maio de 2011	14.64	3 924.67
Projeto proposto	PCH Caju	-	9.97	6 188.68
Projeto proposto	PCH Santo Antônio	-	8.27	6 126.55
Projeto proposto	PCH São Sebastião do Alto	-	13.36	7 143.15

Os valores do investimento total usados nas estimativas estão dentro da faixa de R\$/MW encontrada em projetos brasileiros de PCH recentes. Entretanto, o detalhamento dos contratos de EPC /14/, assinados após a data da decisão e, portanto, não conhecidos até então, apresentam custos inferiores aos valores estimados acima. O impacto dessa diferença na adicionalidade do projeto foi avaliada pela DNV na seção de análise de sensibilidade.

Custos totais:

Os custos de operação e manutenção do projeto proposto inclui custo O&M de usinas hidrelétricas (manutenção preventiva de corretiva), cobranças de transmissão e conexão, deduções sobre rendimentos (PIS/PASEP/40/, COFINS /40/ e ICMS /41/), custos de seguros e inspeção/4/.

De acordo com a estimativa do escritório de estudos e projetos de engenharia da Energisa Geração Rio Grande S.A. /4/, o custo da manutenção preventiva foi de R\$ 10/MWh por ano, e o custo da manutenção corretiva foi de R\$ 3/MWh por ano, totalizando R\$ 775.244,30/ano (PCH Caju), R\$ 661.788,88/ano (PCH Santo Antônio) e R\$ 945.903,90/ano (PCH São Sebastião do Alto) para o primeiro ano completo de operações.

Os encargos de eletricidade e os impostos aplicados durante a operação são:

- O imposto TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica) é para a regulamentação dos serviços de energia elétrica e foi aplicado em conformidade com decretos regulatórios /52/, custando R\$ 303,78/kW, totalizando R\$ 13.047,00/ano (PCH Caju), R\$ 13.756,00/ano (PCH Santo Antônio) e R\$ 19.426,00/ano (PCH São Sebastião do Alto) /52/ no primeiro ano completo de operações, variando de acordo com a inflação. A DNV confirmou que esses valores estão em conformidade com as regulamentações nacionais do Brasil.
- O imposto TUSD (Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição) é para o uso do sistema de distribuição e foi aplicado em conformidade com decretos regulatórios /53/, com variação na produção de energia, custando R\$ 4,36/kW ao mês, totalizando R\$ 466.582,30/ano (PCH Caju), R\$ 491.951,40/ano (PCH Santo Antônio) e R\$ 694.699,70/ano (PCH São Sebastião do Alto) /53/, variando de acordo com a inflação. A DNV confirmou que esses valores estão em conformidade com as regulamentações nacionais do Brasil.



- Os custos de conexão com a rede foram estimados com o uso do contrato firmado entre Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina (designação anterior da Energisa Geração Rio Grande S.A.) e Zona da Mata Geração para transmissão de eletricidade, sendo R\$ 0,52/kW ao mês, totalizando R\$ 56.141,90/ano (PCH Caju), R\$ 59.194,50/ano (PCH Santo Antônio) e R\$ 83.590,40/ano (PCH São Sebastião do Alto), variando de acordo com a inflação. A DNV confirmou que esses valores estão em conformidade com o contrato apresentado /15/ e representam uma estimativa aceitável para o projeto proposto. Os impostos sobre o uso de instalações de conexão são valores devidos por empresas de distribuição de energia elétrica que utilizam linhas de transmissão conectadas à rede.
- ICMS é um imposto determinado em nível estadual por cada estado sobre operação de energia elétrica. De acordo com a lei do estado do Rio de Janeiro sobre o valor do ICMS /41/ foi aplicado o valor de 25% sobre a tarifa de eletricidade. A DNV confirmou que esses valores estão em conformidade com as regulamentações nacionais do Brasil.

O seguro de O&M custará R\$ 5,53/kW ao ano, conforme estimado pelo escritório de estudos e projetos de engenharia da Energisa Geração Rio Grande S.A. /4/. O seguro cobre a instalação, o desempenho e a operação, totalizando R\$ 65.850,30/ano (PCH Caju), R\$ 50.501,10/ano (PCH Santo Antônio) e R\$ 88.240,70/ano (PCH São Sebastião do Alto) para o primeiro ano completo de operações. O valor estimado de R\$ 5,53/kW ao ano é inferior ao último contrato de seguro assinado pela Energisa Geração Rio Grande S.A. /4/ em 13 de março de 2012, com um custo de R\$ 16,01/kW ao ano /20/. Sendo uma variação positiva que agravaria a adicionalidade do projeto, a DNV considera o preço utilizado aceitável e conservador.

Dessa forma, o custo de O&M ao ano representa um valor estimado de 2,47% (PCH Caju), 2,28% (PCH Santo Antônio) e 2,04% (PCH São Sebastião do Alto) do investimento total.

Em comparação com projetos apresentados no livro do Ministério do Meio Ambiente do Brasil "Fontes Renováveis de Energia no Brasil" /32/, que consideraram valores de O&M de 1% a 4%, os valores de O&M das três PCHs do projeto são aceitáveis.

A DNV confirmou que os valores dos parâmetros eram os mais recentes disponíveis no momento da decisão do investimento (17 de julho de 2008) e concluiu que o custo de O&M para o projeto proposto é aceitável para as PCHs.

Fator de carga da usina:

Segundo a ANEEL /11/, espera-se que o projeto proposto forneça ao SIN aproximadamente 156.103 MWh a fatores de carga da planta de 58,78% (PCH Caju), 58,16% (PCH Santo Antônio) e 53,52% (PCH São Sebastião do Alto) e, portanto, com capacidades líquidas de 5,86 MW (PCH Caju), 4,81 MW (PCH Santo Antônio) e 7,15 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizando 17.82 MW. O documento "Guidelines on the Reporting and Validation of Plant Load Factors" (Diretrizes para Elaboração de Relatórios e Validação de Fatores de Carga da Planta) /29/



fornece instruções para validação de fator de carga da planta para energia renovável. Uma alternativa é usar o fator de carga da planta fornecido por um terceiro contratado pelos participantes do projeto. A outra alternativa é usar um fator de carga da planta fornecido ao governo durante a aplicação da atividade do projeto para aprovação da implantação. A ANEEL é ao mesmo tempo uma agência do governo e um terceiro (apesar de não poder ser contratada pelos proponentes do projeto para calcular o fator de carga da planta). Seus cálculos consideram 77 anos (de 1931 a 2007) de dados históricos referentes ao rio do qual trata o projeto, como dados de fluxo fluvial, níveis a montante e a jusante e indisponibilidade (obrigatória e planejada). Levando em consideração que o interesse do governo é otimizar o uso dos recursos naturais no país, o fator de carga da planta estimado pela ANEEL é teoricamente o mais alto possível para uma determinada seção de um rio. No entanto, a DNV comparou o fator de carga da planta com o fator de carga de uma planta média de uma PCH no Brasil, de acordo com o livro "Fontes Renováveis de Energia no Brasil", que é de 55% /32/, deste modo no mesmo nível do fator de cada da planta do projeto.

<ph x="1" type="1" />A DNV confirmou que os valores dos parâmetros eram os mais recentes disponíveis no momento da decisão do investimento (17 de julho de 2008) e considerou os fatores de carga da planta para as "<ph x="2" type="2" />PCHs da Energisa Rio Grande<ph x="3" type="3" />" aceitáveis para PCHs no Brasil.

Tarifa de eletricidade:

O preço da eletricidade estimado na data da decisão pela Energisa Geração Rio Grande S.A. para todas as PCHs, era R\$ 215,73 (média de R\$ 224,80 e R\$ 206,67 /4/, com adição de imposto ICMS 25%) até 2020 e R\$ 206,67 de 2021 a 2031 /4/ – corrigido pela inflação. Esses eram os preços e as condições que a Energisa Geração Rio Grande S.A. esperava assinar em um CCVE futuro que estava em fase de negociação com compradores no momento da decisão.

<ph x="1" type="1" />Em comparação com os preços médios de compra nos dois leilões de energia anteriores no Brasil <ph x="2" type="2" />/39/<ph x="3" type="3" /> (R\$ 139,12 - ou R\$ 173,90 com imposto ICMS - em 27 de fevereiro de 2007 e R\$ 136,00 - ou R\$ 170,00 com imposto ICMS - em 26 de julho de 2007), os preços considerados para o projeto proposto são mais elevados. Esses valores são conservadores para os objetivos do MDL, pois aumentam a TIR. Além disso, a análise de sensibilidade demonstrará as diferenças dos preços negociados nas CCVEs e seu impacto sobre a análise de adicionalidade.

Impostos e depreciação:

A DNV também confirmou que as sociedades com objetivos especiais constituídas para o projeto são qualificadas para o regime de lucro presumido, de acordo com a legislação fiscal nacional brasileira /42/, com o auxílio de um especialista financeiro independente /55/. Foram estabelecidos os valores de 8% /42/ para a alíquota base da receita e imposto de renda de 25%, 0,65% para PIS/PASEP /40/, 3% para COFINS /40/, 12% de base de receitas e uma alíquota de 9% como CSLL /40/ (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido) e uma depreciação linear de 3,3% de acordo com os requerimentos da ANEEL para equipamentos de centrais hidrelétricas/12/. Ao final do período de avaliação, um valor justo foi devolvido como rendimento: R\$ 21.446.526,50 (PCH Caju), R\$ 17.960.039,00 (PCH Santo Antônio) e



R\$ 33.828.442,10 (PCH São Sebastião do Alto) /4/. A DNV verificou os valores usados com fontes do governo /12/ /40/ /41/ /42/ e confirmou que as normas e os valores de impostos usados no projeto eram os mais recentes disponíveis no momento da decisão de investimento e que estavam corretos. No regime de lucro presumido, a depreciação não tem nenhum impacto sobre a TIR. Neste caso, as taxas de imposto de renda são calculadas sobre as receitas e não sobre os rendimentos brutos.

