



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

ATIVIDADE DO PROJETO DA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA DE ANGELINA NO BRASIL

RELATÓRIO NO. 2012-9177

REVISÃO NO. 01



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Data da primeira emissão: 26 de março de 2012	Projeto ConCert no.: PRJC-363672-2012-CCS-BRA
Aprovado por: Trine Kopperud	Unidade organizacional: DNV KEMA Energy & Sustainability Accredited Climate Change Services
Cliente: Lumbrás Energética S.A.	Ref. do cliente: Andre L. D. Meirelles

DNV CLIMATE CHANGE
SERVICES AS

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

Resumo:

Nome do projeto: Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina

País: Brasil

Metodologia: ACM0002

Versão: 13.0.0

Tecnologia/medida de redução de GEE: Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis

Estimativa de RE: 27 558 tCO₂e por ano

Tamanho

☒ Grande escala

☐ Pequena escala

Fases da validação:

☒ Análise feita no escritório

☒ Entrevistas de acompanhamento

☐ Solução de questões pendentes

Status da validação

☒ Ações Corretivas solicitadas

☒ Esclarecimentos solicitados

☐ Aprovação total e envio para registro

☐ Rejeitado

Em resumo, o parecer da DNV é que a atividade do projeto “Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina” no Brasil, como descrita no DCP, versão 3.1 de 23 de julho de 2012, satisfaz todas as exigências relevantes da UNFCCC para o MDL e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, versão 13.0.0. Portanto, a DNV solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto do MDL. Antes do envio do relatório de validação final ao Conselho Executivo do MDL, a DNV terá que receber a aprovação por escrito da participação voluntária da Autoridade Nacional Designada (AND) do Brasil, inclusive a confirmação da AND do Brasil de que o projeto ajuda a alcançar o desenvolvimento sustentável.

Relatório no.: 2012-9177	Grupo do assunto: Ambiente
Título do relatório: Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina no Brasil	
Trabalho realizado por: Gabriel Baines, Linh Huynh e Frederico Rosas	
Trabalho verificado por: Denise Lai Siew Sit	
Data desta revisão: 5 de agosto de 2012	Rev. no.: 01
	Número de 52

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
- ☐ Distribuição irrestrita

© 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.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

<i>Índice</i>	<i>Página</i>
1	RESUMO EXECUTIVO – PARECER DA VALIDAÇÃO..... 1
2	INTRODUÇÃO 1
2.1	Objetivo 1
2.2	Escopo 1
3	METODOLOGIA 2
3.1	Análise de documento 2
3.2	Ações de acompanhamento 15
3.3	Encerramento dos resultados da validação 15
3.4	Controle de qualidade interno 18
3.5	Equipe de validação 18
4	RESULTADOS DA VALIDAÇÃO 19
4.1	Comentários das partes, atores e ONGs 19
4.2	Aprovação, autorização e contribuição para o desenvolvimento sustentável 23
4.3	Modalidades de comunicação 24
4.4	Concepção do projeto 24
4.5	Aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento selecionada 25
4.6	Limite do projeto 28
4.7	Identificação e descrição do cenário da linha de base 30
4.8	Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões 30
4.9	Adicionalidade 32
4.10	Plano de monitoramento 48
4.11	Impactos ambientais 52
4.12	Consulta pública local 52

Apêndice A Protocolo de validação

Apêndice B Currículos dos membros da equipe de validação



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Abreviaturas

ANA	Agência Nacional de Águas
AND	Autoridade Nacional Designada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AOD	Assistência Oficial ao Desenvolvimento
BER	Brookfield Energia Renovável S.A.
BM	Margem de Construção [do inglês "Build Margin"]
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	Carta de Aprovação
CAPEX	Despesas de capital
CAPM	Modelo de Determinação do Preço dos Ativos Fixos
C-Bond	Título da dívida externa brasileira
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCVE	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
CM	Margem combinada [do inglês "Combined Margin"]
CMPC	Custo Médio Ponderado do Capital
CO ₂	Dióxido de carbono
CO ₂ e	Dióxido de carbono equivalente
COFINS	Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido das Pessoas Jurídicas
DCP	Documento de Concepção do Projeto
DNV	Det Norske Veritas / DNV Climate Change Services AS
EF	Fator de emissão
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EMBI+	Índice de Títulos da Dívida de Mercados Emergentes [sigla em inglês de "Emerging Markets Bond Index"]
EPC	Engenharia, suprimento e construção [sigla em inglês de "Engineering, Procurement and Construction"]
EQAO	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
FATMA	Fundação do Meio Ambiente do Estado de Santa Catarina
FGV	Fundação Getúlio Vargas
GEE	Gás de Efeito Estufa
Ltda.	Sociedade Limitada
MCT	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MoC	Modalidades de comunicação
OM	Margem de operação [do inglês "Operating Margin"]
ONG	Organização Não Governamental
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIM	Plataforma Integrada de Medição
PIS/PASEP	Programa de Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PP	Padrão de Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PVV	Padrão de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
R\$	Real; moeda brasileira
RBC	Rede Brasileira de Calibração
RCE	Redução Certificada de Emissões
SAC	Solicitação de Ação Corretiva
SAF	Solicitação de Ação Futura
SE	Solicitação de Esclarecimento
SIN	Sistema Interligado Nacional
tCO ₂ e	Toneladas de CO ₂ equivalente
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIPS	Títulos do Tesouro Protegidos Contra a Inflação [do inglês "Treasury Inflation Protected Securities"]
TIR	Taxa Interna de Retorno
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TSFEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
WEG	WEG Equipamentos Elétricos S.A.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

1 RESUMO EXECUTIVO – PARECER DA VALIDAÇÃO

A DNV Climate Change Services AS (DNV) realizou uma validação da “Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina” no Brasil. A validação foi realizada com base nos critérios da UNFCCC para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, assim como nos critérios fornecidos para assegurar a consistência das operações, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto.

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

A parte anfitriã é o Brasil, que atende aos critérios de participação. Ainda não há a identificação da Parte no Anexo I.

O projeto aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 13.0.0.

A atividade do projeto é composta por uma grande central hidrelétrica com: um gerador de 1,30 MW (WEG GPD560) e dois geradores de 12,50 MW (WEG SPD 1250), com capacidade instalada total de 26,30 MW. Ao gerar eletricidade de energia hidrelétrica e deslocar eletricidade da rede que é parcialmente gerada de combustíveis fósseis, o projeto resulta em reduções de emissões de CO₂ que são reais, mensuráveis e que 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 27 558 tCO₂e ao ano ao longo do período de obtenção de créditos renovável de 7 anos selecionado. 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 disposições de monitoramento descritas no plano de monitoramento são viáveis no contexto da concepção do projeto e o parecer da DNV é que os participantes do projeto (PPs) são capazes de implementar o plano de monitoramento.

Em resumo, o parecer da DNV é que a “Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina” no Brasil, como descrita no DCP, versão 3.1 de 23 de julho de 2012, satisfaz todas as exigências relevantes da UNFCCC para o MDL e aplica corretamente a metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002, versão 13.0.0. Portanto, a DNV solicita o registro do projeto como uma atividade de projeto do MDL.

Antes da apresentação do relatório de validação final ao Conselho Executivo do MDL, a DNV terá que receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, inclusive a confirmação da AND do Brasil de que o projeto ajuda a alcançar o desenvolvimento sustentável.

Rio de Janeiro e Oslo, 5 de agosto de 2012.

Gabriel Baines
Validador de MDL
DNV Rio de Janeiro, Brasil

Trine Kopperud
Chefe do Approval Centre & Nordic
DNV Climate Change Services AS



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

2 INTRODUÇÃO

A Lumbrás Energética S.A. comissionou a DNV Climate Change Services AS (DNV) para realizar a validação do projeto da Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina no Brasil (doravante denominado “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 do 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 terceiros independentes. Em particular, a linha de base do projeto, o plano de monitoramento e a conformidade do projeto com os critérios relevantes da UNFCCC são validados a fim de confirmar que a concepção do projeto, conforme documentada, é bem feita e razoável, e atende aos critérios identificados. A validação é uma exigência para todos os projetos do MDL e é considerada necessária para assegurar aos atores a qualidade do projeto 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 do 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 (versão 13.0.0). A validação foi realizada de acordo com os princípios e exigências para validação contidas no Padrão de Validação e Verificação /65/.

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 ter proporcionado contribuições para a melhoria da concepção do projeto.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

3 METODOLOGIA

A validação consistiu nas três fases seguintes:

- I análise de documento
- II ações de acompanhamento (p.ex., visita ao local e entrevistas por telefone ou e-mail)
- III o encerramento dos resultados da validação e a emissão do parecer e relatório final da validação.

As seções a seguir especificam cada passo em mais detalhes.

3.1 Análise de documento

As tabelas a seguir listam a documentação que foi analisada durante a validação.

3.1.1 Documentação fornecida pelos participantes do projeto

- /1/ Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (EQAO): *MDL - DCP para a atividade do projeto "Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina" no Brasil*, versão 1.2 datada de 1 de fevereiro de 2012 e versão 3.1 datada de 23 de julho de 2012.
- /2/ EQAO: *Planilha de cálculo de Redução Certificada de Emissões (RCE)*, versão 1, datada de 30 de janeiro de 2012 e versão 3.0 datada de 31 de maio de 2012.
- /3/ EQAO: *Planilha de cálculo do Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC)*, versão 1, datada de 30 de janeiro de 2012 e a versão 2.0 datada de 27 de abril de 2012.
- /4/ EQAO: *Planilha de cálculo de fluxo de caixa para a análise financeira*, versão 1.0, datada de 30 de janeiro de 2012 e a versão 2.0 datada de 27 de abril de 2012.
- /5/ EQAO: *Planilha de análise da prática comum*, versão 1.0 datada de 30 de janeiro de 2012 e versão 2.0 datada de 23 de julho de 2012.
- /6/ BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) *Contrato de Financiamento*, versão 1, datado de 17 de novembro de 2011.
- /7/ Consórcio Lumbrás Energética e Engevix Engenharia S.A.: *Engenharia: Formulário de Engenharia, Suprimento e Construção (EPC)*, entre o Consórcio Lumbrás Energética e a Engevix Engenharia S.A., versão 1, datado de 17 de dezembro de 2007.
Esta é a data da decisão de investimento e a data de início do projeto.
- /8/ FATMA (Fundação do Meio Ambiente): *Licenças Ambientais de Operação: nº IN 018481* emitidas pela FATMA e ativas de 27 de novembro de 2009 a 26 de novembro de 2013.
- /9/ EQAO: *Aviso de entrega de correspondência*, de 1 de agosto de 2011. Avisos de recebimento preenchidos pelo serviço postal ao entregar a correspondência (convite para consulta pública) aos destinatários.
- /10/ ANEEL: *Portaria nº 3470* emitida em 23 de novembro de 2007 sobre a área do reservatório de 0,4 km². Informações disponíveis em: <<http://www.aneel.gov.br/>>.
- /11/ EQAO: *Esclarecimento dos participantes do projeto sobre questões associadas às exigências da validação para o Projeto da PCH Angelina (2393) em revisão*, versão 1, datado de 30 de janeiro de 2012.
- /12/ EQAO: *Evidência fotográfica das etiquetas dos geradores e turbinas da central hidrelétrica Angelina*, datada de 30 de janeiro de 2012.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- /13/ ANEEL: *Despacho nº 633* sobre a Operação Comercial da unidade geradora UG1 na PCH Angelina, datado de 15 de março de 2010.
- /14/ ANEEL: *Despacho nº 485* sobre a Operação Comercial da unidade geradora UG2 na PCH Angelina, datado de 1 de março de 2010.
- /15/ ANEEL: *Despacho nº 2.868* sobre a Operação Comercial da unidade geradora UG3 na PCH Angelina, datado de 29 de setembro de 2010.
- /16/ Lumbrás Energética S.A.: *Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica* entre a Amanco Brasil Ltda. e a Lumbrás Energética S.A., datado de 1 de julho de 2010.
- /17/ Lumbrás Energética S.A.: *Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica* entre a Tilibra Produtos de Papelaria Ltda. e a Lumbrás Energética S.A., datado de 1 de dezembro de 2010.
- /18/ Lumbrás Energética S.A.: *Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica* entre a Rigesa Celulose, Papel e Embalagens Ltda. e a Lumbrás Energética S.A., datado de 6 de junho de 2011.
- /19/ Lumbrás Energética S.A.: *Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica* para a unidade Itapiranga entre a Seara Alimentos S.A. e a Lumbrás Energética S.A., datado de 3 de novembro de 2008.
- /20/ Lumbrás Energética S.A.: *Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica* para a unidade Jaraguá do Sul entre a Seara Alimentos S.A. e a Lumbrás Energética S.A., datado de 3 de novembro de 2008.
- /21/ Lumbrás Energética S.A.: *Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica* para a unidade Seara entre a Seara Alimentos S.A. e a Lumbrás Energética S.A., datado de 3 de novembro de 2008.
- /22/ BNDES: *Contrato Financeiro número 09.2.0450.1*, datado de 21 de julho de 2009.
- /23/ ANEEL: *Despacho nº 3.610* sobre o comissionamento da PCH Angelina, datado de 23 de setembro de 2009.
- /24/ FATMA: *Licença de Instalação nº 023/07* para a PCH Angelina, datada de 3 de setembro de 2007.
- /25/ ANEEL: *Monitoramento de pequenas centrais hidrelétricas com licença de instalação* (contém informações sobre a data de início da construção da PCH Angelina), versão 2, datado de 15 de abril de 2008.
- /26/ Lumbrás Energética S.A.: Carta de solicitação de financiamento ao BNDES, datada de 5 de setembro de 2007.
- /27/ Eletrobras: *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)*, datado de 28 de março de 2008.
- /28/ Lumbrás Energética S.A.: *Acordo de Parceria entre a Lumbrás Energética S.A. e a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.* para a EQAO atuar como consultora durante a validação do projeto Angelina, datado de 15 de fevereiro de 2012.
- /29/ Lumbrás Energética S.A.: *Prestação de Serviços do Acordo de Parceria entre a Lumbrás Energética S.A. e a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.* para a EQAO atuar como consultora durante a validação do projeto Angelina, datado de 15 de fevereiro de 2012.
- /30/ DNV: *Proposta para a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. para a validação do projeto de MDL da central hidrelétrica de Angelina*, datada de 18 de novembro de 2011.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- /31/ ANEEL: *Portaria nº 633* emitida em 15 de março de 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2010633.pdf>
- /32/ RINA: *Proposta para a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. para a validação do projeto de MDL da central hidrelétrica de Angelina*, datada de 21 de novembro de 2010.
- /33/ EQAO: *Comparação de preços de serviços de validação de MDL entre a DNV e a RINA*, datado de 23 de novembro de 2010.
- /34/ DNV: *Proposta para a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. para a validação do projeto de MDL da central hidrelétrica de Angelina*, datada de 16 de março de 2010.
- /35/ TÜV Rheinland: *Proposta para a Lumbrás Energética S.A. para a validação do projeto de MDL da central hidrelétrica de Angelina*, datada de 16 de março de 2010.
- /36/ DNV: *Proposta para a EQAO para a validação do projeto de MDL da central hidrelétrica de Angelina*, datada de 14 de janeiro de 2010.
- /37/ TÜV Rheinland: *Proposta para a Lumbrás Energética S.A. para a validação do projeto de MDL da central hidrelétrica de Angelina*, datada de 19 de janeiro de 2010.
- /38/ EQAO: *Formulário de Solicitação de Proposta de serviços da EQAO para a Lumbrás Energética S.A.*, datado de 9 de março de 2010.
- /39/ EQAO: *Proposta Comercial de Projeto de Créditos de Carbono para a central hidrelétrica de Angelina*, datada de 23 de março de 2010.
- /40/ EQAO: *Proposta Comercial de Projeto de Créditos de Carbono para a central hidrelétrica de Angelina*, datada de 28 de fevereiro de 2011.
- /41/ EQAO: *Formulário de Solicitação de Proposta de serviços da EQAO para a Lumbrás Energética S.A.*, datado de 13 de maio de 2011.
- /42/ DNV: *Proposta para a Lumbrás Energética S.A. para a validação do projeto de MDL da central hidrelétrica de Angelina*, datada de 27 de maio de 2010.
- /43/ RINA Services S.p.A.: *Proposta para a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. para a validação do projeto de MDL da central hidrelétrica de Angelina*, datada de 3 de maio de 2011.
- /44/ Lumbrás Energética S.A.: *Carta sobre a prestação de serviços entre a Lumbrás Energética S.A. e a SGS do Brasil Ltda.*, datada de 29 de dezembro de 2009.
- /45/ CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica): *Relatório CB002 de abril de 2011*.
- /46/ Brookfield Energia Renovável S.A. (BER): *Diagrama Simplificado das Linhas de Transmissão da Service Energy e Angelina*, datado de 31 de março de 2010.
- /47/ Lumbrás Energética S.A. e Service Energy S.A.: *Termo de compromisso para compartilhamento do uso da linha de transmissão e do ponto de conexão (subestação Tijucas)*, datado de 15 de dezembro de 2008.
- /48/ LATEC (Instituto de Tecnologia Para o Desenvolvimento) - Laboratório de Metrologia: *Certificado de Calibração para os medidores da PCH Angelina*, datado de 7 de dezembro de 2010.
- /49/ Brascan Energética (uma empresa da Brookfield): *Crédito de Carbono – Escopo Geral de Aplicação*, datado de 15 de janeiro de 2009.
- /50/ Celesc Distribuição S.A.: *Comissionamento do Relatório de Medição para*