CÁLCULO E CONCLUSÃO:

Os cálculos da TIR foram fornecidos em uma planilha /4/ e verificados pela DNV. As hipóteses e os cálculos foram verificados e considerados corretos pela DNV com auxílio de um especialista financeiro independente /4/ /55/. A TIR do projeto é nominal e posterior aos impostos e ao período de avaliação de 20 anos, além dos anos de construção. O período é mais curto que a vida útil do projeto /12/, e um valor justo foi corrigido, adicionado ao final do período /4/. As TIRs nominais e pós-impostos, sem as receitas do MDL são 11,32% (PCH Caju), 10,67% (PCH Santo Antônio) e 8,58% (PCH São Sebastião do Alto). Isso confirma que o projeto, na ausência dos benefícios do MDL e comparado com o benchmark de 15,86% não é financeiramente atrativo/3//4/.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE:

Foi realizada uma análise de sensibilidade para os parâmetros que contribuem com mais de 20% para as receitas ou custos a fim de verificar a robustez da análise de investimento. As variações razoáveis ??das receitas, das despesas de capital e dos custos de operação e manutenção foram verificadas pelo cálculo da variação necessária para atingir o benchmark e, em seguida, pela discussão da probabilidade de que isso aconteça. Todas as variações foram maiores que 10%. Nenhum dos parâmetros na análise de sensibilidade foi considerado como tendo alguma correlação positiva significativa. A DNV confirmou que as TIRs do projeto atingirão o benchmark somente se os parâmetros supracitados forem alterados por valores, conforme mencionado abaixo:

	PCH Caju	PCH Santo Antônio	PCH São Sebastião do Alto
Indicadores-chave	Necessário mudar TIR de 11,32%para15,86%	Necessário mudar TIR de 10,67%para15,86%	Necessário mudar TIR de 8,58%para15,86%
Investimento total	- 31,25%	- 42,4%	- 49,14%
Custos totais	- 62,4%	- 82,3%	- 127%
Fator de carga da planta	+ 40,9%	+ 54,1%	+85.40%
Tarifa de eletricidade	+ 37,3%	+ 49,4%	+ 77,9%



1) Investimento total: A DNV avaliou os três contratos assinados entre a Energisa Geração Rio Grande S.A. e as cinco empresas de EPC em 24 de outubro de 2008 /14/, portanto, dentro do período de um ano após a data da decisão. Eles tratam da aquisição do equipamento, das obras civis, da montagem eletromecânica, do projeto executivo e do gerenciamento de trabalhos integrados durante a construção das PCHs. O detalhamento dos contratos de EPC é o seguinte:

(valores em R\$)	PCH Caju	PCH Santo Antônio	PCH São Sebastião do Alto
Obras civis	25 546 012,93	30 272 625,27	27 668 855,26
Equipamento	18 881 780,68	18 242 321,57	19 870 897,74
Montagem eletromecânica	3 147 858,00	3 322 876,00	3 364 784,00
Projeto executivo	2 195 000,00	2 195 000,00	2 195 000,00
Gerenciamento de integração	449 746,41	449 746,41	449 746,41
Investimento total	50 220 398,02	54 482 569,25	25 546 012,93

Essas deduções no investimento total da estimativa da data da decisão do investimento (17 de julho de 2008) e dos contratos de EPC assinados (24 de outubro de 2008) resultaram nas seguintes alterações nas TIRs:

	PCH Caju	PCH Santo Antônio	PCH São Sebastião do Alto
Variação do investimento total da estimativa original	- 21,79%	+ 3,14%	- 46,18%
TIR original	11,32%	10,67%	8,58%
TIR (com os valores de EPC)	14,19%	10,37%	15,16%

Após as variações no investimento total, nenhuma das TIR atingiu o benchmark de 15,86%.

Além disso, após os danos causados às PCHs pelas fortes tempestades e pelo transbordamento dos rios /60/ (especialmente à PCH Santo Antônio), foram assinadas emendas em 22 de junho de 2011 entre as mesmas empresas para a contratação de obras corretivas nessas centrais /17/. Esses custos foram compostos de: material, equipamento, recuperação/reconstrução de diques e indenização. Os valores reais do investimento total e seu impacto sobre as TIRs foram avaliados:

(valores em R\$)	PCH Caju	PCH Santo Antônio	PCH São Sebastião do Alto
Valor total das emendas	5 614 139,85	20 916 468,53	5 928 984,37
Investimento total final (EPC + emendas)	55 834 537,79	75 399,037,92	59 478 267,47



Varição do investimento total da estimativa original para o investimento total real (EPC + emendas)	- 13,05%	42,74%	- 40,22%
TIR (EPC + emendas)	12,9%	7,47%	13,89%

Após as variações no investimento total, nenhuma das TIR atingiu o benchmark de 15,86%.

Seria necessária uma alteração extra no investimento total, com a dedução de 18,22% (PCH Caju), 80,34% (PCH Santo Antônio) e 8,98% (PCH São Sebastião do Alto) da TIR para atingir o benchmark de 15,86%. É provável que isso não aconteça, pois os valores já foram pagos, e as PCHs estão em operação.

O investimento total, considerando o EPC e as emendas, é de R\$ 55.834.537,79 (PCH Caju), R\$ 75.399.037,92 (PCH Santo Antônio) e R\$ 59.478.267,47 (PCH São Sebastião do Alto), o que significa que os projetos apresentam custos específicos reais de R\$ 5.500,25/MW (PCH Caju), R\$ 9.117,18/MW (PCH Santo Antônio) e R\$ 4.451,97/MW (PCH São Sebastião do Alto), os quais também estão dentro da faixa de R\$/MW apresentada anteriormente.

A DNV confirmou que os valores dos parâmetros do "Energisa Rio Grande PCHs eram os mais recentes disponíveis no momento da decisão do investimento (17 de julho de 2008) e concluiu que o custo de O&M para o projeto proposto é aceitável para as PCHs.

2) Custos totais: Composto pelo O&M anual, o custo inclui O&M das centrais hidrelétricas (manutenção corretiva e preventiva), dos encargos de transmissão e das taxas de seguro. Seria necessária uma dedução de 62,4% (PCH Caju), 82,3% (PCH Santo Antônio) e 127% (PCH São Sebastião do Alto) no custo de O&M para as TIRs atingirem o benchmark de 15,86%, porém, é provável que isso não aconteça.

3) Para atingir o benchmark de 15,86%, o fator de carga da planta deve aumentar em 40,9% (PCH Caju), 54,1% (PCH Santo Antônio) e 85,4% (PCH São Sebastião do Alto). Segundo um decreto da ANEEL sobre a energia garantida para as PCHs do projeto /11/, a produção anual presumida é baseada em 77 anos (de 1931 a 2007) de dados históricos referentes ao rio do qual trata o projeto, como dados de fluxo fluvial, níveis a montante e a jusante, indisponibilidade (obrigatória e planejada). Com isso, o fator de carga da planta foi definido como 58,78% (PCH Caju), 58,16% (PCH Santo Antônio) e 53,52% (PCH São Sebastião do Alto). Consequentemente, a capacidade instalada líquida das PCHs é de 5,86 MW (PCH Caju), 4,81 MW (PCH Santo Antônio) e 7,15 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizando 17,82 MW. Ao calcular a energia garantida de uma seção de um rio, a ANEEL tem a missão de otimizar o uso de recursos naturais no país, portanto, a DNV considerou provável que a eletricidade alimentada na rede não sofra esse aumento adicional até que o benchmark seja atingido.

4) Tarifa de eletricidade: Para atingir o benchmark de 15,86%, a tarifa de eletricidade deve aumentar em 37,3% (PCH Caju), 49,4% (PCH Santo Antônio) e 77,9% (PCH São Sebastião do Alto) acima da inflação. Atualmente, há cinco CCVEs assinados <ph x="1" type="1" />/13/<ph x="2" type="2" /> que abrangem toda a energia gerada pelas três PCHs. As datas



finais dos CCVEs variam de 31 de dezembro de 2015 a 30 de novembro de 2013, e os preços não podem ser alterados. Eles somente variarão de acordo com a inflação durante o período do contrato. Entretanto, as tarifas definidas nos contratos de CCVE variam de R\$ 152,00/MWh a R\$ 192,00/MWh (com uma média ponderada de R\$ 164,61/MWh, já com a adição do ICMS), ou são 23,7% inferiores ao preço da decisão do investimento (R\$ 215,73). Em comparação, no 2º Leilão Brasileiro de Energia de Reserva, em 14 de dezembro de 2009 /39/, o preço médio da energia vendida era de R\$ 148,39 (ou R\$ 185,49 com ICMS) e apresentava uma faixa de R\$ 131,00 a R\$ 153,07 (ou R\$ 163,75 e R\$ 191,34 com ICMS). Há uma tendência de diminuição nos valores da eletricidade no Brasil, como pode ser confirmado pelos preços atingidos no 11º Leilão de Nova Energia /39/, em 15 de dezembro de 2010. Nesse leilão, o preço era de R\$ 104,00 (ou R\$ 130,00 com ICMS).

Portanto, é provável que os preços da eletricidade não aumentem a faixa necessária para atingir o benchmark de 15,86%.

5) Análise de sensibilidade combinada (diminuição dos investimentos totais e aumento das receitas): A DNV avaliou as variações ocorridas entre a data da decisão do investimento e o projeto que realmente foi implementado, e as TIRs estimadas originais e os valores reais das TIRs são, portanto:

	PCH Caju	PCH Santo Antônio	PCH São Sebastião do Alto
Variação no investimento total	- 13,05%	+ 42,74%	- 40,22%
Variação na tarifa de eletricidade	- 23,7%	- 23,7%	- 23,7%
TIR original no momento da decisão	11,32%	10,67%	8,58%
TIR baseada em custos reais	8,23%	4,14%	15,16%

Portanto, as variações nos parâmetros após as modificações reais terem ocorrido seriam superiores às aquelas demonstradas nos itens de 1 a 4 acima.

A análise de sensibilidade acima mostra que as circunstâncias desfavoráveis seriam necessárias para as TIRs atingirem o benchmark. Concluindo, a análise de investimentos e a avaliação de sensibilidade demonstraram que o projeto proposto não é financeiramente atraente.

4.6.4 ANÁLISE DE BARREIRAS

A análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.

4.6.5 ANÁLISE DA PRÁTICA COMUM

De acordo com a <1>"Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" </1>do CE <2>, a análise da prática comum é realizada em projetos semelhantes considerados como



estando na mesma região, de escala similar e com ocorrência em um ambiente comparável em relação ao marco regulatório, clima de investimento, acesso à tecnologia, acesso a financiamento etc.<3>

<ph x="1" type="1" />O estado do Rio de Janeiro, no qual está localizado o projeto, foi determinado como o escopo geográfico da análise da prática comum foi determinado pelos proponentes do projeto.

A escolha do estado do Rio de Janeiro é justificada pelo participante do projeto considerando a extensão territorial brasileira (O Brasil tem uma extensão de 8.514876 quilômetros quadrados com mais de 4000 km de distância entre os extremos norte-sul e leste-oeste) e 6 regiões climáticas distintas, subtropical, semiárido, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical-Atlântico), a região do projeto a ser implementado, clima, topografia, disponibilidade de linhas de transmissão e taxa sobre energia elétrica (que é diferente em cada estado /41/). A DNV considera essa abordagem aceitável, pois no Brasil o meio-ambiente varia muito de estado para estado.

<ph x="1" type="1" />A faixa de produção aceitável foi calculada considerando a capacidade instalada individual de 9,97 MW (PCH Caju), 8,27 MW (PCH Santo Antônio) e 13,36 MW (PCH São Sebastião do Alto) e também a capacidade conjunta das três PCHs, de 31,6 MW. Entretanto, somente as pequenas centrais hidrelétricas foram consideradas (1 MW < capacidade instalada < 30 MW)/51/), portanto, somente projetos hidrelétricos entre 4,13 MW e 30 MW de capacidade instalada foram levados em consideração.