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Faturamento para a Central Hidrelétrica de Angelina, datado de 24 de dezembro de 2009.*
- /51/ EQAO: *Processo de monitoramento da geração de energia da PCH Angelina, datado de 8 de março de 2012.*
- /52/ EQAO: *Planilha de cálculo para os cálculos ex-ante dos fatores de emissão de 2008 a 2010, datada de 6 de outubro de 2011.*
- /53/ EQAO: *Planilha contendo informações sobre as emissões dos geradores a diesel para a PCH Angelina, datada de 30 de outubro de 2007*
- /54/ STEMAC S.A. Grupos Geradores: *Especificações técnicas do gerador a diesel, 1800 RPM, 60 Hz, datadas de janeiro de 2012.*
- /55/ STEMAC S.A. Grupos Geradores: *Proposta Técnica e Comercial número 02717/2012 para os geradores a diesel usados na PCH Angelina, datada de 2 de fevereiro de 2012.*
- /56/ CCEE: *1º Leilão de Fontes Alternativas de Energia - Visão Geral dos Fornecedores, datado de 18 de junho de 2007.*
- /57 EQAO: *Planilha contendo cálculos da razão dívida e capital próprio 50/50, datada de 14 de outubro de 2011.*
- /58/ Lumbrás Energética S.A.: *2010 Demonstrações financeiras e Relatório dos Auditores Independentes, datados de 20 de abril de 2011.*
- /59/ ENGEVIX: *Projeto Básico Otimizado de Angelina (Documento número 8863/US-10-RL-0001), datado de agosto de 2006.*
- /60/ EQAO: *Planilha da análise de sensibilidade, versão 1, datada de 27 de abril de 2012.*
- /61/ ENGEVIX: *Termo de compartilhamento da linha de transmissão vinda da PCH Angelina no sistema da CELESC e Tijucas, datado de 15 de dezembro de 2008.*
- /62/ EQAO: *Planilha de Operação e Manutenção para 2007, datada de 26 de maio de 2012*
- /63/ Lumbrás Energética S.A. e EQAO: *Modalidades de Comunicação (MoC), Formulário F-CDM-MOC, versão 02.1, datado de 21 de junho de 2012.*



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

3.1.2 Carta de Aprovação

- /64/ Antes do envio do relatório de validação final ao Conselho Executivo do MDL, a DNV terá que receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, inclusive a confirmação da AND do Brasil de que o projeto ajuda a alcançar o desenvolvimento sustentável.

3.1.3 Metodologias, ferramentas e outra orientação do Conselho Executivo do MDL

- /65/ Conselho Executivo do MDL: *Padrão de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo*, versão 2.0, adotado no EB65, Anexo 4, datado de 25 de novembro de 2011.
- /66/ Conselho Executivo do MDL: *Padrão de Validação e Verificação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo*, versão 1.0, adotado no EB 65, Anexo 5, datado de 25 de novembro de 2011.
- /67/ Conselho Executivo do MDL: *Procedimento do Ciclo do Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo*, versão 1.0, adotado no EB65, Anexo 32, datado de 25 de novembro de 2011.
- /68/ Conselho Executivo do MDL: *Glossário de termos do MDL*, versão 6.0, adotado no EB 66, Anexo 63, datado de 2 de março de 2012.
- /69/ Conselho Executivo do MDL: *Metodologia de linha de base e monitoramento ACM0002 Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis*, versão 13.0.0, adotada no EB66, Anexo 35, datada de 2 de março de 2012.
- /70/ Conselho Executivo do MDL: *Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade*, versão 6.0.0, adotada no EB 65, Anexo 21, datada de 25 de novembro de 2011
- /71/ Conselho Executivo do MDL: *Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*, versão 2.2.1, adotada no EB 63, Anexo 19, datada de 29 de setembro de 2011.
- /72/ Conselho Executivo do MDL: *Diretrizes para a demonstração e avaliação da consideração anterior do MDL*, versão 4.0, adotada no EB 62, Anexo 13, datada de 15 de julho de 2011.
- /73/ Conselho Executivo do MDL: *Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos*, versão 5.0, adotada no EB 62, Anexo 5, datada de 15 de julho de 2011.
- /74/ Conselho Executivo do MDL: *“Diretrizes para elaboração de relatórios e validação dos fatores de capacidade das plantas”*, versão 01.0, adotada no EB 48, Anexo 11, datada de 17 de julho de 2009.
- /75/ Conselho Executivo do MDL: *“Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto”*, versão 01.0, adotada no EB 67, Anexo 26, datada de 11 de maio de 2012.

3.1.4 Documentos usados pela DNV para validar / fazer verificação cruzada das informações fornecidas pelos participantes do projeto

- /76/ 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>. Data do último acesso: 16



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- de maio de 2012.
- /77/ AND brasileira - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima: *Resolução n° 8*, emitida em 26 de maio de 2008 sobre dados despachados calculados para os fatores de emissão (FE) em tCO₂ / MWh no Sistema Interligado Nacional (SIN). Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf. Data do último acesso: 16 de maio de 2012.
- /78/ ANEEL: *Capacidade de Geração do Estado de Santa Catarina*, datado de 21 de junho de 2011, sobre a capacidade instalada da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) de Angelina e as PCHs em operação no estado de Santa Catarina para o SIN. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/GeracaoTipoFase.asp?tipo=5&fase=3&UF=SC:SANTA%20CATARINA>. Data do último acesso: 16 de maio de 2012.
- /79/ ANEEL: *Resolução n° 652*, datada de 9 de dezembro de 2003, sobre o que constitui uma PCH pelas normas brasileiras. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>. Data do último acesso: 18 de maio de 2012.
- /80/ ANEEL: *Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)*. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=96&idPerfil=2>. Data do último acesso: 18 de maio de 2012.
- /81/ BNDES: *Taxa de Juros de Longo Prazo*, de 2006 a 2012, 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. Data do último acesso: 18 de maio de 2012.
- /82/ BNDES: *O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance* (contendo os valores usados para calcular a remuneração e a taxa de risco de crédito, página 32), disponível em:
http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf. Data do último acesso: 9 de julho de 2012.
- /83/ Stern, New York University (NYU): *Historical data on U.S. Stocks, Bonds and Bills [Dados históricos sobre ações, títulos e notas dos EUA]*
Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Data do último acesso: 18 de maio de 2012.
- /84/ JP Morgan: *EMBI+, index of the bonds from emerging markets [EMBI+, índice de títulos da dívida de mercados emergentes]*. Disponível em:
<http://www.jpmorgan.com/pages/jpmorgan/investbk/solutions/research/EMBI>. Data do último acesso: 18 de maio de 2012.
- /85/ CE da UNFCCC: *Formulário de análise do registro da atividade de projeto do MDL (F-CDM-RR), Solicitação 1*, datado de 25 de maio de 2009. Disponível em:
<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1233915448.65/Review/B3HNRD9AEM3Z6822EUVDVMJ4BC5NPG/display>. Data do último acesso: 18 de maio de 2012.
- /86/ CE da UNFCCC: *Formulário de análise do registro da atividade de projeto do MDL (F-CDM-RR), Solicitação 2*, datado de 25 de maio de 2009. Disponível em:
<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1233915448.65/Review/34XALHWX51O8QNZRBE6DVG02EVNCB0/display>. Data do último acesso: 18 de maio de 2012.
- /87/ CE da UNFCCC: *Formulário de análise do registro da atividade de projeto do MDL*



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- (F-CDM-RR), *Solicitação 3*, datado de 27 de maio de 2009. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1233915448.65/Review/1B7KXUNABIIJWW968ETVMR4MR4ECK5/display>.
Data do último acesso: 18 de maio de 2012.
- /88/ SGS United Kingdom Ltd.: *Resposta à solicitação de registro do “Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina – Uma Atividade do Projeto da Brascan Energética S.A. (2393)”*, datada de 11 de junho de 2009. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/filestorage/E/0/T/E0TD48ZFWK19SALORPHIC3MN76UXY2/SGS%20Response.pdf?t=d1d8bTcwZTk5fDB1pDdGvXIgVsWHH8ow0gOT>. Data do último acesso: 18 de maio de 2012.
- /89/ Lumbrás Energética S.A.: *Esclarecimentos sobre questões associadas ao registro durante o estágio de “solicitação de revisão” do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina – Uma Atividade do Projeto da Brascan Energética S/A (2393), datado de 4 de junho de 2009.* Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/filestorage/8/W/H/8WHSQUECD4V1ZX75JBP009Y2FLAMGR/PP%20Response.pdf?t=OHJ8bTcwZWRifDCD72-nOf2jXDSsWtdlW3O>. Data do último acesso : 18 de maio de 2012.
- /90/ Lumbrás Energética S.A.: *Esclarecimentos sobre questões associadas às exigências de validação para a atividade do projeto durante o estágio “em revisão” do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina – Uma Atividade do Projeto da Brascan Energética S.A. (2393), datado de 1 de agosto de 2009.*
- /91/ EQAO: *E-mail para o CE do MDL em nome da Lumbrás Energética S.A., contendo uma carta expressando preocupação com a SGS e as respostas do participante do projeto às consultas do CE do MDL levantadas durante o estágio “em revisão” do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina (2393), datado de 30 de novembro de 2009.*
- /92/ CE do MDL: *E-mail de resposta para a EQAO sobre a preocupação em relação à SGS e respostas da Lumbrás Energética S.A. às consultas do CE do MDL levantadas durante o estágio “em revisão” do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina (2393), datado de 30 de novembro de 2009.*
- /93/ BNDES: *Condições financeiras para PCHs, custos de financiamento cobrados no ano de 2008.*
Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html. Data do último acesso: 21 de maio de 2012.
- /94/ ANEEL: Banco de Informações de Geração (usado na análise da prática comum). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Data do último acesso: 21 de maio de 2012.
- /95/ ANEEL: *Resolução nº 55, sobre a autorização para explorar o potencial hidráulico da pequena central hidrelétrica de Angelina*, emitida em 8 de fevereiro de 2001. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Data do último acesso: 21 de maio de 2012.
- /96/ ANEEL: *Autorização para estabelecimento como produtor independente de energia elétrica – PCH Angelina, despacho nº 3470*, emitido em 23 de novembro de 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20073470.pdf>. Data do último