Seguindo as etapas da "Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade" /25/,

- O " N_{all} " foi calculado como 5, pois seis projetos foram identificados considerando a faixa de 4,13 MW e 30 MW, com um deles tendo iniciado as operações comerciais antes da data de início do projeto (16 de setembro de 2009). A PCH Pirapetinga, que faz parte do projeto do MDL "Atividade do projeto das Pequenas Centrais Hidrelétricas Goiandira, Pedra do Garrafão, Pirapetinga e Sítio Grande" <ph x="1" type="1" />57/<ph x="2" type="2" />, foi excluída.
- O " N_{diff} " foi calculado como 4, pois as PCHs Bonfante, Monte Serrat, Santa Rosa II e Calheiros beneficiam-se do PROINFA /35/ /51/.
- "Fator F" foi calculado como: $F=1-N_{diff}/N_{all}$, tendo como resultado 0,2.

A DNV confirmou essas informações pelo Banco de Informações de Geração da ANEEL /51/ e pela página do projeto do MDL de "Atividade do projeto das Pequenas Centrais Hidrelétricas Goiandira, Pedra do Garrafão, Pirapetinga e Sítio Grande" /57/.

Por fim, a opinião da DNV é de que, como o "Fator F" não é maior que 0,2, o desenvolvimento das PCHs da Energisa Rio Grande não representa uma prática comum no Brasil.

Concluindo, a opinião da DNV é de que o projeto não é um cenário de linha de base provável e que as reduções de emissões do projeto são, portanto, adicionais.



4.7 Frequência de

O projeto aplica a metodologia de monitoramento aprovada ACM0002, "Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources" (Metodologia de linha de base consolidada de geração de energia conectada à rede a partir de fontes renováveis), versão 12.2.0 /24/. A metodologia de monitoramento selecionada é aplicável à atividade do projeto, pois envolve geração de energia renovável interligada à rede usando energia hidrelétrica.

O monitoramento dos indicadores de desenvolvimento sustentável não é exigido pela AND do Brasil. O plano de monitoramento dará oportunidade para medições reais das reduções de emissões atingidas.

O projeto aplica a metodologia de monitoramento aprovada ACM0002, "Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources" (Metodologia de linha de base consolidada de geração de energia conectada à rede a partir de fontes renováveis), versão 12.2.0 /24/.

A opinião da DNV é de que os participantes do projeto são capazes de implementar o plano de monitoramento.

4.7.1 PARÂMETROS DETERMINADOS EX-ANTE

Os parâmetros determinados ex-ante são:

- GWP_{CH_4} - potencial de aquecimento global do metano, válido para o período de compromisso;
- EF_{RES} - fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios;
- Cap_{BL} - capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto;
- A_{BL} - área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2).

Para novas centrais hidrelétricas, a Cap_{BL} e a A_{BL} equivalem a zero.

4.7.2 PARÂMETROS MONITORADOS EX-POST

Os parâmetros monitorados ex-post são:

- TEG_y = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y (MWh).
- EG_y - eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede.
- $EF_{grid,OM,y}$ - fator de emissão de CO_2 da margem de operação para geração de energia interligada à rede no ano y, calculado pela AND do Brasil /36/ com o uso da versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", versão 2.2.1 /26/.



- $EF_{grid,BM,y}$ - fator de emissão de CO₂ da margem de construção para geração de energia interligada à rede no ano y, calculada pela AND do Brasil /36/ com o uso da versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", versão 2.2.1/26/.
- $EF_{grid,BM,y}$ - fator de emissão de CO₂ da margem de construção para geração de energia interligada à rede no ano y, calculada pela AND do Brasil /36/ com o uso da versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", versão 2.2.1/26/.
- Cap_{BL} - capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto;
- A_{res} = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²).

De acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", versão 2.2.1 /26/, o método de OM da análise de dados de despacho foi considerado pela AND do Brasil /36/ para a determinação da margem de operação (OM). O fator de emissão da rede brasileira é calculado e publicado anualmente pela AND do Brasil, com o uso da versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico", versão 2.2.1 /36/. Portanto, o fator de emissão de CO₂ da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$) será monitorado ex-post. Os cálculos são feitos com base em dados de geração de eletricidade fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) /38/ para a eletricidade gerada na rede, conforme descrito na seção 4.8.

A eletricidade líquida despachada ($Instalação_{EG,y}$) de cada central será medida com o equipamento de medição (principal e de reserva) no ponto de conexão do projeto proposto com o Sistema Interligado Nacional, que será:

- Subestação Coletora PCH Caju e PCH São Sebastião do Alto;
- Subestação PCH Bom Jardim para PCH Santo Antônio.

O montante de eletricidade despachada para o sistema interligado será monitorado, de acordo com os procedimentos da ONS /38/, pelo CCEE que controla a eletricidade fornecida para a rede e contratualmente assegura, para o comprador, que a eletricidade vendida será entregue apropriadamente. Perdas de energia são contabilizadas e a consistência dos dados verificados, então a CCEE emite um relatório oficial que indica o montante semanal de eletricidade enviado no mês. Os relatórios oficiais emitidos pela recibos de venda da CCEE são fornecidos para controle de qualidade e verificação. Além disso, os dados serão comparados com os dados fornecidos pelo banco de dados da CCEE.

Medidas utilizadas são:

Subestação coletora

Medidor principal

Tipo: ION

Número de série: PT-1008A533-01

Classificação de precisão: 0.2%



Frequencia de calibração: cada 2 anos de acordo com as recomendações da ONS
Data da última calibração: 24 September 2010

Medidor reserva

Tipo: ION

Número de série: PT-1008A512-01

Classificação de precisão: 0.2%

Frequencia de calibração: cada 2 anos de acordo com as recomendações da ONS

Data da última calibração: 24 September 2010

Subestação Bom Jardim**Medidor principal**

Tipo: ION 8600C

Número de série: PT-1011A033-01

Classificação de precisão: 0.2%

Frequencia de calibração: cada 2 anos de acordo com as recomendações da ONS

Data da última calibração: 4 November 2011

Medidor reserva

Tipo: ION 8600C

Número de série: PT-1011A042-01

Classificação de precisão: 0.2%

Frequencia de calibração: cada 2 anos de acordo com as recomendações da ONS

Data da última calibração: 3 January 2011

O total da energia gerada (TEG_y) pelo projeto e a energia fornecida pelo projeto pela SIN será monitorada continuamente e consolidada mensalmente e registrada mensalmente.

Os medidores de precisão não são menores que 0,2%, como determinado pelos padrões da ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas e adotadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro/38/.

O total de eletricidade gerada (TEG_y) de cada PCH será medido pelo equipamento de medição de cada PCH.

Medidas utilizadas são:

PCH Caju**Medidor principal**

Tipo: ION8600A

Número de série: PT-0910A473-01

Classificação de precisão: 0.2%

Frequência de calibração: cada 2 anos

Data da última calibração: 9 December 2009

**Medidor reserva**

Tipo: ION8600C

Número de série: PT-1008A611-01

Classificação de precisão: 0.2%

Frequência de calibração: cada 2 anos

Data da última calibração: 27 August 2010

PCH Santo Antônio**Medidor principal**

Tipo: ION8600C

Número de série: PT-1102A168-01

Classificação de precisão: 0.2%

Frequência de calibração: cada 2 anos

Data da última calibração: 24 September 2010

Medidor reserva

Tipo: ION8600C

Número de série: PT-1102A178-01

Classificação de precisão: 0.2%

Frequência de calibração: cada 2 anos

Data da última calibração: 24 September 2010

PCH São Sebastião do Alto**Medidor principal**

Tipo: ION8600C

Número de série: PT1010A0638-01

Classificação de precisão: 0.2%

Frequência de calibração: cada 2 anos

Data da última calibração: 30 November 2010

Medidor reserva

Tipo: ION8600C

Número de série: PT-1009A917-01

Classificação de precisão: 0.2%

Frequência de calibração: cada 2 anos

Data da última calibração: 23 November 2010

Todos os medidores serão calibrados a cada dois anos por uma terceira parte qualificada, de acordo com as normas nacionais e industriais "Procedimentos de Rede" do ONS Módulo 12, Submódulo 12.3/38/.

Os dados ficarão arquivados durante 2 anos após o fim do último período de obtenção de créditos ou 2 anos após a última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer mais tarde. O proprietário do projeto será responsável pelo monitoramento geral e pela elaboração de relatórios e manterá todos os dados e materiais.



4.7.3 SISTEMA DE GERENCIAMENTO E GARANTIA DA QUALIDADE

O plano de monitoramento do projeto inclui:

- Uma descrição da estrutura do gerenciamento do monitoramento e a principal responsabilidade de cada departamento.
- Parâmetros de monitoramento.
- Uma descrição da instalação dos medidores.
- Uma descrição da calibração e da manutenção dos medidores.
- Monitoramento de dados.
- Controle de qualidade dos dados.
- Sistema de gerenciamento de dados.
- Programa de treinamento.

Procedimentos detalhados foram elaborados na seção B.7.2 do DCP. Estes serão mantidos e implementados para permitir a subsequente verificação das reduções de emissões. A aplicação da metodologia de monitoramento é transparente e a DNV considera que os participantes do projeto são capazes de implementar o plano de monitoramento. Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões

4.8 Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões

As reduções de emissões ($ER_{y<1>y</1>}$) pela atividade do projeto durante o período de obtenção de créditos são calculadas como a diferença entre as emissões da linha de base ($BE_{y<2>y</2>}$), as emissões do projeto ($PE_{y<3>y</3>}$) e emissões devidas às fugas ($L_{y<4>y</4>}$), da seguinte maneira: <5>

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

- 1) Emissões da linha de base: as emissões da linha de base (BE_y em tCO_2) são o resultado do fator de emissões da linha de base (EF_y em tCO_2/MWh) multiplicado pela eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede (EG_y em MWh).
- 2) Emissões do projeto: usado para densidade de energia da usina sendo entre 4 e 10 W/m^2 , emissões da reserva (EF_{Res}) são como padrão $90kgCO_2e/MWh$ e devem ser contabilizadas como emissões do projeto (PE_y), que são calculados como emissões do reservatório (EF_{Res}) multiplicado pelo total de energia gerada (TEG_y) dividido por 1000.
- 3) Fuga: nenhuma fuga precisa ser considerada para a atividade do projeto proposta.

Portanto:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$



- todas as estimativas das emissões da linha de base podem ser reproduzidas usando os valores dos dados e parâmetros fornecidos no DCP.

4.9 Impactos ambientais

De acordo com a lei ambiental Brasileira (Resolução federal CONAMA 001/86 /31/), o patrocinador de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade ou potencial atividade poluente ou qualquer outra capaz de causar degradação ambiental é obrigado a assegurar uma série permissões da agência ambiental responsável /31/. O projeto obteve todas as licenças necessárias pelo FEEMA (licença de instalação) e INEA (licença de operação) /9/, demonstrando que foram seguidos os passos que garantem que as regulamentações ambientais foram respeitadas. Os possíveis impactos ambientais significativos do projeto foram identificados com êxito.

A DNV confirmou que as PCHs receberam as Licenças Operacionais Ambientais emitidas pelo INEA, as quais são válidas até 19 de dezembro de 2012 (PCH Caju), 25 de novembro de 2012 (PCH Santo Antônio) e 26 de novembro de 2012 (PCH São Sebastião do Alto) /9/.

4.10 Comentários dos atores locais

Os atores locais, como as Prefeituras e Câmaras Municipais, o Ministério Público Federal e Estadual, os órgãos ambientais estaduais e municipais, o Fórum Brasileiro de ONGs e as associações comunitárias locais, foram convidados nas datas de 12 a 30 de agosto de 2010 a visitar o site <https://sites.google.com/site/consultadcp/Inicio/projetos-pchs-energisa> para acessar a documentação do projeto, que inclui o MDL-DCP e uma versão correspondente em português, e a comentar o projeto, de acordo com as exigências da Resolução 7 (5 de março de 2008) da AND do Brasil /37/.

As partes interessadas do município de Santa Maria Madalena participaram de uma audiência pública em 03 de julho de 2012.

A DNV verificou todas as cartas-convite e os avisos de recebimento das correspondências/10/. Os seguintes comentários foram recebidos para a atividade de projeto proposta.

Comentários de:☐ ONG Acreditada☐ Parte☒ *Atores locais*

Comentário: Há uma falta de informação da companhia para com a comunidade local em relação aos programas e projeto implementado.

Há uma falta de projetos compensatórios na comunidade local

É necessário um cronograma de atividades de sustentabilidade em curto, médio e longo prazo.

Os participantes do projeto irão realizar um informativo semestral objetivando manter informados os municípios envolvidos na atividade de projeto demonstrando que os programas sócioambientais estão sendo implementados.



O licenciamento ambiental já considera as atividades compensatórias

A DNV considera as ações adotadas pelos participantes do projeto adequadas.

Comentários de:
☐ ONG Acreditada

☐ Parte

☒ *Atores locais*

Comentário: Maior divulgação das ações são necessárias

Os participantes do projeto irão realizar um informativo semestral objetivando manter informados os municípios envolvidos na atividade de projeto demonstrando que os programas sócioambientais estão sendo implementados.

A DNV considera as ações adotadas pelos participantes do projeto adequadas.

Comentários de:
☐ ONG Acreditada

☐ Parte

☒ *Atores locais*

Comment: Maior participação dos contrutores das PCHs na comunidade local

Os participantes do projeto irão realizar um informativo semestral objetivando manter informados os municípios envolvidos na atividade de projeto demonstrando que os programas sócioambientais estão sendo implementados.

A DNV considera as ações adotadas pelos participantes do projeto adequadas.

A DNV considera que a consulta pública local foi realizada adequadamente.

4.11 Comentários das partes, dos atores e das ONGs

O DCP, versão 1, datado de 11 de agosto de 2010 /1/, foi disponibilizado ao público no website do MDL /56/ em 5 de novembro de 2010. As Partes, atores e ONGs foram, através do website do MDL, convidados a apresentar comentários durante o período de 30 dias, de <ph x="1" type="1" />5 de novembro de 2010 a 4 de dezembro de 2010<ph x="2" type="2" />.

<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/M3W6EJVBXSP3LXBZIWVZJ8U3CU67BS/view.html/56/>.

Nenhum comentário foi recebido para o projeto proposto.

-

o0o

-

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 no Anexo I no sentido de atender parte do seu compromisso de redução de emissões nos termos do Artigo 3.	Protocolo de Quioto Art.12.2	OK. O projeto é unilateral e não há participante de Parte do Anexo I.
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.
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	Anteriormente à apresentação do relatório final de validação ao Conselho Executivo do MDL, a DNV deverá receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia no desenvolvimento sustentável..
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	Anteriormente à apresentação do relatório final de validação ao Conselho Executivo do MDL, a DNV deverá receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia no desenvolvimento sustentável..

Exigência	Referência	Conclusão
5. Se o financiamento público das Partes no Anexo I for utilizado para a atividade do projeto, tais partes devem 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 AOD 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 Mudança Global do Clima.
7. A Parte anfitriã e a Parte do Anexo I participante 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. O projeto é unilateral e não há participante de Parte do Anexo I.
8. O total designado da Parte participante incluída no Anexo I deve ter sido calculado e registrado.	Modalidades e procedimentos de MDL §31b	OK. O projeto é unilateral e não há participante de Parte do Anexo I.
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	OK. O projeto é unilateral e não há participante de Parte do Anexo I.
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.

Exigência	Referência	Conclusão
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.
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 realizado em estudo de impacto ambiental de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte Anfitriã.	Modalidades e Procedimentos de MDL §37c	OK. As Licenças Operacionais Ambientais, conforme exigência da legislação brasileira, foram apresentadas pelos participantes do projeto.
Sobre o envolvimento dos atores		
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.
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.
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.
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. 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	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
A Descrição geral da atividade do projeto					
A.1 Título da atividade do projeto (MVV parág. 55-57)					
A.1.1 A seção A.1 do DCP inclui um título do projeto claramente identificável, o número da versão do DCP e a data do DCP?	/1/	AD	☒ Título da atividade do projeto claramente identificável ☒ Número da versão do DCP incluído ☒ Data do DCP incluída.		OK.
A.1.2 O DCP está de acordo com as exigências aplicáveis do MDL para preencher DCPs?	/1/	AD	☒ Sim ☐ Não		OK.
A.2 Descrição da atividade do projeto (MVV parág. 58-64)					
A.2.1 Como foi avaliada a concepção do projeto?	/1/ /2/ /3/ /4/ /7/ /9/ /10/ /13/	AD	<i>De que tipo é o projeto?</i> ☐ Projeto em instalação existente ou utilizando equipamento(s) existente(s) ☐ Projeto de grande escala ou projeto de pequena escala com reduções de emissões superiores a 15.000 tCO ₂ e por ano. Neste caso, é necessário realizar uma visita ao local. ☐ O projeto é um projeto de pequena escala agrupado, com cada projeto no agrupamento com reduções de emissões não superiores a 15.000 tCO ₂ e por ano. Neste caso, o número de visitas ao local pode ser definido com base em amostragem, se o tamanho da amostragem		OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
			é devidamente justificado através de análise estatística. ☐ O projeto é uma atividade de projeto de pequena escala individual com reduções de emissões não superiores a 15.000 tCO₂e por ano. Neste caso, a EOD pode não realizar uma visita física ao local, conforme apropriado. ☒ Projeto totalmente novo <i>Como foi avaliada a concepção do projeto?</i> ☒ Inspeção física no local ☒ Análise das concepções e estudos de viabilidade disponíveis <i>Se uma inspeção física no local não foi realizada, justifique por que a visita ao local não foi feita:</i> O projeto é composto de três PCHs; por meio dos documentos fornecidos pelo participante do projeto, a DNV pôde confirmar a concepção, a construção, a operação e o plano de monitoramento do projeto e todas as informações do cenário da linha de base. Os representantes dos participantes do projeto Energisa Geração Rio Grande S.A. e Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. foram entrevistados em 5 e 6 de outubro de 2011 no escritório da Energisa Geração Rio Grande S.A., na cidade do Rio de Janeiro, e as centrais em São Sebastião do Alto e Bom Jardim, no estado do Rio de Janeiro pelos auditores da DNV Luis Filipe Tavares e Gabriel Baines, para		

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
			solucionar os problemas identificados durante a revisão documental. <ph x="1" type="1" />Durante a revisão documental, os documentos relevantes, incluindo o DCP, a planilha de cálculo de ER, o cálculo de benchmark, a planilha de TIR, a notificação da UNFCCC e sua confirmação, a notificação da AND do Brasil e sua confirmação, as Licenças Ambientais, os estudos ambientais, os avisos de entrega de correspondência aos atores, os contratos de <ph x="2" type="2" />CCVE<ph x="3" type="3" /> .		
A.2.2 Se for um projeto totalmente novo, descreva a implementação física do projeto quando a validação foi iniciada.	/1/	AD	Os contratos EPC foram assinados em 24 de outubro de 2008, de forma que a construção já tinha começado no momento do início da validação. Os participantes do projeto não apresentaram o contrato de construção. Uma visita ao local foi realizada em 5 e 6 de outubro de 2011. O auditor da DNV Gabriel Baines visitou o escritório da Energisa Geração Rio Grande S.A. na cidade do Rio de Janeiro e as centrais em São Sebastião do Alto e Bom Jardim, no estado do Rio de Janeiro, Brasil, e conduziu entrevistas com os atores do projeto.	CL13	OK.
A.2.3 Se as visitas físicas ao local foram realizadas com base em amostragem (aplicável apenas para projetos de pequena escala agrupados, cada um com reduções de emissões não superiores a 15.000 tCO ₂ e por ano), justifique a amostragem através de uma análise estatística:	/1/	AD	Não aplicável para o projeto proposto, uma vez que não é um projeto de pequena escala agrupado.		OK.
A.2.4 A descrição da atividade de projeto do MDL proposta,	/1/	AD	O projeto das "PCHs da Energisa Rio Grande" é	SE-4	OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
conforme incluída no DCP, abrange de forma suficiente todos os elementos relevantes, é exata e dá ao leitor um entendimento claro da natureza da atividade de projeto do MDL proposta?	/6/ /9/ /11/ /14/ /33/		composto de três pequenas centrais hidrelétricas totalmente novas e está localizado nos municípios de São Sebastião do Alto e Bom Jardim, no estado do Rio de Janeiro. As coordenadas geográficas das PCHs da atividade do projeto proposto são PCH Caju: Latitude: -21,8967° e Longitude: -42,0789°, PCH Santo Antônio: Latitude: -22,1367° e Longitude: -42,3481° e PCH São Sebastião do Alto: Latitude: -21,9358° e Longitude: -42,0883° e foram confirmadas pela DNV por meio das licenças ambientais e da autorização da ANEEL para estabelecimento como uma produtora independente de energia elétrica. As PCHs utilizarão geradores SPA 1250 (PCH Caju), SPA 1120 (PCH Santo Antônio) e SPA 1400 (PCH São Sebastião do Alto) e turbinas Kaplan S (todas as PCHs). A capacidade instalada de cada turbina é de 5,15 MW (PCH Caju), 4,30 MW (PCH Santo Antônio) e 6,90 MW (PCH São Sebastião do Alto). A capacidade instalada de cada gerador é de 4,986 MW (SPA 1250 - PCH Caju), 4,133 MW (SPA 1120 - PCH Santo Antônio) e 6,679 MW (SPA 1400 - PCH São Sebastião do Alto), constituindo uma capacidade instalada de 9,97 MW (PCH Caju), 8,27 MW (PCH Santo Antônio) e 13,36 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizando 31,6 MW. A DNV constatou nas especificações do produto do fabricante nos contratos de EPC que a	CL16:	