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- [acesso: 22 de maio de 2012.](#)
- /97/ ANEEL: *Expropriação em favor da PCH Angelina – resolução nº 1140*, emitida em 4 de dezembro de 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea20071140.pdf>: [Data do último acesso 22 de maio de 2012.](#)
- /98/ Frederico Rosas, especialista financeiro independente para a DNV e professor na Fundação Getúlio Vargas, onde leciona finanças, gerenciamento de custos e análise de investimentos: *Avaliação de especialista financeiro, aprovando a análise de benchmark e de investimentos apresentada*. Datada de 21 de maio de 2012.
- /99/ CE da UNFCCC: Status de retirada do *Projeto 2393: Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina – Uma Atividade do Projeto da Brascan Energética S.A.* Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1233915448.65/view>. [Data do último acesso: 15 de junho de 2012.](#) Data do último acesso: 4 de junho de 2012.
- /100/ Board of Governors of the Federal Reserve System [Conselho de Governadores do Sistema de Reserva Federal dos EUA]: *Market yield on U.S. Treasury securities at 30-year [Rendimento de mercado dos títulos do Tesouro dos EUA para 30 anos]*. Disponível em: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15> ou <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Output.aspx?rel=H15&series=b56abb6d9cc35f28ccf86b8a0188e948&lastObs=&from=&to=&filetype=csv&label=include&layout=seriescolumn>. [Data do último acesso: 4 de junho de 2012.](#)
- /101/ Board of Governors of the Federal Reserve System [Conselho de Governadores do Sistema de Reserva Federal dos EUA]: Dados de Pesquisa - *The TIPS Yield Curve and Inflation Compensation [A curva do rendimento dos TIPS e a compensação da inflação]*. Disponível em: <http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm>. Data do último acesso: 4 de junho de 2012.
- /102/ Board of Governors of the Federal Reserve System [Conselho de Governadores do Sistema de Reserva Federal dos EUA]: *Market yield on U.S. Treasury securities at 10-year [Rendimento de mercado dos títulos do Tesouro dos EUA para 10 anos]*. Disponível em: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15> ou <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Output.aspx?rel=H15&series=bcb44e57fb57efbe90002369321bfb3f&lastObs=&from=&to=&filetype=csv&label=include&layout=seriescolumn>. [Data do último acesso: 4 de junho de 2012.](#)
- /103/ Informações financeiras sobre C-Bonds: Índice de Títulos da Dívida de Mercados Emergentes (EMBI+) do JPMorgan. Disponível em: http://www.cbonds.info/cis/eng/index/index_detail/group_id/1. [Data do último acesso: 4 de junho de 2012.](#)
- /104/ Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)*: registro de 1979 a 2012. Usado principalmente para calcular a inflação para o consumidor médio. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaultinpc.shtm. [Data do último acesso: 4 de junho de 2012.](#)
- /105/ Fundação Getúlio Vargas: *Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M)*: registro de 1989 a 2012. Usado principalmente para calcular a inflação para contratos financeiros. Disponível na página inicial do Banco Central do Brasil: <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAOPublico/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores>. [Data do último acesso: 4 de junho de 2012.](#)



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- /106/ Fundação Getúlio Vargas: *Custo de Capital para Geração de Energia Hídrica no Brasil por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo*, para os anos de 2005 a 2009, datado de novembro de 2010. Disponível em: <http://www.abce.org.br/downloads/portugueswacc.pdf> . Data do último acesso: 4 de junho de 2012.
- /107/ ANEEL: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=96&idPerfil=2>. [Data do último acesso: 4 de junho de 2012.](#)
- /108/ ANEEL: *Resolução nº 529/2007* (sobre a tarifa TUSD aplicada na análise de investimentos, datada de 6 de agosto de 2007). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007529.pdf>. Data do último acesso: 4 de junho de 2012.
- /109/ ANEEL: *Decretos, despachos e notas oficiais sobre tarifas*:
- Resolução Normativa nº 77, sobre o desconto na tarifa para fontes alternativas, datada de 18 de agosto de 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>. [Data do último acesso: 15 de junho de 2012.](#)
 - *Decreto nº 2410*, criando a tarifa TSFEE, datado de 28 de novembro de 1997. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/biblioteca/remissiva_legi.cfm?valida=9396. [Data do último acesso: 15 de junho de 2012.](#)
- Despacho nº 4774*, sobre os valores da tarifa TSFEE, datado 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=T HESON&SECT5=BIBL01&d=BIBL&p=1&u=http://www3.aneel.gov.br/biblioteca/pe squisafa.htm&r=3&f=G>. [Data do último acesso: 15 de junho de 2012.](#)
- /110/ *Despacho ANEEL nº 141* sobre a determinação do valor da TFSEE para empresas de distribuição de eletricidade, datado de 24 de janeiro de 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2007141.pdf>. [Data do último acesso: 15 de junho de 2012.](#)
- /111/ Eletrobras: Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Disponível em: <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISF99678B3PTBRIE.htm> Data do último acesso: 26 de julho de 2012.
- /112/ Engevix Engenharia S.A.: Projeto Básico Otimizado (revisado), datado de agosto de 2006.
- /113/ Leilões de Energia da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica):
- *1º Leilão de Energia Alternativa - Resultados*, datado de 27 de fevereiro de 2007 – preço médio: R\$ 139,12/MWh. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=3cb3f87495bd1110VgnVCM1000005e01010aRCRD>. [Data da última atualização: 15 de junho de 2012.](#)
 - *4º Leilão de Energia Nova - Resultados*, datado de 26 de julho de 2007 – preço médio: R\$ 136,00/MWh. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=545d18816ded211>



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- 0VgnVCM1000005e01010aRCRD. [Data da última atualização: 15 de junho de 2012.](#)
- *2º Leilão de Energia de Reserva - Leilão número 003/2009 - LER-2009 Resultados*, datado de 14 de dezembro de 2009 - preço médio: R\$ 148,39/MWh. Disponível em:
<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=ec41d74d98114210VgnVCM1000005e01010aRCRD>. [Data da última atualização: 15 de junho de 2012.](#)
 - *3º Leilão de Energia Renovável - Leilão número 2013-EOL20 – Resultados*, datado de 26 de agosto de 2010 - preço médio: R\$ 154,40/MWh. Disponível em:
<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=b32c645eb56ba210VgnVCM1000005e01010aRCRD>. [Data da última atualização: 15 de junho de 2012.](#)
 - *11º Leilão de Energia Nova – Leilão número 04/2010 - Resultados*, datado de 15 de dezembro de 2010 - preço médio: R\$ 104,00/MWh. 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. [Data do último acesso: 15 de junho de 2012.](#)
 - *12º Leilão de Energia Nova – Leilão número 02/2011 - Resultados*, datado de 1 de fevereiro de 2011 - preço médio: R\$ 104,75/MWh. Disponível em:
<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=38820a6c2930f210VgnVCM1000005e01010aRCRD>. [Data da última atualização: 15 de junho de 2012.](#)
 - *13º Leilão de Energia Nova – Leilão nº 07/2011 - Resultados*, datado de 25 de agosto de 2011 - preço médio: R\$ 91,20/MWh. Disponível em:
<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=b02951aa0e383310VgnVCM1000005e01010aRCRD>. [Data da última atualização: 15 de junho de 2012.](#)
- /114/ CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica): *Sobre a CCEE*. Disponível em:
<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=92f6a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>. [Data do último acesso: 18 de junho de 2012.](#)
- /115/ Governo do Brasil: *Regime de Lucro Presumido (Artigo número 13, Lei número 9.718)*, datado de 27 de novembro de 2008. Disponível em:
<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/Ant2001/lei971898.htm>. [Data do último acesso: 18 de junho de 2012.](#)
- /116/ Tesouro Nacional brasileiro: *Taxas de juros da taxa de empréstimo geral Selic*, de 1995 a 2011. Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/pagamentos/jrselic.htm>. [Data do último acesso: 19 de junho de 2012.](#)
- /117/ Tesouro Nacional brasileiro, *Informações sobre a legislação para empresas com tributação pelo lucro presumido: Nota número 517*, datada de 2011. Disponível em:
<http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2005/PergResp2005/pr517a555.htm>. [Data do último acesso: 19 de junho de 2012.](#)



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- /118/ Tesouro Nacional brasileiro, *Artigo número 3 da Lei número 11727, para a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL)*, datado de 23 de junho de 2008. Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsll/Aliquotas.htm>. Data do último acesso: 19 de junho de 2012.
- /119/ Tesouro Nacional brasileiro, *Instrução Normativa número 247, sobre impostos do Programa de Integração Social (PIS), Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)*, datada de 21 de novembro de 2002. Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/2002/in2472002.htm>. Data do último acesso: 19 de junho de 2012.
- /120/ ANEEL: *Registro de tipos de unidade (Resolução nº 2)*, datada de 24 de dezembro de 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1997002.pdf>. Data do último acesso: 20 de junho de 2012.
- /121/ ANEEL: *Vida útil e depreciação de turbinas e geradores*, para equipamentos de centrais hidrelétricas, datado de novembro de 2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/012/documento/relatorio_vida_util_volume_2.pdf. Data do último acesso: 20 de junho de 2012.
- /122/ Presidência do Brasil: *Decreto Federal nº 5025, sobre o PROINFA*, datado de março de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5025.htm. Data do último acesso: 20 de junho de 2012.
- /123/ ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico): *Procedimentos de Rede, Módulo 12, incluindo informações sobre linhas de transmissão compartilhadas*.
- *Submódulo 12.2 - Instalação do sistema de medição para faturamento*. Disponível em: http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx. Data do último acesso: 20 de junho de 2012.
 - *Submódulo 12.6 - Configuração de medição para faturamento*. Disponível em: http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_12.aspx. Data do último acesso: 17 de julho de 2012.
- /124/ Operador Nacional do Sistema Elétrico: *Procedimentos de Rede, Despacho nº 2744*, datado de 15 de setembro de 2010. Disponível em: www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx. Data do último acesso: 20 de junho de 2012.
- /125/ AND brasileira - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima: *Fator de emissão da rede elétrica do Brasil em 2006, publicado em 2007*. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/303072.html>. Data do último acesso: 21 de junho de 2012.
- /126/ AND brasileira - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima: *Fator de emissão da rede elétrica do Brasil em 2010*, publicado em 2011. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>. Data do último acesso: 21 de junho de 2012.
- /127/ ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico: *Histórico Geração (2011)*. Disponível em: http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx. Data do último acesso: 21 de junho de 2012.
- /128/ Receita Federal do Brasil: *IN SRF nº 162*, datada de 31 de dezembro de 1998.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Disponível em:
<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/ins/ant2001/1998/in16298ane1.htm>. Data do último acesso: 21 de junho de 2012.
- /129/ ANEEL: *Resolução nº 002*, datada de 24 de dezembro de 1997. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1997002.pdf>. Data do último acesso: 21 de junho de 2012.
- /130/ Agência Nacional de Águas (ANA): Resolução conjunta ANEEL/ANA nº 3 estabelecida em 10 de agosto de 2010, pertinente ao papel da ANA na coleta de dados hidrométricos, publicada em 20 de outubro de 2010. Disponível em:
<http://www2.ana.gov.br/Paginas/servicos/informacoeshidrologicas/monitoramentohidro.aspx>. Data do último acesso: 9 de julho de 2012.
- /131/ ANEEL: Usinas e Centrais Geradoras (contendo a energia assegurada de 16,67 MW méd para a PCH Angelina). Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>. Data do último acesso: 18 de julho de 2012.
- /132/ AND brasileira - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima:
- Resolução nº 7, emitida em 5 de maio de 2008 sobre monitoramento dos indicadores de desenvolvimento sustentável. Disponível em:
http://www.mct.gov.br/upd_blob/0219/219489.pdf. Data do último acesso: 18 de dezembro de 2012.
 - Página de Resoluções, disponível em:
<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797.html#lista>. Data do último acesso: 18 de dezembro de 2012.
- /133/ Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC): Diretrizes para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa - Energia - Combustão Estacionária. (Tabela 2.2 - Fator de Emissão Padrão para Combustão Estacionária na Energia), datado de 2006. Disponível em: http://www.ipcc-nggip.iges.ou.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf. Data do último acesso: 16 de julho de 2012.
- /134/ Weather and Climate: *Weather in Brazil* [Tempo no Brasil] (contendo informações sobre as seis regiões climáticas distintas). Disponível em:
<http://www.climateandweather.com/weather-in-brazil>. Data do último acesso: 24 de julho de 2012.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- /135/ Instituto Nacional de Meteorologia (INMET): *Gráfico Climatológico Normal (1961-1990)*. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/> Data do último acesso: 24 de julho de 2012.
- /136/ CCEE: *Procedimento para Estabelecer o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)*, datado de 14 de março de 2007. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/search/query/redirect.jsp?qid=50194&did=436429&pos=1&idx=1&fid=&pdfq=%22Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as%22>. Data do último acesso: 24 de julho de 2012.
- /137/ ANEEL: *Resolução Homologatória nº 529* (contendo as tarifas TUSD), datada de 6 de agosto de 2007.
- *Tarifa TUSD de R\$ 2,54/kW aplicada na análise de investimentos da PCH Angelina*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007529.pdf>. Data do último acesso: 24 de julho de 2012.
 - *Tarifa TUSD de R\$1,80/kW para a central hidrelétrica do Rio Grande do Sul*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2006322.pdf>. Data do último acesso: 24 de julho de 2012.
- /138/ Banco Mundial: *Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil (Relatório No. 40995-BR)*, datado de 28 de março de 2008. Disponível em: http://www.pinheiropedro.com.br/biblioteca/anais-e-relatorios/pdf/Summary_Report_Environmental_Licenses_UHEs_Brazil_World_Bank.pdf. Data do último acesso: 24 de julho de 2012.
- /139/ Relacionamentos entre a Lumbrás Energética S.A., Brascan Energética S.A., Brookfield Energia Renovável S.A e Rialma Companhia Energética I S.A.:

Diário de Justiça do Estado de Santa Catarina: Relacionamento entre a Lumbrás Energética S.A., Brascan Energética S.A. e Brookfield Energia Renovável S.A.. Datado de 18 de junho de 2012. Disponível em: <http://www.jusbrasil.com.br/diarios/37962731/djsc-18-06-2012-pg-1053>
Data do último acesso: 27 de julho de 2012

Conselho Administrativo de Defesa Econômica: Aquisição da Rialma Companhia Energética I S.A pela Brascan Energética S.A. Datado de 26 de abril de 2007. <http://www.cade.gov.br/temp/t31720121351848.pdf>. Data do último acesso: 27 de julho de 2012



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

3.2 Ações de acompanhamento

Em 12 de março de 2012 e 13 de março de 2012, Gabriel Baines e Linh Huynh visitaram a Lumbrás Energética S.A. e o Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina para fazer entrevistas com os atores do projeto.

	Data / Tipo da entrevista	Nome	Organização	Tópico
/140/	12 de março de 2012 a 13 de março de 2012 ☒ No local ☒ Com presença física no escritório ☐ Telefone ☐ E-mail	Bruna Luíza Marigheto	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (Consultora de MDL)	• Concepção do projeto e tecnologia adotada • Determinação do cenário da linha de base • Demonstração de adicionalidade • Análise financeira
/141/	12 de março de 2012 a 13 de março de 2012 ☒ No local ☒ Com presença física no escritório ☐ Telefone ☐ E-mail	Rafael Carneiro	Lumbrás Energética S.A. (participante do projeto)	• 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 conformidade legal • Processo de consulta pública

3.3 Encerramento dos resultados da validação

O objetivo dessa fase da validação era solucionar quaisquer questões que precisavam ser esclarecidas antes da conclusão positiva da DNV sobre o atendimento do projeto às exigências aplicáveis do MDL. 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;
- Assegurar um processo de validação transparente, no qual o validador documentará o modo como uma exigência específica foi validada e o resultado da validação.

O protocolo de validação é constituído por quatro tabelas. As diferentes colunas dessas tabelas estão descritas na figura a seguir. O protocolo de validação preenchido para a atividade do projeto “Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina” no Brasil está incluído no Apêndice A deste relatório.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

A Tabela 2 do protocolo de validação documenta os resultados da análise feita no escritório do documento de concepção do projeto e as entrevistas de acompanhamento com os atores do projeto. Os resultados levantados na Tabela 2 estão listados na Tabela 3 do protocolo, e as alterações na descrição da concepção do projeto provenientes desses resultados serão abordadas na Tabela 3. Portanto, a Tabela 2 pode não refletir todos os aspectos do projeto como 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 aplicáveis 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 implementação do projeto que exigem análise durante a primeira verificação da atividade do projeto. As SAFs não devem estar relacionadas com as exigências do MDL para registro.

A validação identificou treze SACs, vinte e cinco SEs e zero SAFs. As SACs e SEs foram abordadas de forma satisfatória pelos participantes do projeto, entre outros, revisando o DCP (consulte a Tabela 3 no Apêndice A para obter mais detalhes). Além das alterações feitas no DCP por causa dos resultados da validação, foram feitas as seguintes alterações no DCP (versão 3.1, datado de 23 de julho de 2012) em comparação com o DCP (versão 1.2, datado de 1 de fevereiro de 2012) que foi publicado para comentários dos atores:

- Atualizado o Passo 1 da análise da prática comum para incluir todas as centrais elétricas interligadas à rede com uma faixa de geração aplicável de +/-50% (13,10 MW e 39,40 MW) da capacidade da atividade de projeto proposta. Anteriormente, somente as centrais elétricas com capacidade instalada entre 13,10 MW e 30 MW eram usadas como a faixa de geração para a análise da prática comum, e a PCH Angelina é considerada uma pequena central hidrelétrica de acordo com as normas brasileiras (Resolução ANEEL nº 652) /78/. A definição legal brasileira de pequenas centrais hidrelétricas abrange unidades com capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW, e área do reservatório menor que 3 km².



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Protocolo de validação - Tabela 1: Exigências obrigatórias para atividades de projeto do MDL				
Exigência	Referência	Conclusão		
As exigências que o projeto deve atender.	Fornece referência à legislação ou a acordos em que a exigência é encontrada.	Isso é aceitável com base em evidências fornecidas (OK) ou em uma Solicitação de Ação Corretiva (SAC) se uma exigência não for atendida.		

Protocolo de validação - Tabela 2: Lista de verificação das exigências				
Questão da lista de verificação	Referência	Modo de verificação (MoV)	Avaliação da DNV	Conclusão Provisória e/ou Final
As várias exigências da Tabela 1 estão relacionadas às questões da lista de verificação que o projeto deve atender. A lista de verificação é organizada em diversas seções, seguindo a lógica do MDL - DCP	Fornece referência aos documentos em que é encontrada a resposta para a questão ou item da lista de verificação.	Os modos de verificação (MoV) são a análise de documento (AD) , entrevista (E) ou outras ações de acompanhamento (p.ex., visita ao local e entrevistas por telefone ou e-mail) e verificação cruzada (VC) com as informações disponíveis relacionadas a projetos ou tecnologias semelhantes à atividade de projeto do MDL em validação.	A discussão sobre como se chegou à conclusão e a conclusão sobre a conformidade com a questão da lista de verificação até o momento.	Usa-se OK se as informações e evidências fornecidas são adequadas para demonstrar o atendimento às exigências do MDL. Uma solicitação de ação corretiva (SAC) é levantada quando os participantes do projeto cometeram erros, as exigências do MDL não foram atendidas ou há o 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 implementação 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 SEs levantadas na Tabela 2 são repetidas 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 abordar as SACs e/ou SEs .	A avaliação da equipe de validação e as conclusões finais das SACs e/ou SEs .

Protocolo de Validação - Tabela 4: Solicitações de Ação Futura		
Solicitação de ação futura	Ref. à questão da lista de verificação na tabela 2	Resposta dos participantes do projeto
As SAFs levantadas na Tabela 2 são repetidas aqui.	Referência ao número da questão da lista de verificação na Tabela 2 em que a SAF é explicada.	Resposta dos participantes do projeto sobre como a solicitação de ação futura será abordada antes da primeira verificação.

Figura 1: Tabelas do protocolo de validação



RELATÓRIO 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

<i>Função</i>	<i>Sobrenome</i>	<i>Nome</i>	<i>País</i>	<i>Tipo de envolvimento</i>						
				Análise feita no escritório	Visita ao local / entrevistas	Elaboração de relatórios	Supervisão do trabalho	Revisão técnica	Competência TA 1.2	Especialização financeira
Líder da equipe (Validador)	Baines	Gabriel	Brasil	✓	✓	✓	✓		✓	
Avaliador em treinamento	Huynh	Linh	Estados Unidos	✓	✓	✓			✓	
Especialista	Rosas	Frederico	Brasil							✓
Revisor técnico	Lai	Siew Sit, Denise	Malásia					✓	✓	

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



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

4 RESULTADOS DA VALIDAÇÃO

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

Os resultados finais da validação estão relacionados à concepção do projeto como documentado e descrito no DCP /1/, versão 3.1, datado de 23 de julho de 2012. O DCP está de acordo com o formulário "*Diretrizes para preenchimento do Documento de Concepção do Projeto*" /75/.

4.1 Comentários das partes, atores e ONGs

O DCP, versão 1.2, datado de 1 de fevereiro de 2012, foi disponibilizado ao público no website do MDL

(<https://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/CL3OPSZJA1HB8GEZFHQBQI2UBNW7G/view.html>) e as partes, atores e ONGs foram convidados através do website do MDL a fornecer comentários durante um período de 30 dias, de 3 de fevereiro de 2012 a 3 de março de 2012.

Dois comentários foram recebidos de um ator e são fornecidos (de forma não editada) na caixa de texto abaixo.

Comentário de: Zhong Zhou Li

☐ ONG Credenciada

☐ Parte

☒ Ator

Comentário:

1. É afirmado que o projeto é um projeto de hidrelétrica de fio d'água. Portanto, o cálculo do reservatório está errado. O critério 3 se aplica somente a projetos de hidrelétrica de acumulação ou armazenamento bombeado. A que se refere o reservatório de acordo com o PP?
2. A justificativa de não optar pela alternativa 3 nem pela alternativa 4 não está justificada adequadamente. Deve se basear nos dados e números mais recentes publicados. Consulte B.4. Esclareça.
3. Os contratos bilaterais, CCVE com a Índia são os documentos, a EOD deve verificar cuidadosamente.
4. A data da decisão de investimento deve ser o momento da preparação do RDP. Portanto, a base dos fatores de ajuste de custo em uma data posterior para consideração do MDL não é válida. Esclareça. Consulte B5. Passo 3a. (Barreira para investimentos).
5. Como o benefício do MDL diminuirá as barreiras tecnológicas. De acordo com a ferramenta de adicionalidade, se as barreiras não forem minoradas pelo MDL, o projeto não é adicional.
6. O fator de emissão do estado não é calculado e deve ser disponibilizado para a EOD para validar claramente esse valor. O fator de emissão da Índia não está de acordo com a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema".



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

7. Eletricidade gerada pelo projeto, consumo auxiliar, perdas na transmissão, perdas no transformador, eletricidade líquida exportada para a Índia, eletricidade exportada para a rede. Esses parâmetros devem ser monitorados continuamente e feita uma verificação cruzada com as notas fiscais.

8. A Metodologia menciona que, se a opção de análise de investimentos for usada, aplicar o seguinte:

a. Aplicar uma análise comparativa de investimentos, de acordo com o Passo 3 da Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade, se restar mais de uma alternativa após o Passo 2 e se as alternativas restantes incluírem os cenários P1 e P3;

b. Aplicar uma análise de benchmark, de acordo com o Passo 2b da Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade. Se restar mais de uma alternativa após o Passo 2 e se as alternativas restantes incluírem os cenários P1 e P2. Mas o PP deixou de aplicar isso. Esclareça. O FCP deve se basear na diretriz do EB48, Anexo 11 que diz: O fator de capacidade da planta fornecido a bancos e/ou financiadores de capital próprio ao solicitar financiamento do projeto para a atividade do projeto ou para o governo ao solicitar aprovação da implementação da atividade do projeto; (b) O fator de capacidade da planta determinado por terceiros contratados pelos participantes do projeto (por exemplo, uma empresa de engenharia); Mas o DCP não demonstra como se chegou ao FCP.

9. Se o FCP inclui desligamento da máquina, disponibilidade da máquina. Se a disponibilidade da rede foi considerada no cálculo da geração bruta. Para minha surpresa, um parâmetro crítico como o FCP está faltando no DCP. Como a EOD permitiu isso.

10. A análise da prática comum deve se basear no EB 39 Anexo 10 (Ferramenta de adicionalidade). Cada passo da análise da prática comum deve ser satisfeito de acordo com a ferramenta.

11. O cálculo da redução de emissões deve se basear no EB 50 Anexo 14 "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico" 12. Se somente um conjunto de medidor principal, verifique se o conjunto de medidores é suficiente para os três projetos. Os parâmetros de monitoramento precisam ser verificados pela EOD.

13. Os parâmetros técnicos do medidor principal e do medidor de verificação como nível de exatidão, marca etc. precisam ser mencionados no DCP. 14. Não é mostrado o layout das linhas de transmissão de energia desde a geração até o consumidor com o sistema de medição. Deve incluir a distância das linhas de transmissão. A EOD tem que verificar os medidores que estão instalados para monitorar a eletricidade gerada, a eletricidade líquida usada no Butão, a eletricidade líquida exportada para a Índia. Esclareça.

15. O status da construção e comissionamento do projeto não está indicado no DCP.

16. Qual é a base de cálculo para as perdas na transmissão, consumo auxiliar e perdas no transformador? Qual é o comprimento da linha de transmissão?



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Comentário de: Zhong Zhou Li

☐ ONG Credenciada

☐ Parte

☒ Ator

Comentário:

1. A EOD deve assegurar que os valores do DCP estejam consistentes e que o projeto de MDL seja um projeto genuíno.
2. A EOD deve verificar o Relatório Detalhado do Projeto e o Relatório de Viabilidade que são enviados a outras agências e bancos pelo proprietário do projeto e assegurar que os valores coincidam com os do RDP/RV enviados também à EOD.
3. Deve ser feito um estudo cuidadoso de forma que o RDP/RV não seja diferente em versões diferentes e enviado com diversos propósitos para agências diferentes, o que é totalmente inaceitável, ilegal e não ético.
4. O proprietário do projeto deve mostrar uma carta de garantia do gerente do banco para a EOD confirmando que os dois RDPs são os mesmos. Esse tipo de carta não pode ser aceita pela EOD pelo valor aparente, deve ser verificada independentemente. Ao coletar o RDP/RV dos bancos e outras agências, todas as páginas do RDP/RV devem ser rubricadas pelos bancos e outras agências, de forma que o RDP/RV fornecido a outras partes pelo PP/Consultor seja o mesmo enviado à EOD.
5. Os valores do RDP/RV devem ser totalmente comprovados. A EOD deve ter uma declaração por escrito do PP/Consultor sobre a lista das partes para as quais esse RDP/RV é enviado e para que finalidade. O EOD deve então fazer uma verificação cruzada de todas as partes e confirmar que o mesmo RDP/RV foi enviado a todas as partes corretamente sem alterações. A EOD não deve aceitar quaisquer relatórios e garantias do PP/Consultor. A EOD deve fazer uma avaliação independente e usar partes totalmente diferentes, sem informar ao PP ou Consultor, para fazer a verificação cruzada dos fatos.
6. A EOD deve escrever para a parte que preparou o RDP/RV que é enviado aos bancos e outras agências e os mesmos devem ser verificados com relação aos enviados à EOD pelo PP/Consultor.
7. A EOD não deve mais considerar este projeto se constatado que o RDP/RV foi adulterado em qualquer momento. O PP não pode fornecer RDPs e RVs diferentes. Eles devem enviar somente os fornecidos aos bancos e outras agências ao obter empréstimos e no momento da tomada de decisão.
8. O PP considerou as receitas do MDL ao conceber o projeto? Sem o MDL o projeto não é viável, certo? Este projeto tem um componente de dívida? Então como os banqueiros e os emprestadores deram o empréstimo? Os banqueiros ou emprestadores consideraram as receitas do MDL ao concordar com o empréstimo a esses projetos? Caso contrário, este projeto deve ser rejeitado prontamente pela EOD pela rescisão imediata do contrato. Caso afirmativo, onde está a prova? Qual é a data do documento de evidência do banco? Esse documento foi impresso agora ou anteriormente. A EOD deve verificar o mesmo independentemente. Se o documento for disponibilizado pelo Banco, deverá ser verificado de todas as formas para ver se é genuíno e não é uma adulteração, e se a data foi alterada colocando uma anterior. Isso é feito normalmente, a EOD deve ter ciência disso. Verifique a comunicação entre o PP e os bancos nesse momento, e-mails e recibos do correio, e os pesos e



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

datas mencionados nos recibos. Não confiar em contas e recibos de entregas expressas, pois podem ser falsificados facilmente. Insista em recibos de serviços de correio somente de propriedade do governo. Se o projeto for um projeto totalmente de capital próprio, em que base o PP investiu o capital próprio total no projeto ao considerar a receita do MDL? A EOD deve verificar o mesmo em detalhes e esclarecer os fatos. Existe algum registro anterior de o PP ter investido ou não nos retornos o que está falando neste projeto? Evidências adequadas devem ser analisadas e averiguadas pela EOD e deve ser tomada a decisão sobre o projeto com base em fatos estabelecidos. Não peça documentos do PP, a EOD deve coletar os mesmos de fontes diferentes para realizar uma avaliação independente.

9. Os equipamentos do projeto foram comprados de segunda mão ou obtidos de fontes baratas do exterior? Caso afirmativo, a questão deve ser comprovada pela EOD, pois as faturas serão, invariavelmente, inflacionadas e adulteradas. Os custos totais do projeto mencionados pelo PP não serão os mesmos dos originais. Portanto, não existe adicionalidade. Esses fatos devem ser comprovados em toda a sua extensão pela EOD verificando todos os documentos e transações monetárias junto com os extratos e contas bancárias certificados por analista financeiro legalmente aceitável.