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
			concepção do projeto foi considerada para refletir as boas práticas. Os valores de capacidade líquidos são definidos pela ANEEL como a energia garantida determinada pelo governo para uma seção de um rio, considerando 77 anos (de 1931 a 2007) de dados históricos referentes ao rio do qual trata o projeto e a outros rios, como dados de fluxo fluvial, níveis a montante e a jusante, indisponibilidade (obrigatória e planejada), como a missão do governo de otimizar o uso de recursos naturais no país. Portanto, a energia esperada a ser fornecida (instalação EG, y) ao Sistema Interconectado Nacional (SIN) no Brasil é de 156.103 MWh, correspondente a um fator de carga da planta líquido médio de 58,78% (PCH Caju), 58,16% (PCH Santo Antônio) e 53,52% (PCH São Sebastião do Alto). Esse fator de carga incorrerá então nas capacidades líquidas de 5,86 MW (PCH Caju), 4,81 MW (PCH Santo Antônio) e 7,15 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizando 17,82 MW/11/. Esse valor foi usado para fins de estimativa de redução de emissões ex-ante e para a análise de investimentos. Entretanto, no cálculo das emissões do projeto, foi usada a eletricidade anual esperada gerada (TEG_y) pelo projeto, que é 159.257 MWh, o valor anterior ao desconto de 2% devido ao consumo interno e às perdas de transmissão. As capacidades instaladas antes do desconto de 2% devido ao consumo interno e às perdas de transmissão são de 5,98 MW (PCH Caju), 4,91		

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
			MW (PCH Santo Antônio) e 7,29 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizando 18,18 MW. A DNV considerou isso correto. As áreas de reservatório da PCH são 1,13 km² para PCH Caju, 1 km² para PCH Santo Antônio e 2,7 km² para PCH São Sebastião do Alto, produzindo uma densidade de energia de 8,82 MW/km², 8,27 MW/km² e 4,95 MW/km², respectivamente. A eletricidade gerada pelo projeto será fornecida ao SIN, que tem parte de sua eletricidade gerada por centrais elétricas alimentadas por combustíveis fósseis. Sendo um projeto de energia renovável, sua atividade irá gerar reduções de emissões de gases do efeito estufa (GHG), evitando as emissões de CO₂ derivadas da geração de eletricidade a combustível fóssil. Os limites do sistema do projeto são claramente definidos como o local do projeto e o SIN. No momento do início da validação, a implementação física do projeto tinha começado e foi verificada durante a visita ao local. A data de início da atividade do projeto proposto foi definida para 16 de setembro de 2009, a data de assinatura do contrato de financiamento entre a Energisa e o BNDES. De acordo com as Resoluções da ANEEL, esperava-se que as três centrais iniciassem suas operações até março de 2010. Entretanto, houve uma tempestade na região nas quais as PCHs estão localizadas, em janeiro de 2011, que causou		

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
			um atraso na programação esperada definida pela ANEEL. Na ocasião, as PCHs foram danificadas devido à chuva, especialmente a PCH Santo Antônio. As obras civis foram interrompidas, e as atividades programadas foram adiadas. A ANEEL então definiu novas datas para o início da operação comercial das PCHs: PCH Caju: 17 de março de 2011 (1ª e 2ª unidade), PCH Santo Antônio: 4 de fevereiro de 2012 (1ª e 2ª unidade) e PCH São Sebastião do Alto: 1 de setembro de 2011 (1ª unidade) e 19 de agosto de 2011 (2ª unidade). Foi escolhido um período de obtenção de créditos renováveis de 7 anos para o projeto, iniciando em 1 de julho de 2012 ou na data de registro do projeto de atividade no MDL-CQNUMC, o que ocorrer mais tarde. A data de início de obtenção de créditos escolhida é considerada razoável. As reduções de emissões foram estimadas em 11.189 tCO₂e ao ano, o que corresponde a 78.324 tCO₂e pelos sete primeiros anos do período de obtenção de crédito. Espera-se que o projeto contribua com os objetivos de desenvolvimento sustentável do governo brasileiro, com foco nos benefícios econômicos e ambientais. A DNV considera a descrição do projeto contida no DCP completa e exata. O DCP está em conformidade com os formulários e orientações relevantes para preenchimento do DCP. A vida útil operacional esperada da atividade do		

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
			projeto é de 30 anos. Os participantes do projeto não forneceram evidência documental para confirmar a vida útil operacional esperada da atividade do projeto. Não está claro nas tabelas A.4.4 e B.6.4 da versão 1 do DCP qual é o total de redução de emissões para o período de obtenção de crédito.		
A.2.5 A atividade do projeto envolve a alteração de instalações existentes? Caso tenha envolvido, as diferenças entre a atividade pré-projeto e pós-projeto foram claramente descritas no DCP?	/1/ /39/	AD	Não, é um projeto totalmente novo que utilizará novos equipamentos. A atividade do projeto é a instalação de três centrais hidrelétricas conectadas à rede nacional brasileira, como confirmado pela ANEEL.		OK.
A.2.6 A engenharia de concepção do projeto reflete as boas práticas atuais?	/1/ /12/	AD	A DNV constatou nas especificações do produto do fabricante que as boas práticas foram seguidas na concepção do projeto e aplicadas às obras de construção. A tecnologia utilizada pelo projeto é atualmente utilizada no mundo todo.		OK.
A.2.7 A tecnologia resultaria em um desempenho significativamente melhor do que quaisquer tecnologias normalmente utilizadas no país anfitrião? Existe alguma transferência de tecnologia de qualquer Parte envolvida do Anexo I?	/1/ /51/	AD	A DNV confirmou que tanto a capacidade instalada e a geração de pequenas centrais hidrelétricas esteve apenas por volta de 3% da capacidade total e da geração de energia do Brasil, de acordo com o Banco de Informações de Geração da ANEEL. A DNV confirmou que, na fase de decisão do investimento do projeto, havia 356 pequenas centrais hidrelétricas em operação no Brasil. A DNV foi capaz de verificar que as 50 pequenas centrais hidrelétricas a serem instaladas são equipamentos nacionais que serão instalados usando principalmente a mão de obra local, como mencionado pelos participantes do projeto.		OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
A.3 Exigências de participação (MVV parág. 51-54, 125-127)					
A.3.1 Todas as Partes participantes atendem às exigências de participação relacionadas a seguir:	/1/	AD	A parte envolvida é o Brasil como Parte anfitriã. O projeto é unilateral e não há participante de Parte do Anexo I. Os participantes do projeto são a Energisa Geração Rio Grande S.A. e a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. Os participantes do projeto estão listados na Seção A.3 do DCP, e as informações estão consistentes com os detalhes de contato fornecidos no Anexo 1 do DCP.		OK.
Brasil (anfitrião)					
a) A Parte ratificou o Protocolo de Quioto		☒ Sim ☐ Não			
b) A Parte designou uma Autoridade Nacional Designada		☒ Sim ☐ Não			
c) A quantidade atribuída foi determinada		☒ Sim ☐ Não			
A.3.2 As cartas de aprovação atendem às exigências a seguir?	/1/ /21/	AD	Anteriormente à apresentação do relatório final de validação ao Conselho Executivo do MDL, a DNV deverá receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia no desenvolvimento sustentável..		
Brasil (anfitrião)					
a) A CA confirma que a Parte ratificou o Protocolo de Quioto		☐ Sim ☐ Não			
b) A CA confirma que a participação é voluntária		☐ Sim ☐ Não			
c) A CA confirma que o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião?		☐ Sim ☐ Não			
d) A CA referencia o título preciso da atividade do projeto no DCP		☐ Sim ☐ Não			