10. Do lado da EOD algum auditor realizou marketing e desenvolvimento comercial para adquirir esse negócio de validação deste projeto? Com quem ele ou ela estava coordenado no PP ou comprador de RCE? A mesma pessoa que realizou o marketing e o desenvolvimento comercial para adquirir o negócio fez a validação ou participou de alguma forma do processo de validação? Não é possível gostar disso. É contra as regras e normas de credenciamento seguidas há muito tempo. A EOD deve enviar auditores de escritórios ou países diferentes para fazer essa auditoria da validação. A EOD deve seguir as regras de imparcialidade e credenciamento. Os objetivos estabelecidos pelos auditores da EOD são fazer marketing, encontrar clientes e fazer promessas de que o projeto será levado em conta. Isso é aceitável e justo? Deve ser parado. Nenhum auditor deve fazer marketing. Somente uma equipe fora da auditoria deve fazer marketing. A EOD deve assegurar o mesmo.

11. Somente se aplicável: Se essas máquinas, equipamentos faziam parte de um agrupamento de atividades de MDL previsto e desenvolvido antes. A EOD deve verificar o mesmo também por meio de fontes independentes. Se alguns agrupamentos não são adicionais e obtêm validação negativa de uma EOD, o PP estará introduzindo o mesmo projeto como projeto individual sem ser um projeto de MDL. A EOD deve verificar o mesmo de fontes independentes e também obter garantia através de uma declaração juramentada do PP de que qualquer erro de interpretação ou declaração falsa com relação a isso causaria uma ação legal da UNFCCC e EOD. Além disso, o registro do projeto deverá ser cancelado se quaisquer futuros resultados entrarem em contradição com as apresentações feitas pelo proprietário do projeto.

12. A EOD deve ser mais cuidadosa para assegurar que este é um projeto de MDL genuíno. Qual é o custo exato do projeto? O custo do projeto cobre quais itens? Cada valor considerado deve ser validado com prova. As máquinas são de segunda mão ou foram compradas novas de um OEM? Em todos os casos, a EOD deve verificar todas as cotações, propostas, pedidos de compra, faturas, conhecimentos de embarque, conhecimentos de transporte, comprovante de pagamentos como extratos bancários. A EOD deve verificar com os bancos, por meio de confirmação por escrito, o montante transacionado, a quem o dinheiro foi pago, quando foi pago, se a parte paga é a parte correta como mostrado nos pedidos de compra. Pode ocorrer



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

que os valores, nomes das partes, datas sejam fabricados e apresentados erroneamente neste projeto. A EOD deve rescindir seu contrato com este projeto imediatamente. Essa é a única forma de proteger o valor do processo de MDL. Se o PP estiver comprando equipamentos de segunda mão ou de qualidade inferior e inflacionando os valores e faturas dos pedidos de compra, isso deverá ser comprovado meticulosamente e os valores reais considerados no cálculo da adicionalidade. Tenho certeza que, nessa situação, não haverá nenhuma adicionalidade.

13. Como a linha de base é definida neste projeto? A linha de base está definida hipoteticamente, sem nenhuma evidência adequada nem justificativa apropriada? Nesse caso, a EOD não deve considerar a linha de base como sugerida pelo DCP. Verifique se existem reduções de emissões reais além da linha de base real e efetiva. Pode acontecer que este projeto não se qualifique para RCEs. A EOD não pode assumir os valores e itens como fornecidos por este PP. Os valores considerados em todos os documentos do projeto, incluindo o RDP real (não o preparado para o MDL, o fornecido aos bancos e outros), devem ser validados, verificados e deve ser feita uma verificação cruzada deles. Não peça o RDP ao PP. Peça às partes que receberam o RDP do PP. Obtenha diretamente do banco e de outros cada página do RDP e Relatório de Viabilidade assinada. Esse documento pode ser considerado um RDP ou RV real. O processo de MDL da UNFCCC não pode ser degradado pela fabricação e interpretação errônea da linha de base e adicionalidade do projeto.

Como a DNV considerou o comentário recebido em sua validação:

A DNV verificou que esses comentários não estão relacionados especificamente à atividade do projeto, mas abordam questões pertencentes a outro projeto de MDL de energia hidrelétrica. Por exemplo, a questão número 3 no primeiro comentário, que aborda contratos bilaterais e contrato de compra e venda de energia elétrica com a Índia, deve ser verificada cuidadosamente pela EOD, pois, na verdade, a atividade do projeto não ocorre na Índia, mas no Brasil. Portanto, o comentário não se aplica à PCH Angelina. Outro exemplo da irrelevância desses comentários é com relação à questão número 6, levantada no primeiro comentário, que declara que o fator de emissão para o estado da atividade do projeto não foi calculado. A declaração continua sugerindo que o fator de emissão para a Índia não está de acordo com a “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*”. Além do fato de o projeto não ocorrer na Índia, não existe indicação na “*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*” para calcular o fator de emissão para o estado no qual a atividade do projeto está localizada, mas sim para o sistema elétrico relevante do projeto. Uma avaliação adicional de todas as outras questões confirma que esses pontos foram abordados adequadamente no DCP ou que não pertencem à atividade do projeto. Portanto, o parecer da DNV é que todas as questões levantadas foram suficientemente cobertas e foram abordadas durante o processo de validação, como refletido neste relatório de validação e protocolo de validação.

4.2 Aprovação, autorização e contribuição para o desenvolvimento sustentável

Os participantes do projeto são a Lumbrás Energética S.A. e a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. da parte anfitriã do Brasil. A parte anfitriã (Brasil) atende a



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

todas as exigências de participação pertinentes. Atualmente, ainda não há Parte no Anexo I identificada. O projeto não envolve nenhum financiamento público de uma Parte no Anexo I – o projeto buscou financiamento somente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) /6/- e a validação não revelou nenhuma informação indicando que o projeto possa ser considerado como um desvio do financiamento da assistência oficial ao desenvolvimento (AOD) para o Brasil. Antes do envio do relatório de validação final ao Conselho Executivo do MDL, a DNV terá que receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, inclusive a confirmação da AND do Brasil de que o projeto ajuda a alcançar o desenvolvimento sustentável. A DNV ainda tem que receber a carta de aprovação dos participantes do projeto para confirmar que eles estão de acordo com os parágrafos 39-42 do PVV /65/.

4.3 Modalidades de comunicação

A DNV realizou um programa de auditoria na declaração das Modalidades de Comunicação (MoC) enviada pelos participantes do projeto, de acordo com as exigências aplicáveis no PVV, como documentado na seção A.4 da Tabela 2, no protocolo de validação no Apêndice A deste relatório. A DNV pôde confirmar as informações contidas na MoC e que a MoC está de acordo com todos os formulários e exigências relevantes.

4.4 Concepção do projeto

A atividade do projeto consiste em uma única central hidrelétrica localizada entre os municípios de Angelina e Major Gercino, que fica no estado de Santa Catarina, na região Sudoeste do Brasil. As coordenadas geográficas da atividade do projeto apresentam as seguintes latitude e longitude: 27° 28' S e 48° 50' O e foram confirmadas pela DNV usando um dispositivo GPS durante a visita ao local /140/ /141/ e através da autorização da ANEEL para o estabelecimento da PCH Angelina como um produtor independente de energia elétrica /96/.

A eletricidade gerada pelo projeto será alimentada no Sistema Interligado Nacional (SIN) /78/, que tem parte de sua eletricidade gerada por centrais elétricas a combustível fóssil /94/. Como o projeto é considerado de energia renovável, ele reduzirá as emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitando as emissões de CO₂ geradas de outro modo por outras centrais elétricas a combustível fóssil interligadas ao SIN. Portanto, os limites do sistema do projeto estão claramente definidos como o local do projeto e o SIN.

Para gerar eletricidade a atividade do projeto é composta de três unidades constituídas por três turbinas emparelhadas com três geradores associados. A avaliação das placas de identificação desses equipamentos durante a visita ao local /140/ /141/ com relação às especificações técnicas do fabricante confirmou que o DCP, versão 3.1 reflete com exatidão as especificações técnicas corretas /140/ /141/, como descrito abaixo:

- As primeiras duas unidades consistem em duas turbinas Francis fabricadas pela Voith Siemens, cada uma com capacidade instalada de 12,89 MW. Essas duas unidades estão emparelhadas com dois geradores correspondentes WEG SPD 1250, fabricados pela WEG Equipamentos Elétricos S.A, cada um com capacidade instalada de 12,5 MW.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- A terceira unidade consiste em uma turbina Francis fabricada pela Hacker com capacidade instalada de 1,34 MW. O gerador associado para essa turbina é um gerador WEG GPD560 fabricado pela WEG Equipamentos Elétricos S.A., com capacidade instalada de 1,30 MW.

Por meio da avaliação das especificações dos equipamentos pelo fabricante e da determinação da capacidade total dos geradores, a DNV confirmou que a capacidade instalada total é de 26,30 MW /12/ /140/ /141/. A DNV fez uma verificação cruzada com as especificações dos produtos dos fabricantes nos contratos EPC e verificou que a concepção do projeto reflete as boas práticas /7/.

Os valores das capacidades líquidas são definidos pela ANEEL /78/ como a energia assegurada pelo governo para uma seção de um rio, considerando 77 anos (de 1931 a 2007) de dados históricos relacionados ao rio do projeto e outros rios (agora medidos e gerenciados pela Agência Nacional de Águas (ANA)) /130/. Estes dados se baseiam em informações como dados de vazão do rio, níveis de jusante e montante, indisponibilidade (planejada e compulsória), pois a missão do governo é otimizar o uso de recursos naturais no país. Portanto, a eletricidade a ser alimentada (EG_y) na rede do SIN deve ser 146 029 MWh, correspondendo a um fator de potência médio nominal de 90%. Esse fator nominal deve resultar em capacidades líquidas de 1,30 MW de um gerador WEG (GPD560), e de 12,50 MW de cada um dos dois geradores WEG (SPD 1250) /12/ /140/ /141/. O valor foi usado para fins da estimativa ex-ante da redução de emissões e para a análise de investimentos.

No momento do início da validação, a implementação física e a operação do projeto já estavam em pleno vigor, o que foi verificado durante a visita ao local /140/ /141/. A data de início do projeto de 17 de dezembro de 2007 corresponde ao formulário EPC (Engenharia, suprimento e construção) assinado /7/.

A vida útil operacional esperada da atividade do projeto é de 30 anos (de 30 de setembro de 2009 a 30 de setembro de 2037), que é derivada exatamente da autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para explorar o potencial hídrico da pequena central hidrelétrica Angelina.

Um período de obtenção de créditos renovável de 7 anos foi selecionado para o projeto, no qual a data de início prevista é 1 de janeiro de 2013. A DNV considera essa data de início de créditos selecionada razoável, pois ela garante a contabilização do período de obtenção de créditos completo. Os fatores de emissão (FE) associados consistem em reduções de emissões anuais de 27 558 tCO₂e que correspondem a um total de reduções de emissões de 192 906 tCO₂e nos primeiros sete anos do período de obtenção de créditos renovável.

O projeto deve contribuir para 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.

4.5 Aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento selecionada

O projeto aplica corretamente a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 13.0.0 /69/.

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



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Critérios	Resultado
É aplicável a atividades de projeto de geração de energia renovável interligada à rede que (a) instalam uma nova central elétrica em um local onde nenhuma central elétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova) (b) envolvem um aumento de capacidade (c) envolvem modernização de planta(s) existente(s) ou (d) envolvem substituição de planta(s) existente(s).	A atividade do projeto é a instalação de uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede, como foi verificado por meio da autorização da ANEEL para produtor independente de energia /96/ e pelas licenças ambientais /8/. O projeto está interligado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) /96/, a rede elétrica do Brasil, para o qual os limites geográficos e do sistema estão claramente identificados, sendo as informações sobre as características dessa rede disponibilizadas pela ANEEL /94/.
A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, modernização ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: unidade geradora/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou com um reservatório de acumulação), unidade geradora/central eólica, unidade geradora/central geotérmica, unidade geradora/central solar, unidade geradora/central de energia de ondas, unidade geradora/central de energia de marés.	A atividade do projeto é a instalação de uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede, como foi verificado por meio da autorização da ANEEL para produtor independente de energia /96/ e pelas licenças ambientais /8/.
No caso de aumentos de capacidade, modernizações ou substituições (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, energia solar, energia de ondas ou energia das marés que usam a Opção 2: na página 10 para calcular o parâmetro $EG_{PJ,y}$): a planta existente entrou em operação comercial antes do início de um período histórico mínimo de referência de cinco anos, usado no cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou modernização da planta entre o início desse período histórico mínimo de referência e a implementação da atividade do projeto.	Não se aplica, pois a atividade de projeto proposta não corresponde a aumento de capacidade, modernização ou substituição, como verificado pela autorização da ANEEL para produtor independente de energia /96/ e pelas licenças ambientais /8/.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

No caso de centrais hidrelétricas, uma das condições a seguir deve se aplicar: - a atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, sem nenhuma alteração no volume dos reservatórios; ou - a atividade do projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, em que o volume de qualquer um dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m^2; ou - a atividade do projeto resulta em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência de cada reservatório, conforme as definições dadas na seção de emissões do projeto, é maior que 4 W/m^2.	A capacidade instalada da PCH Angelina é 26,30 MW e a área do reservatório é $0,4 \text{ km}^2$, como verificado pela Portaria ANEEL nº 3 470 /10/ e pela licença ambiental /8/, produzindo assim uma densidade de potência de $65,7 \text{ MW/km}^2$. A DNV pode confirmar que esse valor está correto dividindo a capacidade instalada pela área do reservatório. A implementação da atividade de projeto proposta resultará em um novo reservatório para cada pequena central hidrelétrica cuja densidade de potência seja maior que 4 W/m^2.
No caso de centrais hidrelétricas que usam múltiplos reservatórios, em que a densidade de potência de qualquer dos reservatórios é menor que 4 W/m^2 todas as condições a seguir devem se aplicar: - a densidade de potência calculada para a atividade do projeto completa usando a equação 5 é maior que 4 W/m^2; - reservatórios múltiplos e centrais hidrelétricas localizadas no mesmo rio e que são projetados juntos para funcionar como um projeto integrado que, coletivamente, compõem a capacidade de geração da central elétrica combinada; - a vazão de água entre múltiplos reservatórios não é usada por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade do projeto; - a capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios, com densidade de potência menor que 4 W/m^2, é menor que 15 MW; - a capacidade total instalada das unidades geradoras, que são acionadas usando água dos reservatórios com densidade de potência menor que 4 W/m^2, é menor que 10% da capacidade total instalada da atividade do projeto a partir de múltiplos reservatórios.	Não aplicável, uma vez que a atividade de projeto proposta não usa múltiplos reservatórios. A PCH Angelina consiste em uma área de reservatório de $0,4 \text{ km}^2$, de acordo com as licenças ambientais /8/



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Não se aplica ao seguinte: - atividades de projeto que envolvem substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local; - centrais elétricas alimentadas com biomassa; - centrais hidrelétricas que resultam em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios existentes nos quais a densidade de potência da central elétrica é menor que 4 W/m².	A atividade do projeto não é a substituição da geração a partir de combustível fóssil, não é uma planta alimentada com biomassa e suas densidades de potência são maiores que 4 W/m², como verificado pelas autorizações da ANEEL para produtor independente de energia /96/ e pelas licenças ambientais /8/.
---	---

A avaliação da conformidade do projeto com os critérios de aplicabilidade da metodologia ACM0002, versão 13.0.0 /69/ está documentada em detalhes na seção B.2 da Tabela 2 no protocolo de validação no Apêndice A deste relatório.

4.6 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 está corretamente definido como todas as centrais elétricas interligadas fisicamente ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a rede elétrica do Brasil, ao qual o projeto será interligado. O parecer da DNV é de que o limite do projeto da “Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina” está claramente definido, de acordo com as diretrizes aplicáveis da ACM0002, versão 13.0.0 /69/ e da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, versão 2.2.1 /71/.

As fontes de emissão e gases incluídos no limite do projeto são:

	<i>GEEs envolvidos</i>	<i>Descrição:</i>
Emissões da linha de base	CO ₂	O fator de emissão da linha de base para o projeto é determinado <i>ex-ante</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	De acordo com a metodologia ACM0002, a emissão do projeto é considerada zero, visto que a densidade de potência (PD) da atividade do projeto é maior que 10 W/m ² . A PD foi calculada com base na seguinte equação: $PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}}$



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

		onde Cap_{PJ} (a capacidade instalada da central hidrelétrica depois da implementação da atividade do projeto) é 26,30 MW, Cap_{BL} (a capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto) é zero para novas centrais hidrelétricas, A_{PJ} (a área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio) é de $0,4 \text{ km}^2$, e a ABL (área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio) é zero para novas centrais hidrelétricas. Portanto, a PD é $65,7 \text{ MW/km}^2$ ou $65,7 \text{ W/m}^2$, que é maior que 10 W/m^2.
Fugas	N/A	Não existem fugas que precisem ser consideradas na aplicação desta metodologia.

O limite identificado e as fontes e gases selecionados são justificados para a atividade do projeto. A DNV avaliou o fator de emissão de CO_2 dos geradores a diesel associados à PCH Angelina fornecido pelo participante do projeto e fez uma verificação cruzada dos dados com base nas especificações correspondentes do fabricante /53/ /54/ /55/, que podem emitir um total anual de 264 t CO_2 e (considerando o limite superior do fator de emissão do diesel: 74 800 kg GEE/TJ /133/). A validação da atividade do projeto não revelou outras emissões de gases de efeito estufa ocorrendo dentro do limite da atividade de projeto do MDL proposta como resultado da implementação da atividade de projeto proposta além das previstas pela metodologia ACM0002, versão 13.0.0 /69/. Para avaliar essa questão, a DNV solicitou que o participante do projeto fornecesse detalhes sobre a potência nominal real e a eletricidade anual produzida pelos geradores a diesel /53/ com base em suas respectivas especificações técnicas /54/. Por esses dados, as emissões de GEE (toneladas de CO_2 e) se basearam nos seguintes cálculos:

- *Emissões de GEE dos geradores a diesel localizados no reservatório da PCH Angelina:* 47 toneladas de CO_2 e com base em $0,020 \text{ MW}$ (potência nominal) * 8 760 horas (horas anuais de operação) * $0,6 \text{ TJ}$ (conversão para TJ) * $74\,800 \text{ tCO}_2/\text{TJ}$ (fator de emissão de CO_2 do óleo diesel definido pelo IPCC /133/)
- *Emissões de GEE do gerador a diesel localizado na casa de força da PCH Angelina:* 217 toneladas de CO_2 e com base em $0,092 \text{ MW}$ (potência nominal) * 8 760 horas (horas anuais de operação) * $2,9 \text{ TJ}$ (conversão para TJ) * $74\,800 \text{ tCO}_2/\text{TJ}$ (fator de emissão de CO_2 do óleo diesel definido pelo IPCC /133/)



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Portanto, as emissões totais de GEE provenientes dos geradores a diesel são de 264 toneladas de CO₂e. Considerando que 1% da estimativa média anual de reduções de emissões é 276 toneladas de CO₂e /53/, a DNV pode confirmar que a emissão do projeto proveniente de fontes de diesel não contribui para mais de 1% das reduções de emissões anuais estimadas.

4.7 Identificação e descrição do cenário da linha de base

De acordo com a metodologia aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, versão 13.0.0 /69/, a atividade do projeto é a instalação de uma nova central elétrica renovável interligada à rede. Portanto, o cenário da linha de base é a eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede do SIN que, de outro modo, seria gerada pela operação de centrais elétricas interligadas à rede (a maioria consistindo em grandes centrais hidrelétricas e termelétricas) e novas fontes adicionais de geração, como refletido na margem combinada (CM). Os pesos estão definidos, respectivamente, como 50% / 50%, que são os valores padrão estipulados pela *Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*, versão 2.2.1 /71/.

De acordo com o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), o Sistema Interligado Nacional é definido com um único sistema elétrico para calcular o fator de emissão de CO₂ da rede /130/ e é determinado anualmente pela AND do Brasil /126/. No DCP, versão 3.1, as emissões da linha de base foram estimadas *ex-ante* usando dados de 2010, os dados mais recentes disponíveis ao público no momento da validação, fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a eletricidade gerada para a rede /127/. Com base nisso, o fator de emissão foi calculado como sendo 0,1887 tCO₂e/MWh, a margem de operação (OM) foi 0,2609 tCO₂e /MWh e a margem de construção (BM) foi 0,1166 tCO₂e/MWh. 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, versão 3.1.

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 a definição do cenário da linha de base foi citada e interpretada corretamente 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 listadas no DCP.

A DNV considera que a linha de base escolhida é aplicável e está de acordo com a metodologia ACM0002, versão 13.0.0 /69/.

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

Com base nos cálculos e resultados apresentados nas seções acima, a implementação da atividade do projeto resultará em uma estimativa média ex-ante de redução de emissões, calculada conservadoramente, de 27 558 tCO₂e por ano para o período de obtenção de créditos selecionado.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

De acordo com a metodologia consolidada de linha de base ACM0002 “*Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis*”, versão 13.0.0 /69/, as reduções de emissões (ER_y) da atividade do projeto durante o período de obtenção de créditos são calculadas como a diferença entre as emissões da linha de base (BE_y), as emissões do projeto (PE_y) e as emissões provenientes das fugas (L_y), onde:

- As emissões da linha de base (BE_y em tCO_2) são o produto 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).
- Não existem emissões do projeto (PE_y) resultantes da atividade do projeto, pois a densidade de potência da atividade do projeto é $65,7 \text{ MW/km}^2$ /8//10/ e, portanto, maior que 10 W/m^2 . Nenhuma fuga (L_y) tem que ser considerada para a atividade de projeto proposta.

De acordo com a *Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*, versão 2.2.1 /71/, o fator de emissão da linha de base para o projeto é determinado *ex-ante* como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos parâmetros monitorados margem de operação (OM) e margem de construção (BM) de acordo com o período de obtenção de créditos renovável de 7 anos. Como o fator de emissão da rede nacional é publicado anualmente pela AND brasileira /120/, os cálculos são baseados nos dados de geração de eletricidade fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) brasileiro para a eletricidade gerada na rede no ano de 2010. Essas são as informações mais recentes disponíveis no início da validação, quando o DCP foi publicado em 3 de fevereiro de 2012. Considerando que a atividade do projeto foi publicada no website da UNFCCC duas vezes, em 2 de novembro de 2007 e 16 de fevereiro de 2008, antes da recente publicação em 1 de fevereiro de 2012, a DNV realizou uma verificação comparativa do fator de emissão da rede, determinado no DCP durante a primeira publicação para 2006, em comparação com o fator de emissão da rede durante o ano de 2010, a fim de avaliar se as informações mais recentes disponíveis no início da validação também são as mais conservadoras. Como o fator de emissão da rede determinado para o ano de 2010 ($0,1887 \text{ tCO}_2e/MWh$) no DCP, versão 3.1, é menor que o determinado para 2006 ($0,2826 \text{ tCO}_2e/MWh$) no DCP publicado em 2 de novembro de 2007, a DNV pode confirmar que o fator de emissão para o ano de 2010 é mais conservador e foi selecionado de forma exata no DCP, versão 3.1.

O fator de emissão foi calculado como a seguir:

- O fator de emissão da margem de operação foi calculado como sendo $0,2609 \text{ tCO}_2e/MWh$, usando o método da OM simples ajustada com base nos dados de 2008 a 2010 /52/. A DNV pode confirmar que os dados de 2008 a 2010 eram os mais recentes no momento do envio do DCP. O método da OM simples ajustada foi selecionado por que:
 - Os recursos de baixo custo/inflexíveis constituem mais de 50% da geração total da rede na média dos cinco anos mais recentes /127/: 91,81% em 2006, 92,79% em 2007, 88,62% em 2008, 93,27% em 2009 e 88,77% em 2010.
 - O método dos dados de despacho se aplica somente aos parâmetros monitorados ex-post.
- A OM média é uma simplificação excessiva e não reflete a atividade do projeto na



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

margem de operação. A margem de construção pode ser calculada como a emissão média ponderada ($\text{tCO}_2\text{e/MWh}$) dos recentes aumentos de capacidade energética da geração do sistema, em que os aumentos de geração (em MWh) são iguais ou maiores que os 20% mais recentes das plantas existentes ou as cinco plantas mais recentes. Para a atividade do projeto, a margem de construção foi calculada com base nas informações disponíveis para 20% das plantas existentes mais recentes durante 2010, resultando em $0,1166 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$. De acordo com a *Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*, versão 02.2.1 /71/, esta opção foi selecionada, pois a geração anual de 20% das plantas existentes mais recentes ($93\,183\,936 \text{ MWh}$) /52/ em 2010 é maior que a geração anual das cinco unidades mais recentes ($662\,143 \text{ MWh}$) /52/.

- O limite do sistema para o sistema elétrico da rede afetado pelo projeto é definido como o sistema interligado nacional (SIN). Ele foi calculado como a média ponderada ($w_{\text{OM}} = 0,50$; $w_{\text{BM}} = 0,50$) dos fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção. Portanto, a margem combinada resultante de $0,1887 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$ se baseou na combinação 50:50 dos fatores de emissão da OM de $0,2609 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$ e da BM de $0,1166 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$ /52/.

A eletricidade anual alimentada no SIN foi estimada em $146\,029 \text{ MWh}$ com base no fator de capacidade da planta de 63,34% calculado pela ANEEL /78/. A DNV confirmou esses valores fazendo uma verificação cruzada com o decreto emitido pela ANEEL /78/.

Com base nos cálculos e resultados apresentados nas seções acima, a implementação da atividade do projeto resultará em uma estimativa média *ex-ante* de redução de emissões, calculada conservadoramente, de $192\,906 \text{ tCO}_2\text{e}$ por ano para o período de obtenção de créditos selecionado.

Pela verificação cruzada das fórmulas usadas para determinar as reduções de emissões, a DNV avaliou e confirmou que:

Todas as hipóteses e os dados utilizados pelos participantes do projeto estão listados no DCP e/ou nos documentos de apoio, incluindo suas referências e fontes. Toda a documentação usada pelos participantes do projeto como base para as hipóteses e fonte dos dados está corretamente citada e interpretada no DCP. Todos os valores considerados no DCP são considerados razoáveis no contexto da atividade de projeto do MDL proposta. A metodologia de linha de base foi aplicada corretamente para calcular as emissões do projeto, emissões da linha de base, emissões das fugas e reduções de emissões. Todas as estimativas das emissões da linha de base, projeto e fugas podem ser reproduzidas usando os valores dos dados e parâmetros fornecidos no DCP.

4.9 Adicionalidade

Como exigido pela ACM0002, versão 13.0.0 /69/, a adicionalidade do projeto proposto é demonstrada aplicando a “*Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade*” versão 6.0.0 /70/.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

4.9.1 Consideração anterior do MDL

Data de início do projeto

A data de início da atividade de projeto proposta foi definida como 17 de dezembro de 2007, a data na qual o Consórcio Lumbrás Energética e a Engevix Engenharia S.A. assinaram o contrato EPC (Engenharia, suprimento e construção) /7/. O objeto do contrato envolve o desenvolvimento completo da central hidrelétrica de Angelina com base em uma condição turnkey pelo valor global de US\$ 39.417.997,68 (R\$ 80.460.000) /7/. Outros acordos contratuais que envolveram investimentos financeiros incluíram o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica entre a Seara Alimentos e a Lumbrás Energética S.A. e o contrato financeiro entre o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) /20/ e a Lumbrás Energética S.A, assinados respectivamente em 3 de novembro de 2008 e 21 de julho de 2009 /21/ /22/. Como a data de 17 de dezembro de 2007 representa o primeiro compromisso com uma despesa financeira da atividade do projeto, a DNV considera que isso determinou que data de início é válida de acordo com o “*Glossário de termos do MDL*”, versão 6.0 /68/.

Evidência de consideração anterior

A data de início da atividade do projeto (17 de dezembro de 2007 /7/) é anterior a 2 de agosto de 2008 e, com base nisso, a DNV pode confirmar que o participante do projeto demonstrou uma séria consideração do MDL durante sua decisão de implementar a atividade do projeto com base nas seguintes ações:

- O participante do projeto esteve envolvido em projetos do MDL anteriores com sua empresa de consórcio constituída em 26 de abril de 2007, Brascan Energética S.A. (mais tarde conhecida como Brookfield Energia Renovável S.A.) e adquiriu a empresa, Rialma Companhia Energética I S.A. /139/, demonstrando experiência e conhecimento anteriores do MDL. A DNV fez uma verificação cruzada dessas afirmações e confirmou que são válidas.