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
e) A CA é incondicional com relação à (a) a (d) acima f) A CA é emitida pela respectiva AND da Parte g) A CA foi recebida diretamente pela AND ou PP h) Em caso de dúvida com relação à autenticidade da carta de aprovação, descrever como foi confirmado que a carta de aprovação é autêntica		☐ Sim ☐ Não ☐ Sim ☐ Não ☐ AND ☐ PP			
A.3.3 Todos os participantes do projeto públicos/privados foram autorizados por uma Parte envolvida?	/1/ /21/	AD	Anteriormente à apresentação do relatório final de validação ao Conselho Executivo do MDL, a DNV deverá receber aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, incluindo a confirmação de que o projeto auxilia no desenvolvimento sustentável..		
A.4 Descrição técnica da atividade do projeto (MVV parág. 58-64)					
A.4.1 A localização do projeto está claramente definida?	/1/ /11/	AD	O Projeto "Energisa Rio Grande PCHs" é composto por três centrais hidrelétricas totalmente novas, localizadas em: - PCH Caju, localizada na cidade de São Sebastião do Alto e Santa Maria Madalena; - PCH Santo Antônio, localizada na cidade de Bom Jardim; - PCH São Sebastião do Alto, localizada na cidade de São Sebastião do Alto e Santa Maria Madalena; Todas estão localizadas no estado do Rio de Janeiro, Brasil.	SE-1	OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
			<ph x="1" type="1" />As coordenadas geográficas das PCHs na versão 1 do DCP não representam <ph x="2" type="2" />a posição correta dos projetos.		
A.5 Financiamento público da atividade do projeto					
A.5.1 Se o financiamento público das Partes incluídas no Anexo I for utilizado para a atividade do projeto, tais partes forneceram uma declaração de que tal financiamento não resultará em um desvio da assistência oficial ao desenvolvimento e de que é distinto e não é contado como parte das obrigações financeiras dessas Partes?	/1/ /6/	AD	O projeto não envolve financiamento público das Partes incluídas no Anexo I, e a validação não revelou nenhuma informação que indique que o projeto possa ser visto como um desvio do financiamento da assistência oficial ao desenvolvimento (AOD) para o Brasil, já que a fonte de financiamento é o BNDES.		OK.
B Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento					
B.1 Metodologia aplicada (MVV parág. 65-76)					
B.1.1 O projeto aplica uma metodologia aprovada e uma versão correta e válida dela?	/1/ /24/	AD	O projeto aplica a metodologia de monitoramento aprovada ACM0002, "Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources" (Metodologia de linha de base consolidada de geração de energia conectada à rede a partir de fontes renováveis), versão 12.2.0.		OK
B.1.2 Se aplicável, foi fornecida qualquer orientação pelo MDL CE em relação à metodologia aplicada que está sendo considerada.	/1/ /25/ /26/	AD	Sim, a "ferramenta para calcular os fatores de emissão para o sistema elétricos"(versão 2.2.1) e a "Ferramenta de demonstração de avaliação de adicionalidade"(versão 6.0.0) também são aplicáveis.		OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
B.2 Aplicabilidade de metodologia (e ferramentas) (MVV parág. 65-76)					
B.2.1 Como foi validado que o projeto atende aos seguintes critérios de aplicabilidade: Estejam de acordo com as atividades de projeto de geração de energia renovável em rede que (a) instalem uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (central totalmente nova) (b) envolvam uma adição de capacidade (c) envolvam uma modernização das planta(s) existente(s) ou (d) envolvam a substituição de planta(s) existente(s)?	/1/ /24/	AD	A atividade do projeto consiste na instalação de três centrais hidrelétricas completamente novas e ligadas à rede, como verificado através da autorização da ANEEL para produção independente de energia e as licenças ambientais. O projeto está interligado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a rede elétrica do Brasil, para o qual os limites geográficos e do sistema estão claramente identificados, sendo as informações sobre as características desta rede disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).		OK.
B.2.2 Como foi validado que o projeto atende aos seguintes critérios de aplicabilidade: A atividade do projeto é instalação, aumento de capacidade, benfeitoria ou substituição de uma central/unidade dos seguintes tipos: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica, unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas, unidade/central de energia de marés?	/1/ /24/	AD	A atividade do projeto consiste na instalação de três centrais hidrelétricas completamente novas e ligadas à rede, como verificado através da autorização da ANEEL para produção independente de energia e as licenças ambientais.		OK.
B.2.3 Como foi validado que o projeto atende aos seguintes critérios de aplicabilidade: No caso dos aumentos de capacidade, benfeitorias ou substituições (com exceção de projetos eólicos, solares ou de marés voltados ao aumento de capacidade usando a opção 2: na página 10 para cálculo de parâmetro EGPI,y); a planta existente iniciou as operações comerciais antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos, usado para o cálculo das	/1/ /24/	AD	Quesito não aplicável, já que a atividade proposta pelo projeto não corresponde ao aumento de capacidade, benfeitoria ou substituição como verificado na autorização da ANEEL para produção independente de energia e nas licenças ambientais.		OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou benfeitoria da planta entre o início deste período mínimo de referência histórica e a implementação da atividade do projeto?					
B.2.4 Como foi validado que o projeto atende aos seguintes critérios de aplicabilidade: No caso de centrais hidrelétricas, uma das condições a seguir deve aplicar-se: - a atividade do projeto deve ser implantada em um reservatório ou em múltiplos reservatórios já existentes, sem alterações nos volumes de nenhum deles; ou - a atividade do projeto é implantada em um reservatório ou reservatórios já existentes, onde o volume de qualquer um deles pode ser aumentado, como a densidade de potência de cada um, conforme definições estabelecidas na seção Emissões do Projeto, seja superior a 4 W/m ² ; or - a atividade do projeto resulte em um reservatório ou reservatórios novos, e a densidade de potência de cada um deles, conforme definições estabelecidas na seção Emissões do Projeto, seja superior a 4 W/m ² ?	/1/ /24/	AD	As áreas de reservatório da PCH são 1,13 km ² para PCH Caju, 1 km ² para PCH Santo Antônio e 2,7 km ² para PCH São Sebastião do Alto, produzindo uma densidade de energia de 8,82 MW/km ² , 8,27 MW/km ² e 4,95 MW/km ² , respectivamente. A implementação da atividade do projeto proposta resultará em um novo reservatório para cada pequena central hidrelétrica cuja densidade de potência for maior que 4W/m ² .		OK.
B.2.5 Como foi validado que o projeto atende aos seguintes critérios de aplicabilidade: A atividade do projeto é instalação, aumento de capacidade, benfeitoria ou substituição de uma central/unidade dos seguintes tipos: unidade/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou com um reservatório de acumulação), unidade/central eólica, unidade/central geotérmica, unidade/central solar, unidade/central de energia de ondas, unidade/central de energia de marés?	/1/ /24/	AD	No caso de centrais hidrelétricas usando múltiplos reservatórios, onde a densidade de potência de qualquer um deles seja inferior a 4 W/m ² todas as condições a seguir deverão ser aplicadas: - a densidade calculada para toda a atividade do projeto usando a equação 5 seja superior a 4 W/m ² ; - múltiplos reservatórios e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio, concebidos juntos para funcionar como um		OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
			projeto integrado, coletivamente constituem a capacidade de geração combinada das centrais hidrelétricas; - o fluxo de água entre diferentes reservatórios não é usado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não seja parte da atividade do projeto; - capacidade total instalada das unidades de potência, movidas usando água dos reservatórios com densidades de potência inferior a 4 W/m ² , seja menor que 15MW; - a capacidade total instalada das unidades de potência, movidas usando água dos reservatórios com densidade de potência inferior a 4 W/m ² , seja menos de 10% da capacidade total instalada do projeto de múltiplos reservatórios.		
Como foi validado que o projeto atende aos seguintes critérios de aplicabilidade: O seguinte não é aplicável: B.2.6 <ph x="1" type="1" />- as atividades do projeto não envolvem alternar entre combustíveis fósseis e fontes renováveis no local da atividade do projeto, já que neste caso a linha de base seria a continuação da utilização de combustíveis fósseis no local;<ph x="2" type="2" />- centrais movidas a biomassa;<ph x="3" type="3" />- centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes com densidade de potência da central menor que 4 W/m<ph x="4" type="4" />2<ph x="5" type="5" />?<ph x="6" type="6" />	/1/ /24/	AD	A atividade do projeto não esteja alternando geração com combustível fóssil, não seja uma central movida a biomassa e suas densidades de potência sejam superiores a 4 W/m ² como verificado na autorização da ANEEL para produção independente de energia e licenças ambientais.		OK.
B.2.7 A linha de base selecionada está entre as linhas de base descritas na metodologia e, portanto, isso confirma a	/1/ /24/	AD	Sim. A linha de base selecionada do projeto está baseada na linha de base descrita em		OK.

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
aplicabilidade da metodologia?				"Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada de fontes renováveis" e todos critérios de aplicabilidade foram seguidos.		
B.3 Limite do projeto (MVV parág. 78-80)						
B.3.1	Quais são os limites do sistema do projeto (componentes e instalações usados para mitigar os GEEs)? Eles estão claramente definidos e de acordo com a metodologia?	/1/ /26/	AD	A extensão espacial do limite do projeto está corretamente definida como o local da atividade do projeto e o limite do sistema para o sistema elétrico da rede também estão corretamente definidos como todas as centrais elétricas interligadas fisicamente ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a rede elétrica do Brasil, ao qual o projeto será interligado. Os limites do projeto e do sistema são definidos de acordo com orientações aplicáveis tanto na versão ACM000212.2.0 quanto na "Ferramenta para calcular os fatores de missão no sistema elétrico" versão 2.2.1".		OK.
B.3.2	Quais fontes de GEEs são identificadas para o projeto? O limite identificado abrange todas as possíveis fontes ligadas à atividade do projeto? Forneça referência a documentos considerados para chegar a essa conclusão.	/1/	AD	As únicas fontes de GEE aplicáveis são o CO ₂ gerado pelo combustível fóssil de usinas térmicas concetadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e as emissões de CH ₄ dos reservatórios.		OK.
B.3.3	O projeto envolve outras fontes de emissões não previstas pelas metodologias que possam questionar a aplicabilidade da metodologia? Essas fontes contribuem com mais de 1% das reduções de emissões estimadas do projeto?	/1/	AD	Não, a atividade do projeto não envolve outras fontes de emissões.		OK.
B.4 Determinação do cenário da linha de base (MVV parág. 81-88, 105-107)						
B.4.1	Quais cenários da linha de base foram identificados? A lista de cenários da linha de base está completa?	/1/ /24/ /26/	AD	A linha de base está de acordo com a ACM0002 versão 12.2..0 que a eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas		OK.

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
				interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico.		
B.4.2	Como os outros cenários da linha de base foram eliminados para determinar a linha de base?	/1/ /24/	AD	Não aplicável, como ACM0002, versão 12.2.0 prescreve o cenário de linha de base.		OK.
B.4.3	Qual é o cenário da linha de base?	/1/	AD	Consulte a Seção B.4.1.		OK.
B.4.4	A determinação do cenário da linha de base está de acordo com a orientação da metodologia?	/1/ /24/	AD	A determinação da linha de base está alinhada com a ACM0002 versão 12.2.0.		OK.
B.4.5	O cenário da linha de base foi determinado utilizando hipóteses conservadoras sempre que possível?	/1/ /24/	AD	Isso não é aplicável pois a linha de base é diretamente determinada pela ACM0002, versão 12.2.0.		OK.
B.4.6	O cenário da linha de base leva em suficiente consideração as políticas nacionais e/ou setoriais relevantes, as tendências macroeconômicas e as aspirações políticas?	/1/ /24/	AD	Isso não é aplicável pois a linha de base é diretamente determinada pela ACM0002, versão 12.2.0.		OK.
B.4.7	A determinação do cenário da linha de base é compatível com os dados disponíveis e toda a documentação e fontes são claras?	/1/ /24/	AD	Isso não é aplicável pois a linha de base é diretamente determinada pela ACM0002, versão 12.2.0.		OK.
B.4.8	A determinação da linha de base está adequadamente documentada no DCP? - 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. - Toda a documentação é relevante e está corretamente citada e interpretada. - As hipóteses e os dados podem ser considerados razoáveis - As políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais	/1/	AD	A determinação da linha de base foi documentada adequadamente no DCP: - Não aplicável. - Não aplicável. - Não aplicável. - Não aplicável. - A metodologia foi corretamente aplicada para identificar o que teria ocorrido na ausência da atividade de projeto do MDL proposta		OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
relevantes são consideradas e estão relacionadas no DCP. A metodologia foi corretamente aplicada para identificar o que teria ocorrido na ausência da atividade de projeto do MDL proposta					
B.5 Determinação de adicionalidade (MVV parág. 94-121)					
B.5.1 Que abordagem/ferramenta o projeto usa para avaliar a adicionalidade? Isso está de acordo com a metodologia? No caso de projetos de atividade de MDL de menor escala, são aplicáveis Anexo A ao Apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, considerando também as "exemplos não-compulsórios de melhores práticas para demonstrar adicionalidade em projetos de atividade SSC".	/1/ /24/ /25/	AD	Conforme exigido pela ACM0002, versão 12.2.0, a adicionalidade do projeto foi estabelecido através da aplicação da "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" versão 6.0.0. Como a atividade do projeto é composta de três novas centrais hidrelétricas pequenas interligada à rede, o cenário da linha de base já está definido pela metodologia e declarado adequadamente na seção B.4 do DCP. Entretanto, a "Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar adicionalidade" mencionada na seção B.1 do DCP não foi usada.	SE-6	OK.
B.5.2 As exigências regulatórias foram corretamente consideradas para avaliar a atividade do projeto e as alternativas?	/1/	AD	Sim, a alternativa da linha de base está em conformidade com as exigências regulatórias.		OK.
B.5.3 A evidência fornecida é suficiente para apoiar a relevância dos argumentos feitos?	/1/	AD	Sim, como descrito abaixo nos seguintes itens.		OK.
B.5.4 Em que se baseia principalmente a adicionalidade do projeto (análise de investimentos ou análise de barreiras)?	/1/	AD	A adicionalidade baseia-se da análise dos investimentos.		OK.
Consideração prévia do MDL (MVV parág. 98-103)					
B.5.5 Qual é a evidência de uma séria consideração do MDL antes do momento da decisão de prosseguir com a atividade do	/1/ /7/	AD	Uma séria consideração do MDL antes da decisão prosseguir com a atividade de projeto precisa ser	SAC1S AC2	OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
projeto?	/8/		revisada, já que a data de início do projeto de atividade não foi corretamente definida (ver SAC1) A data de início da atividade de projeto está definida na seção C.1.1 da versão 1 do DCP para a data de 8 de julho de 2008, a data em que a ANEEL autorizou a Energisa Soluções S.A. a explorar o potencial hidrelétrico das PCHs Caju, Santo Antonio e São Sebastião do Alto. De acordo com o "<1>Glossário de termos do MDL (versão 05), "A data de início de uma atividade de projeto do MDL é a data da implementação ou construção ou ação real, a que ocorrer primeiro, de uma atividade de projeto (...) a data de início deve ser considerada como sendo a data na qual o participante do projeto se comprometeu com as despesas relacionadas à implementação ou relacionadas à construção da atividade do projeto.</1><2> Os proponentes do projeto não forneceram evidência documental da data de início do projeto como a primeira a ocorrer dentre as datas de implementação, construção e ação real, de acordo com a definição do CE do MDL "Glossário de termos do MDL". Além disso, a seção C.1.1 da versão 1 do DCP não apresenta evidências disponíveis para apoiar essa data. De acordo com o "Glossário de termos do MDL" e seguindo a linha do tempo do projeto na seção B.5 da versão 1 do DCP, a data de início do projeto devia ter sido definida até 24 de outubro		