Número de referência do MDL	Nome do projeto
0477	Pequena Central Hidrelétrica de Palestina
0543	Pequena Central Hidrelétrica de Nova Sinceridade
0519	Pequenas Centrais Hidrelétricas de Passo do Meio, Salto Natal, Pedrinho I, Granada, Ponte e Salto Corgão
0520	Pequenas Centrais Hidrelétricas de Cachoeira Encoberta e Triunfo
0830	– Pequena Central Hidrelétrica de Santa Edwiges I – Projeto de MDL de Pequena Escala



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

- Em 5 de setembro de 2007, a Lumbrás Energética S.A. apresentou uma solicitação de financiamento ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que incluía informações sobre o histórico do patrocinador do projeto, descrição técnica, dados financeiros do projeto e outros detalhes sobre como o projeto contribuiria para o desenvolvimento sustentável por meio da geração de energia renovável e geração de créditos de carbono no âmbito do MDL do Protocolo de Quioto /26/. Nessa mesma data o participante do projeto também recebeu a emissão da licença de construção da PCH Angelina /24/ /25/
- Antes do envolvimento da DNV como Entidade Operacional Designada (EOD), o projeto foi formalmente validado por outra empresa EOD credenciada, denominada SGS United Kingdom Limited (doravante denominada “SGS”). Durante este período, o DCP foi publicado duas vezes no website de MDL da UNFCCC, pois a SGS achava que o processo de comentário público internacional deveria ocorrer novamente se a versão da metodologia fosse atualizada pelo CE do MDL. Portanto, o DCP foi publicado em 2 de novembro de 2007 considerando a ACM0002, versão 6.0 e, em 16 de fevereiro de 2008, considerando a ACM0002, versão 7.0.

(<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/T9YA6Y9O0FJFXCMMRWBLA4CP9VX8IH/view.html>). O primeiro período de publicação do DCP para consulta pública internacional ocorreu antes da data de início da atividade do projeto, de 2 de novembro de 2007 a 1 de dezembro de 2007.

Ações reais e contínuas

Alguns dos esforços contínuos para assegurar o status de MDL envolveram as seguintes ações: Um relatório de validação final com um parecer positivo foi emitido pela SGS em 26 de novembro de 2008, e o projeto foi aprovado pela AND brasileira em 27 de janeiro de 2009. Depois do envio do projeto para registro do MDL em 9 de fevereiro de 2009, o CE do MDL levantou questões durante o estágio de “verificação de integralidade” (anteriormente conhecido como “solicitação de revisão”) em 28 de maio de 2009, às quais o participante do projeto respondeu em 4 de junho de 2009 /89/ e a SGS respondeu em 11 de junho de 2009 /88/. Os registros desses eventos podem ser encontrados no seguinte website: <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1233915448.65/history>. As questões levantadas pelo CE se referiam principalmente à análise de investimentos e consistiam no seguinte:

1. *Solicita-se esclarecimento adicional sobre a validação do método/procedimento seguido para determinar o benchmark e a adequação do benchmark, em comparação com outros projetos do MDL similares no Brasil.*
2. *Solicita-se que a EOD esclareça também como validou que todos os valores de entrada da análise de investimentos são adequados para a atividade do projeto subjacente, em particular o custo de investimento e a tarifa de eletricidade. Ao fazer isso, a EOD deve validar e fazer uma verificação cruzada, com base em evidência confiável e realista, da adequação dos valores de entrada e da aplicação da análise de sensibilidade no fator de capacidade da planta e gerações de eletricidade do projeto.*

Durante o processo “em revisão” (anteriormente conhecido como “verificação de relatório”), o CE do MDL enviou uma solicitação de esclarecimento ao participante do projeto em 24 de



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

julho de 2009 /90/. Mais uma vez, as questões levantadas durante esse estágio se referem principalmente à análise de investimentos do projeto e consistiram no seguinte:

1. *Uma análise para determinar a adicionalidade da atividade do projeto por meio de uma avaliação do benchmark, pois a EOD não esclareceu de forma suficiente:*
 - a. *O cálculo do benchmark aplicado (CMPC) de 15,63% e o custo do capital próprio se basearam nos valores de entrada que representam os retornos padrão no mercado e não os retornos correspondentes ao perfil de risco deste projeto e representam o momento da decisão de investimento;*
 - b. *A aplicação do prêmio pelo risco país de 6,8%, de uma inflação diferencial de 3,46%, do prêmio referente à dívida alavancada de 3,5% e de um valor de beta de 1 é adequada à atividade do projeto subjacente*
 - c. *A explicação para a solicitação de revisão feita com relação à adequação do benchmark em comparação com outros projetos do MDL similares (como os projetos 2380 do mesmo desenvolvedor e 2362 etc.) no Brasil*
2. *Uma análise para determinar a adicionalidade da atividade do projeto por meio de uma avaliação da barreira para investimentos, pois a resposta não validou suficientemente a aplicação da análise de sensibilidade sobre o custo de investimento e o fator de capacidade da planta.*

Para abordar completamente a solicitação, os participantes do projeto forneceram todas as evidências complementares e explicações necessárias para apoiar a SGS na resposta de todas as questões /90/. No entanto, a SGS decidiu posteriormente não recomendar o projeto para registro. Subsequentemente, eles revisaram o relatório de validação para refletir um parecer negativo em 3 de agosto de 2009, com base na premissa de que não havia informações suficientes para concluir que o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) foram calculados de maneira conservadora para apoiar a adicionalidade do projeto. A fim de assegurar que essas questões passadas fossem totalmente solucionadas na validação atual da atividade do projeto, a DNV abordou os valores de entrada usados na análise de investimentos e examinou a adequação do benchmark em comparação com outros projetos similares no Brasil, como refletido na Seção 4.9.3. Os detalhes sobre a adicionalidade da atividade do projeto por meio da aplicação da análise de sensibilidade também podem ser encontrados na Seção 4.9.3 deste relatório.

Sem mais explicações ao participante do projeto, a SGS mencionou que eles deviam enviar o relatório de validação com um parecer negativo ao CE do MDL ou retirar o projeto. Como resultado, o projeto foi retirado em 3 de agosto de 2009 /99/ e as respostas do participante do projeto às consultas do CE levantadas durante o estágio “em revisão” /90/ nunca foram postadas no website da UNFCCC (projeto 2393) /99/. Até o momento, o participante do projeto ainda não foi esclarecido sobre o motivo da inesperada mudança dos pareceres da SGS. A SGS não forneceu detalhes sobre suas razões para a retirada do projeto. Portanto, o participante do projeto enviou uma carta ao CE do MDL, em 30 de novembro de 2009, para expressar sua preocupação com a disposição da SGS /91/, especialmente porque o participante do projeto achava que podia fornecer todas as evidências e respostas elaboradas necessárias para abordar todas as consultas do CE do MDL /90/. Em retorno, o CE do MDL enviou um e-mail ao participante do projeto em 30 de novembro de 2009 /92/, confirmando o recebimento da carta e informando que o assunto seria estudado com o Conselho. Como nenhum outro



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

retorno foi recebido do CE do MDL, a Lumbrás Energética S.A. começou a solicitar propostas de validação do MDL de várias EODs.

Durante o período de 14 de janeiro de 2010 a 22 de novembro de 2010, o participante do projeto buscou e recebeu propostas para serviços de validação do MDL da TÜV Rheinland, RINA Services S.p.A e Det Norske Veritas (DNV) /30/ /32/ /33/ /34/ /35/ /36/ /37/. Durante esse período, a Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (EQAO) ofereceu seus serviços de consultoria de MDL na forma de uma versão inicial e revisada das propostas comerciais para o projeto Angelina, respectivamente em 23 de março de 2010 e 13 de maio de 2011 /38/ /39/ /40/. A EQAO então enviou uma solicitação de propostas de validação do MDL a Entidades Operacionais Designadas (EODs) em potencial para o projeto Angelina em 13 de maio de 2011 /41/, à qual a DNV e a RINA Services S.p.A responderam no período de 27 de maio de 2011 a 30 de maio de 2011 /42/ /43/. Em 15 de fevereiro de 2012, foi celebrado um contrato entre o participante do projeto e a EQAO, com o objetivo de desenvolver e registrar a PCH Angelina como projeto de MDL /28/ /29/.

Essas ações e evidências documentadas confirmam que não ocorreu um intervalo maior que 2 anos sem que o participante do projeto tenha buscado continuamente a consideração séria do MDL durante a implementação da atividade do projeto. Portanto, o parecer da DNV é que a atividade de projeto do MDL proposta cumpre as exigências da versão mais recente das “Diretrizes para a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL” versão 4.0 /72/.

4.9.2 Identificação de alternativas à atividade do projeto

As alternativas possíveis à atividade do projeto são identificadas como (i) a continuação da situação anterior ao início da atividade do projeto, que envolve a eletricidade fornecida pelas centrais elétricas interligadas à rede existentes no Sistema Interligado Nacional; (ii) a atividade de projeto proposta não realizada como atividade de projeto do MDL. As alternativas fornecidas estão de acordo com as exigências legais e regulatórias. Com base na metodologia aprovada ACM0002, versão 13.0.0, a DNV considera as alternativas listadas realistas e completas /69/.

4.9.3 Análise de investimentos

Como o projeto gera benefícios financeiros e econômicos, além da renda relacionada ao MDL resultante das vendas de eletricidade, uma análise de benchmark foi selecionada para realizar a análise de investimentos. A DNV considera essa abordagem correta, pois está de acordo com as “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” versão 5.0 /73/.

A análise de investimentos foi realizada com dados baseados na data da decisão de investimento, que é a mesma da data de início do projeto (17 de dezembro de 2007) /7/. A DNV avaliou que a decisão de prosseguir com o projeto foi tomada com a assinatura do contrato EPC entre a Consórcio Lumbrás Energética e a Engevix Engenharia S.A. /7/. A DNV confirmou que isso é adequado.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Escolha da abordagem

Seleção do benchmark

O benchmark selecionado é o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC), um benchmark do projeto calculado com base em taxas de títulos. O benchmark CMPC foi calculado como 15,53% e é considerado após os impostos e nominal /3/ com base nas "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos", versão 5.0 /73/: "os custos médios ponderados de capital (CMPC) são benchmarks apropriados para uma TIR do projeto".

Também conforme as "Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos", (versão 5.0) /73/ "o custo do capital próprio deve ser determinado por um destes métodos: (a) seleção dos valores fornecidos no Apêndice A; ou pelo (b) cálculo do custo do capital próprio usando as melhores práticas financeiras, com base nas fontes de dados que podem se claramente validadas pela EOD, justificando todos os fatores subjacentes."

O custo do capital próprio (K_e) foi determinado considerando os dados disponíveis ao público dos EUA a fim de determinar a taxa livre de risco (R_f), a inflação norte-americana esperada e o prêmio de risco do capital próprio (R_m) no momento da decisão de investimento do projeto. Não há no Brasil, devido à inflação, um parâmetro histórico. Além disso, o mercado de capitais dos EUA está mais desenvolvido e, assim, os dados são mais precisos. A DNV confirmou esta afirmação com a Fundação Getúlio Vargas /106/. Considerando que a atividade de projeto proposta localiza-se no Brasil e gerará eletricidade, os participantes do projeto customizaram esses parâmetros aplicando o prêmio estimado de risco do país (R_c) e o risco setorial (β) do setor energético. Sendo assim, a opção (b) acima foi aplicada pelos participantes do projeto com base nos dados disponíveis ao público.

O retorno nominal esperado sobre o capital (K_e) é, portanto, calculado como a seguir:

$$K_e = [(1 + R_f) / (1 + \pi') - 1] + (\beta \times R_m) + R_c$$

Onde:

- **R_f (taxa livre de risco):** é calculado como 4,85%. Ele se baseia no rendimento do mercado dos títulos de 30 anos (de 1977 a 2007) derivado dos títulos do Tesouro dos EUA. Os valores são considerados como tendo vencimento constante e são cotados de forma confiável em uma base de investimento pelo Conselho de Governadores do Sistema de Reserva Federal dos EUA /100/. Os retornos dos títulos são após os impostos. Com o apoio de um especialista financeiro independente /98/, a DNV fez uma verificação cruzada dos valores apresentados com os resultados do banco de dados obtidos diretamente do website do Conselho de Governadores do Sistema de Reserva Federal dos EUA /100/ e confirmou que esse valor estava disponível no momento da decisão de investimento (17 de dezembro de 2007) /7/ e, portanto, está correto.
- **π' (inflação esperada dos EUA):** é considerado como 2,33%, com base na diferença média de um ano do rendimento do mercado dos títulos do Tesouro dos EUA de 10 anos (1997-2007) /102/ menos os Títulos do Tesouro Protegidos Contra a Inflação (TIPS) /101/. Com o apoio de um especialista financeiro independente /98/, a DNV fez uma verificação cruzada dos valores apresentados com os resultados do banco de dados obtidos diretamente do website do Conselho de Governadores do



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Sistema de Reserva Federal dos EUA /100/ e confirmou que esse valor é adequado para o momento da decisão de investimento (17 de dezembro de 2007) /7/ e, portanto, está correto.