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
			de 2008, data que corresponde à data da assinatura do contrato de EPC. Dessa maneira, de acordo com a orientação do "Glossário de Termos do MDL", o projeto proposto é um projeto hidrelétrico recém-construído e a data de início da atividade do projeto (24 de outubro de 2008) é após 2 de agosto de 2008. Entretanto, a evidência documental não foi apresentada para que pudesse confirmar que o secretário do MDL e a AND do Brasil foram informados sobre o MDL do projeto conforme as "Diretrizes da demonstração e avaliação de consideração prévia do MDL".		
B.5.6 Se a data de início foi posterior a 2 de agosto de 2008 e anterior à consulta pública internacional, a AND e a UNFCCC confirmaram que os participantes do projeto informaram por escrito a intenção do projeto de buscar o status de MDL?	/1/ /7/ /8/	AD	De acordo com o "Glossário de termos do MDL" e seguindo a linha do tempo apresentada na seção B.5 da versão 1 do DCP, a data de início do projeto deveria ter sido definida até 24 de outubro de 2008, data que corresponde à assinatura do contrato de EPC. Dessa maneira, de acordo com a orientação do "Glossário de Termos do MDL", o projeto proposto é um projeto hidrelétrico recém-construído e a data de início da atividade do projeto (24 de outubro de 2008) é após 2 de agosto de 2008. Entretanto, a evidência documental não foi apresentada para que pudesse confirmar que o secretário do MDL e a AND do Brasil foram informados sobre o MDL do projeto conforme as "Diretrizes da demonstração e avaliação de consideração prévia do MDL".	SAC-2	OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
>Esforços contínuos para assegurar o status de MDL </1><2>(deve ser completado apenas se a data de início for anterior a 2 de agosto de 2008)</2><3>					
B.5.7 Que iniciativas foram tomadas pelos participantes do projeto desde a data de início da atividade do projeto até o início da validação em paralelo com a implementação física da atividade do projeto?	/1/	AD	Não é aplicável para o projeto de atividade proposto já que a data de início é 16 de setembro de 2009, deste modo depois de 2 de agosto de 2008.		OK.
B.5.8 Quando foi iniciada a construção da atividade do projeto?	/1/	AD	Não é aplicável para o projeto de atividade proposto já que a data de início é 16 de setembro de 2009, deste modo depois de 2 de agosto de 2008.		OK.
B.5.9 Quando o projeto foi comissionado?	/1/	AD	Não é aplicável para o projeto de atividade proposto já que a data de início é 16 de setembro de 2009, deste modo depois de 2 de agosto de 2008.		OK.
B.5.10 A linha do tempo do projeto confirma que foram tomadas ações contínuas em paralelo com a implementação para assegurar o status de MDL?	/1/	AD	Não é aplicável para o projeto de atividade proposto já que a data de início é 16 de setembro de 2009, deste modo depois de 2 de agosto de 2008.		OK.
Análise de investimentos (MVV parág. 108-114)					
B.5.11 A atividade do projeto ou alguma das alternativas restantes gera receitas além do MDL? Isso se reflete no DCP?	/1/	AD	Sim, a atividade do projeto proposta gera benefícios financeiros e econômicos através das vendas de eletricidade além da renda relacionada ao MDL		OK.
B.5.12 Alguma das alternativas à atividade do projeto envolve investimento? Isso se reflete no DCP?	/1/	AD	Não, as alternativas listadas na análise de investimentos não envolvem investimentos.		OK.
B.5.13 A escolha de análise de benchmark, análise comparativa de investimentos ou análise de custo simples está correta?	/1/	AD	Como o projeto proposto gera benefícios financeiros e econômicos através das vendas de eletricidade além da renda relacionada ao MDL, a seleção de uma análise de benchmark como método de análise está correta.		OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
B.5.14 A taxa de desconto/benchmark era a mais recente disponível no momento da decisão?	/1/ /43/	AD	O benchmark selecionado é o custo médio ponderado de capital (WACC), um benchmark de projeto calculado com base em taxas de obrigações e após a retenção de impostos, do projeto e nominal. O benchmark nominal depois de impostos CPMC foi calculado em 15.86% /3/ pela <i>Energisa Geração Rio Grande S.A.</i> com base no parágrafo 12 de "Diretrizes para avaliação de análise de investimento", versão 5.0: "os custos médios ponderados de capital (CMPC) são benchmarks apropriados para uma TIR do projeto". O CMPC nominal depois de impostos foi calculado com base no modelo de precificação de ativos financeiros (MPAF) como a opção 6 (a) apresentada nas " <i>Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade</i> " versão 6.0.0. Todos os valores estimados para o projeto eram aplicáveis no momento da decisão do investimento. Os dados apresentados foram verificados com fontes oficiais do Tesouro Nacional do Brasil e dos EUA, Damodaran e BOVESPA para verificar a validade. Na Análise de Investimento da versão 1 do DCP, não está claro se o CMPC é nominal ou real.	CL19:	OK.
B.5.15 Qual é o indicador financeiro? Ele tem como base o capital próprio/projeto? Antes/após impostos? O Indicador financeiro corresponde ao benchmark?	/1/	AD	O indicador financeiro é o IRR do projeto calculado após a retenção de impostos em termos nominais, portanto, corresponde ao benchmark apresentado.		OK.
B.5.16 As hipóteses subjacentes são adequadas, por exemplo, o que são considerados resíduos na linha de base são considerados como tendo valor zero?	/1/	AD	Os cálculos de IRR foram fornecidos em uma planilha e verificados pela DNV. No entanto, a DNV não conseguiu confirmar que as hipóteses	SAC4	OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
			utilizadas nos cálculos eram consideradas corretas, enquanto a SAC3 não foi devidamente respondida e encerrada.		
B.5.17 O cálculo do imposto de renda considera a depreciação? O ano de depreciação está de acordo com a prática de contabilidade normal no país anfitrião?	/1/ /28/ /40/ /42/	AD	Os participantes do projeto não apresentaram na seção B.5 da versão 1 da análise de investimento detalhada do DCP, apresentando os custos relacionados aos equipamentos, seguros, instalações do projeto e operação/manutenção, preços, taxas, resoluções, estimativas. Além disso, como a data de início do projeto não foi corretamente definida, o DNV não foi capaz de confirmar que os parâmetros de entrada utilizados na análise de investimento eram razoáveis e representavam de maneira adequada a situação econômica do projeto na data da decisão do investimento. A vida útil operacional esperada da atividade do projeto é de 30 anos. Os participantes do projeto não forneceram evidência documental para confirmar a vida útil operacional esperada da atividade do projeto.	SAC3 SE-4	OK.
B.5.18 O período de tempo da análise de investimentos e o tempo de operação do projeto são realistas? O valor residual foi considerado? Houve retorno do capital de giro no último ano de operação?	/1/	AD	Os participantes do projeto não apresentaram na seção B.5 da versão 1 da análise de investimento detalhada do DCP, apresentando os custos relacionados aos equipamentos, seguros, instalações do projeto e operação/manutenção, preços, taxas, resoluções, estimativas. Além disso, como a data de início do projeto não foi corretamente definida, o DNV não foi capaz de confirmar que os parâmetros de entrada utilizados na análise de investimento eram razoáveis e representavam de maneira adequada a situação	SAC3	OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
			econômica do projeto na data da decisão do investimento.		
B.5.19 Quando um relatório do estudo de viabilidade ou semelhante aprovado pelo governo é usado como base para a análise de investimentos: É possível confirmar que os valores usados no DCP estão totalmente consistentes com o REV e o período de tempo entre a finalização do REV e a decisão de investimento é adequado?	/1/	AD	Não aplicável.		OK.
B.5.20 Como foi avaliada a quantidade de saída (por exemplo, vendas de eletricidade)?	/1/	AD	☐ O fator de carga da planta fornecido a bancos e/ou financiadores de capital próprio durante a aplicação da atividade do projeto para financiamento do projeto ou ao governo durante a aplicação da atividade do projeto para aprovação da implementação ☐ O fator de carga da planta determinado por uma terceira parte contratada pelos participantes do projeto (por exemplo, uma empresa de engenharia) ☒ Outra abordagem. Os valores líquidos de capacidade são definidos pela ANEEL /11/ como a energia garantida pelo governo para uma seção de um rio, considerando 77 anos (de 1931 a 2007) de histórico de dados ligados ao rio do projeto e outros rios, o que inclui informações sobre a vazão do rio, correnteza rio acima e abaixo, indisponibilidade (obrigatório e planejado), tendo em vista que a missão do governo é a de otimizar o uso dos recursos naturais do país. Portanto, a energia esperada a ser fornecida (instalação EG, y) ao Sistema Interconectado Nacional (SIN) no	CL16	OK.

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
			Brasil é de 156.103 MWh , correspondente a um fator de carga da planta líquido médio de 58,78% (PCH Caju), 58,16% (PCH Santo Antônio) e 53,52% (PCH São Sebastião do Alto) . Esse fator de carga incorrerá então nas capacidades líquidas de 5,86 MW (PCH Caju), 4,81 MW (PCH Santo Antônio) e 7,15 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizando 17,82 MW/11/. Esse valor foi usado para fins de estimativa de redução de emissões ex-ante e para a análise de investimentos. Porém, no cálculo das emissões do projeto, a geração de energia anual esperada (TEG _y) pelo projeto é de 159 257 MWh, que corresponde ao valor anterior aos 2% do consumo interno e das perdas de transmissão /16/ (TEG _y) (5,98 MW (PCH Caju), 4,91 MW (PCH Santo Antônio) e 7,29 MW (PCH São Sebastião do Alto), totalizado 18,18 MW) utilizado. Não está claro nas tabelas A.4.4 e B.6.4 da versão 1 do DCP qual é o total de redução de emissões para o período de obtenção de crédito.		
B.5.21 Como foi avaliado o preço de produção (por exemplo, o preço da eletricidade)? Os dados estavam disponíveis e válidos no momento da decisão?	/1/ /39/	AD	☒ Fazer verificação cruzada com fontes de terceiros ou disponíveis para o público (por exemplo, faturas ou índices de preços) ☐ Análise de relatórios de viabilidade, anúncios públicos e relatórios financeiros anuais relacionados ao projeto e aos participantes do projeto <i>Fornecer detalhes de como o preço de produção foi validado:</i> Os participantes do projeto não apresentaram na	SAC3	OK.

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
				seção B.5 da versão 1 da análise de investimento detalhada do DCP, apresnetando os custos relacionados aos equipamentos, seguros, instalações do projeto e operação/manutenção, preços, taxas, resoluções, estimativas. Além disso, como a data de início do projeto não foi corretamente definida, o DNV não foi capaz de confirmar que os parâmetros de entrada utilizados na análise de investimento eram razoáveis e representavam de maneira adequada a situação econômica do projeto na data da decisão do investimento.		
B.5.22	Como foram avaliados os custos de investimento? Os dados estavam disponíveis e válidos no momento da decisão?	/1/ /6/ /14/ /39/	AD	☒ Fazer verificação cruzada com fontes de terceiros ou disponíveis para o público (por exemplo, faturas ou índices de preços) ☐ Análise de relatórios de viabilidade, anúncios públicos e relatórios financeiros anuais relacionados ao projeto e aos participantes do projeto <i>Fornecer detalhes de como o preço de produção foi validado:</i> Os participantes do projeto não apresentaram na seção B.5 da versão 1 da análise de investimento detalhada do DCP, apresnetando os custos relacionados aos equipamentos, seguros, instalações do projeto e operação/manutenção, preços, taxas, resoluções, estimativas. Além disso, como a data de início do projeto não foi corretamente definida, o DNV não foi capaz de confirmar que os parâmetros de entrada utilizados na análise de investimento eram razoáveis e representavam de maneira adequada a situação econômica do projeto na data da decisão do investimento.	SAC3	OK.

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
				econômica do projeto na data da decisão do investimento.		
B.5.23	Como os custos de O&M foram avaliados? Os dados estavam disponíveis e válidos no momento da decisão?	/1/ /14/ /52/ /53/	AD	☒ Fazer verificação cruzada com fontes de terceiros ou disponíveis para o público (por exemplo, faturas ou índices de preços) ☐ Análise de relatórios de viabilidade, anúncios públicos e relatórios financeiros anuais relacionados ao projeto e aos participantes do projeto <i>Fornecer detalhes de como o preço de produção foi validado:</i> Os participantes do projeto não apresentaram na seção B.5 da versão 1 da análise de investimento detalhada do DCP, apresnetando os custos relacionados aos equipamentos, seguros, instalações do projeto e operação/manutenção, preços, taxas, resoluções, estimativas. Além disso, como a data de início do projeto não foi corretamente definida, o DNV não foi capaz de confirmar que os parâmetros de entrada utilizados na análise de investimento eram razoáveis e representavam de maneira adequada a situação econômica do projeto na data da decisão do investimento.	SAC3	OK.
B.5.24	Descreva a avaliação dos outros parâmetros de entrada. Os dados estavam disponíveis e válidos no momento da decisão?	/1/	AD	☒ Fazer verificação cruzada com fontes de terceiros ou disponíveis para o público (por exemplo, faturas ou índices de preços) Análise de relatórios de viabilidade, anúncios públicos e relatórios financeiros anuais relacionados ao projeto e aos participantes do projeto	SAC3	OK.

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
				<i>Fornecer detalhes de como o preço de produção foi validado:</i> Os participantes do projeto não apresentaram na seção B.5 da versão 1 da análise de investimento detalhada do DCP, apresnetando os custos relacionados aos equipamentos, seguros, intalações do projeto e operação/manutenção, preços, taxas, resoluções, estimativas. Além disso, como a data de início do projeto não foi corretamente definida, o DNV não foi capaz de confirmar que os parâmetros de entrada utilizados na análise de investimento eram razoáveis e representavam de maneira adequada a situauação econômica do projeto na data da decisão do investimento.		
B.5.25	A planilha de cálculo financeiro foi verificada e considerada correta?	/1/	AD	Os cálculos de IRR foram fornecidos em uma planilha e verificados pela DNV. No entanto, a DNV não conseguiu confirmar que as hipóteses utilizadas nos cálculos eram consideradas corretas, enquanto a SAC3 não foi devidamente respondida e encerrada.	SAC4	OK.
B.5.26	Análise de sensibilidade: Os parâmetros chave que contribuem com mais de 20% da receita/custos durante a operação ou a implementação foram identificados? Foi considerada uma possível correlação entre os parâmetros?	/1/	AD	Uma análise de sensibilidade foi executada diminuindo-se e aumentando-se 10% nos custos de investimentos, no fator de carga da planta, nos custos de operação e manutenção e no preço da energia elétrica. Quanto ao Conselho Executivo do MDL: "Diretrizes para a Avaliação da Análise de Investimentos", a análise de sensibilidade deve incluir as variáveis, que representam 20% dos custos ou das receitas totais do projeto. Esses parâmetros devem estar sujeitos às variações razoáveis, isto é, a sensibilidade das variáveis nas	SAC-5 CL18:	OK.

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
				quais ela atingiria o valor de benchmark precisa ser considerada. Além disso, os participantes do projeto são requisitados a justificar por que essas variações não são razoáveis. Na Análise de Sensibilidade da versão 1 do DCP, não fica claro onde o "preço" variou.		
B.5.27	Análise de sensibilidade: A faixa de variação é razoável no contexto do projeto?	/1/	AD	Uma análise de sensibilidade foi executada diminuindo-se e aumentando-se 10% nos custos de investimentos, no fator de carga da planta, nos custos de operação e manutenção e no preço da energia elétrica. Quanto ao Conselho Executivo do MDL: "Diretrizes para a Avaliação da Análise de Investimentos", a análise de sensibilidade deve incluir as variáveis, que representam 20% dos custos ou das receitas totais do projeto. Esses parâmetros devem estar sujeitos às variações razoáveis, isto é, a sensibilidade das variáveis nas quais ela atingiria o valor de benchmark precisa ser considerada. Além disso, os participantes do projeto são requisitados a justificar por que essas variações não são razoáveis. Na Análise de Sensibilidade da versão 1 do DCP, não fica claro onde o "preço" variou.	SAC-5 CL18:	OK.
B.5.28	Foi feita a variação dos parâmetros-chave para atingir o benchmark e a possibilidade de que isso aconteça foi justificada como sendo pequena?	/1/	AD	Uma análise de sensibilidade foi executada diminuindo-se e aumentando-se 10% nos custos de investimentos, no fator de carga da planta, nos custos de operação e manutenção e no preço da energia elétrica. Quanto ao Conselho Executivo do MDL: "Diretrizes para a Avaliação da Análise de Investimentos", a análise de sensibilidade deve incluir as variáveis, que representam 20% dos custos ou das receitas totais do projeto. Esses	SAC-5 CL18:	OK.

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
				parâmetros devem estar sujeitos às variações razoáveis, isto é, a sensibilidade das variáveis nas quais ela atingiria o valor de benchmark precisa ser considerada. Além disso, os participantes do projeto são requisitados a justificar por que essas variações não são razoáveis. Na Análise de Sensibilidade da versão 1 do DCP, não fica claro onde o "preço" variou.		
Análise de barreiras (MVV parág. 115-118)						
B.5.29	As barreiras identificadas complementam uma análise de investimentos potencial? A barreira possui um claro impacto nos retornos financeiros de modo que possa ser avaliada em uma análise de investimentos? Cada barreira é discutida separadamente.	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.
B.5.30	Como foi avaliado se as barreiras de investimento eram reais? As barreiras para investimentos são comprovadas por uma fonte independente dos participantes do projeto?	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.
B.5.31	Como o MDL diminui as barreiras para investimentos?	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.
B.5.32	A atividade do projeto é impedida pelas barreiras para investimentos e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade do projeto é viável sob as mesmas circunstâncias?	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.
B.5.33	Como as barreiras tecnológicas foram avaliadas como sendo reais? As barreiras tecnológicas são comprovadas por uma fonte independente dos participantes do projeto?	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.
B.5.34	Como o MDL diminui as barreiras tecnológicas?	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.
B.5.35	A atividade do projeto é impedida pelas barreiras tecnológicas e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade do projeto é viável sob as mesmas circunstâncias?	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. prov.	Concl. final
B.5.36	Como as barreiras devidas às práticas vigentes foram avaliadas como sendo reais? As barreiras devidas à prática vigente são comprovadas por uma fonte independente dos participantes do projeto?	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.
B.5.37	Como o MDL diminui as barreiras devidas à prática vigente?	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.
B.5.38	A atividade do projeto é impedida pelas barreiras devidas à prática vigente e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade do projeto é viável nas mesmas circunstâncias?	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.
B.5.39	Como as outras barreiras foram avaliadas como sendo reais? As outras barreiras são comprovadas por uma fonte independente dos participantes do projeto?	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.
B.5.40	Como o MDL diminui as outras barreiras?	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.
B.5.41	A atividade do projeto é impedida pelas outras barreiras e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade do projeto é viável nas mesmas circunstâncias?	/1/	AD	Não aplicável, pois a análise de barreiras não foi aplicada ao projeto proposto.		OK.
Análise da prática comum (MVV parág. 119-121)						
B.5.42	Qual é o escopo geográfico da análise da prática comum? Está justificado?	/1/	AD	A análise de práticas comuns está limitada ao Estados do Rio de Janeiro, no Brasil. Os participantes do projeto determinaram o escopo com base na extensão da área, nas características hidrológicas e em ambientes regulatórios, tecnológicos, financeiros e de investimentos. Figura 5 de versão 1 do DCP, Estados da região sul do Brasil não estão apresentados no gráfico. Entretanto, Porto Alegre é a capital do Rio Grande do Sul, um estado da região sul do Brasil. Na Análise de Práticas Comuns da versão 1 do DCP, não está claro quais são os links para cada	CL17: CL20:	OK.