- **β (beta do setor ajustado):** é considerado como 3,11% para o ano de 2006, com base na covariância do retorno diário dos títulos das empresas do setor de energia elétrica dos EUA (foram consideradas 163 empresas do setor). Beta é o primeiro encontrado para empresas nos EUA (que é o beta desalavancado), e então realavancado, usando as condições tributárias do regime de lucro presumido do projeto. Essa alíquota é zero na realavancagem de beta /115/ /117/. Os dados do ano anterior (pertencentes à correlação entre os retornos das empresas dos EUA do setor com o desempenho dos retornos do mercado dos EUA) ficam disponíveis ao público somente no final do ano seguinte. Com o apoio de um especialista financeiro independente /98/, a DNV fez uma verificação cruzada dos valores apresentados com a página inicial de Damodaran /83/ e confirmou que esse valor é adequado para o momento da decisão de investimento (17 de dezembro de 2007) /7/ e, portanto, está correto.
- **R_m (prêmio de risco do capital próprio):** é calculado como 6,57%. É baseado na diferença entre o retorno médio de um mercado de ações (o índice usado foi o S&P500, dos preços das ações de 500 empresas de alta capitalização comercializadas ativamente nos EUA) e o retorno médio dos títulos do governo no longo prazo (rendimento dos títulos do tesouro dos EUA de 10 anos, de 1997 a 2007, calculado por Damodaran para cada ano desde 1928 até o presente /83/). Os retornos dos títulos são após os impostos. Com o apoio de um especialista financeiro independente /98/, a DNV fez uma verificação cruzada dos valores apresentados com a página inicial de Damodaran /83/ e confirmou que esse valor é adequado para o momento da decisão de investimento (17 de dezembro de 2007) /7/ e, portanto, está correto;
- **R_c (prêmio pelo risco país):** é calculado como 4,52%. O risco país é adicionado para refletir a diferença de risco entre as economias do Brasil e dos EUA. Os títulos da dívida externa brasileira (C-Bonds) – os títulos mais líquidos do Brasil – são comparados aos títulos do Tesouro dos EUA, os títulos mais líquidos do mundo, por meio de um índice denominado EMBI+ (Índice de Títulos da Dívida de Mercados Emergentes), do JP Morgan /103/. Uma média de cinco anos, de 17 de dezembro de 2002 a 17 de dezembro de 2007, é comumente usada, resultando portanto em um prêmio pelo risco país de 4,52% por ano. Os retornos dos títulos são após os impostos. Com o apoio de um especialista financeiro independente /98/, a DNV fez uma verificação cruzada dos valores apresentados com a página inicial do JP Morgan /84/ e confirmou que esse valor é adequado para o momento da decisão de investimento (17 de dezembro de 2007) /7/ e, portanto, está correto;

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

$$= [(1 + 4,85\%) / (1 + 2,33\%) - 1] + (3,11 * 6,57\%) + 4,52\% = 27,38\%.$$

$$K_e = [(1 + R_f) / (1 + \pi') - 1] + (\beta \times R_m) + R_c$$

O CMPC nominal após os impostos é calculado como a seguir:

$$CMPC = K_e * W_e + K_d * W_d$$

Onde:

- K_e (retorno sobre o capital) é calculado como 27,38%, conforme indicado acima; K_d (custo do financiamento da dívida) é calculado como 8,79%, que é o custo real da



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

dívida após os impostos, com base no valor nominal de 13,68% e descontando a meta de inflação do Brasil para o ano de 2007 (4,5% de acordo com o IPCA /104/ e IGP-M /105/). O valor de 13,68% é a soma de 9,21% (a média dos cinco anos anteriores da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP)) /81/, da taxa de remuneração ou 0,90% /83/ e da taxa de risco de crédito de 3,57% /82/ menos a alíquota marginal ou 0,00%. No Brasil, o fator tributário pode ser uma taxa combinada de 34,00% ou 0,00%, dependendo do tipo específico do projeto e do regime tributário associado. Como a PCH Angelina se qualifica para um regime simples, denominado método do Lucro Presumido, e segue esse regime, a receita tributável é calculada aplicando a margem de lucro disposta em lei às receitas brutas da empresa. A margem de lucro presumido disposta em lei varia dependendo da atividade do contribuinte. Nesse caso, o fator tributário resultante é 0,00% na realavancagem /117/. Portanto, o custo da dívida após os impostos é $[(1+K_d)/(1+\pi)-1]$, que $\pi = (1+13,68\%)/(1+4,50\%)-1 = 8,79\%$. Com o apoio de um especialista financeiro independente /98/, a DNV fez uma verificação cruzada dos valores apresentados por fontes oficiais do BNDES /81/ /82/ com as diretrizes do Lucro Presumido no website oficial da Secretaria da Receita Federal do Brasil /117/ e confirmou que o valor do custo do financiamento da dívida é adequado para o momento da decisão de investimento (17 de dezembro de 2007) /7/ e, portanto, é considerado razoável;

- W_e (peso do capital próprio) é 36,26%, o W_d é o restante explicado abaixo;

W_d (peso da dívida) é estimado em 63,74%. A porcentagem máxima permitida de financiamento concedida para PCHs pelo BNDES (a principal fonte de financiamento no Brasil) é 75% /93/. Como 63,74% da dívida resultam em um benchmark menor, a DNV considera essa abordagem razoável e conservadora. Portanto, o CMPC é calculado por: $27,38\% * 36,26\% + 8,79\% * 63,74\% = 15,53\%$.

Esse benchmark não é específico para os participantes do projeto, pois foi calculado com base em dados públicos considerando os riscos enfrentados por qualquer projeto de pequena hidrelétrica (no contexto brasileiro de categorização, pequenas hidrelétricas têm até 30 MW) no Brasil.

A DNV também comparou o benchmark demonstrado no DCP com um benchmark estimado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) para o Custo do Capital de pequenas centrais hidrelétricas /106/. A FGV é um centro independente reconhecido e confiável de estudos econômicos no Brasil. Na estimativa desenvolvida pela FGV o cálculo do benchmark é realizado da mesma forma que o mencionado acima. Os valores obtidos para o CMPC de uma central hidrelétrica teórica com 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 /106/. Todos esses valores são maiores que o valor do benchmark calculado pela Lumbrás Energética S.A. e esse valor menor do benchmark apresentado no projeto está de acordo com uma tendência observada de diminuição das taxas de juros no Brasil nos últimos anos /116/.

A DNV confirmou que as hipóteses feitas e os valores considerados para o cálculo do benchmark são razoáveis, de acordo com a avaliação do especialista financeiro /98/.

Portanto, a DNV conclui que o benchmark calculado para o projeto proposto é razoável.

Parâmetros de entrada

A Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina consiste em uma PCH /8/ /78/, na qual o valor da capacidade líquida é definido pela ANEEL /78/ como a energia



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

assegurada determinada pelo governo para uma localização de um rio, considerando 77 anos (de 1931 a 2007) de dados históricos relativos ao rio do projeto, como dados da vazão do rio, níveis de jusante e montante, indisponibilidade (planejada e compulsória), pois a missão do governo é otimizar o uso de recursos naturais no país /130/. Portanto, a eletricidade a ser alimentada ($EG_{facility,y}$) no Sistema Interligado Nacional (SIN) deve ser 146 029 MWh, correspondendo a um fator de potência médio nominal de 63,27%. Esse fator de potência nominal deve resultar em capacidades líquidas de 1,30 MW de um gerador WEG (GPD560), e de 12,50 MW de cada um dos dois geradores WEG (SPD 1250), com uma capacidade instalada total de 26,3 MW. Esse valor foi usado para fins da estimativa ex-ante da redução de emissões e para a análise de investimentos.

O fluxo de caixa é afetado pela inflação, que é nominal e está de acordo com o benchmark. Dois índices de inflação oficiais foram usados de acordo com o que foi negociado nos contratos: IPCA /104/ e IGP-M /105/. A DNV considerou isso correto, pois reflete as práticas financeiras atuais no Brasil, como confirmado por um especialista financeiro independente /98/.

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:

O investimento total do projeto Angelina está estimado em R\$ 123 700 000, correspondendo a R\$ 4 703,42/MW. Esse investimento total foi comparado pela DNV com projetos de PCH brasileiros registrados, conforme abaixo. A DNV também considerou a inclusão do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Salto (Projeto de MDL número 2380) e do Projeto de MDL da Monjolinho Energética S.A. (Projeto de MDL número 2362) que o CE da UNFCCC sugeriu anteriormente para comparação durante o estágio "em revisão" (consulte a Seção 4.9.1 para obter mais detalhes). No entanto, esses projetos foram, respectivamente, retirados e rejeitados; portanto, a DNV não considerou esses projetos razoáveis para serem usados como comparação.

Número de ref. Número	Nome do projeto	Data de 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 de MDL da Pequena Central Hidrelétrica de Moinho e Barracão (PCH Moinho)	11 de janeiro de 2010	7,30	9 594,52

RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

2500	Projeto de MDL da Pequena Central Hidrelétrica de Moinho e Barracão (PCH Barracão)	11 de janeiro de 2010	6,00	10 200,00
2793	Projeto de MDL da PCH Santana I (JUN 1118)	11 de janeiro de 2010	14,76	2 825,37
3002	Projeto da Hidrelétrica de São Domingos II	20 de abril de 2010	24,30	5119,88
3669	Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Rodeio Bonito	20 de maio de 2011	14,64	3 924,67

O valor do investimento total de R\$ 4 703,42/MW estimado para o projeto Angelina está dentro da faixa de R\$/MW encontrada em projetos brasileiros recentes de PCH. O impacto dessa diferença na adicionalidade do projeto foi avaliado pela DNV na seção de análise de sensibilidade.

Custos de O&M:

Os custos de operação e manutenção do projeto proposto incluem a O&M das centrais hidrelétricas, arrendamento de água, impostos sobre bens imóveis, seguro associado, despesas ambientais e despesas administrativas /62/.

Os encargos e impostos sobre a eletricidade aplicados durante a operação são:

- Os custos administrativos gerais durante a operação foram estimados em R\$ 2,44/MWh por ano, com base na experiência do participante do projeto em outros projetos de pequenas centrais hidrelétricas em operação /62/.
- A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) foi aplicada seguindo as resoluções /107/ e varia com a produção de energia, R\$ 2,54/kW por mês /108/, totalizando R\$ 800 709,60/ano /4/ e irá variar de acordo com a inflação. A DNV confirmou que esses valores estão de acordo com as normas nacionais brasileiras /108/.
- A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi aplicada seguindo as resoluções /109/ e seu custo será de R\$ 289,22/kW /104/, totalizando R\$ 37 989,00/ano /4/, no primeiro ano completo de operação e irá variar de acordo com a inflação. A DNV confirmou que esses valores estão de acordo com as normas nacionais brasileiras.
- Os custos de seguro associados à O&M são de R\$ 1,29/MWh, como estimado pelo participante do projeto com base em sua experiência em outros projetos de pequenas centrais hidrelétricas em operação. /62/. O seguro inclui seguro coletivo, todos os seguros contra riscos, seguro automotivo e para embarcações, seguro dos bens



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

imóveis, seguro da central elétrica, interrupção de negócios, seguro contra crimes e seguro contra poluição, totalizando R\$ 188 000/ano.

A O&M de R\$ 13,52/MWh por ano no momento da decisão de investimento representa assim uma estimativa de 1,59% do investimento total. Em comparação com os projetos apresentados nas Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas da Eletrobras /111/, que considerou valores de O&M entre 1% e 4%, esse valor de O&M para a PCH Angelina é considerado razoável. Em comparação com a O&M de 1,40% calculada a partir dos custos reais da PCH Angelina com base nas demonstrações financeiras de 2010 da Lumbrás Energética S.A. /58/ (R\$ 14,14/MWh multiplicado pela energia assegurada em 2010 de R\$ 146 029 MWh e dividido por um investimento total de R\$ 147 063 000), o valor de entrada da O&M é menor que a O&M estimada no momento da decisão de investimento e permanece dentro da faixa típica de O&M, entre 1% e 4% no Brasil.

A DNV confirmou que os valores dos parâmetros eram os mais recentes disponíveis no momento da decisão de investimento (17 de dezembro de 2007) /7/ e conclui que o custo de O&M do projeto proposto é razoável para PCHs /62/.

Geração anual de energia:

De acordo com a ANEEL, espera-se que o projeto proposto forneça aproximadamente 146 029 MWh à rede do SIN com base na multiplicação da energia assegurada de 16,64 MW_{méd} pelo total de 8760 horas em um ano em que a planta fica em operação. Dividindo a energia assegurada de 16,64 MW_{méd} (assegurada pela Engevix Engenharia S.A., doravante denominada Engevix /112/) pela capacidade total instalada de 26,30 MW (assegurada pela ANEEL /78/), é usado um fator de capacidade da planta de 63,27% para estimar a eletricidade gerada pela PCH Angelina. Com base nas “Diretrizes para Elaboração de Relatórios e Validação dos Fatores de Capacidade das Plantas” emitidas pelo EB48 anexo 11, /74/ a validação de um fator de capacidade da planta para energia renovável pode ser definida por meio de duas opções. A opção (b) é usar um fator de capacidade da planta fornecido por terceiros contratados pelos participantes do projeto. A opção (a) é usar um fator de capacidade da planta fornecido aos bancos e/ou financiadores de capital próprio ao solicitar financiamento do projeto para a atividade do projeto ou usar um fator de capacidade da planta fornecido pelo governo ao solicitar aprovação da implementação da atividade do projeto /74/. A opção (b) foi selecionada para determinar o fator de capacidade da planta, pois a Engevix são terceiros de engenharia e a ANEEL é tanto governo como terceiros (embora não possa ser contratada pelos proponentes do projeto para calcular o fator de capacidade da planta). O valor da capacidade instalada usado para determinar o fator de capacidade da planta do projeto Angelina se baseia em cálculos da ANEEL que consideram 77 anos (de 1931 a 2007) de dados históricos relativos ao rio do projeto, como dados da vazão do rio, níveis de jusante e montante, indisponibilidade (planejada e compulsória). Como o interesse do governo é otimizar o uso de recursos naturais no país, a estimativa do valor da capacidade instalada da ANEEL é, teoricamente, a mais alta possível para uma determinada seção de um rio. De forma semelhante, a energia assegurada usada para determinar o fator de capacidade da planta se baseia em um relatório denominado “Projeto Básico Otimizado da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina” que a Engevix preparou em agosto de 2006 /112/. Para otimizar o estudo, a Engevix usou a mesma potência instalada aprovada pela ANEEL. Os cálculos se



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

basearam nos valores da energia total assegurada, derivados de uma simulação da casa de força principal e secundária projetada especificamente para a PCH Angelina. No entanto, a DNV comparou o fator de capacidade da planta com o fator de capacidade da planta médio de uma PCH no Brasil, de acordo com as Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas da Eletrobras, que é 55% /111/.

A DNV confirmou que os valores desses parâmetros eram os mais recentes disponíveis no momento da decisão de investimento (17 de dezembro de 2007) e considera que o fator de capacidade da planta para a Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina é razoável para PCHs no Brasil.

Tarifa de eletricidade:

A tarifa de eletricidade estimada de R\$ 134,99/MWh usada na análise de investimentos pela Lumbrás Energética S.A. para a PCH Angelina se baseou nos resultados do 1º *Leilão de Fontes Alternativas (LFA)* para pequenas centrais hidrelétricas, que ocorreu em 18 de junho de 2007 e foi realizado pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) /113/. O resultado de uma participação bem-sucedida nesse tipo de leilão público é a assinatura de um CCVE denominado CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado). A DNV considera a CCEE uma fonte válida para a tarifa de eletricidade, pois ela é o operador do mercado comercial de eletricidade que realiza as transações atacadistas e a comercialização da energia elétrica no SIN /114/. As Regras e Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas pela CCEE são definidos e aprovados pela ANEEL /114/. O preço de R\$ 134,99/MWh era o que a Lumbrás Energética S.A. esperava assinar em um futuro CCVE no momento da decisão de investimento. Em comparação com os preços médios de compra nos leilões de energia que ocorreram de 2007 a 2010 (R\$ 139,12/MWh em 27 de fevereiro de 2007, e R\$ 136,00/MWh em 26 de julho de 2007, R\$ 148,39/MWh em 14 de dezembro de 2009, R\$ 154,40/MWh em 26 de agosto de 2010 e R\$ 104,00/MWh em 15 de dezembro de 2010 /113/), o preço de R\$ 134,99/MWh considerado para o projeto proposto é menor que os resultados do leilão de energia, com exceção do que ocorreu em 15 de dezembro de 2010. Isso é menos conservador para fins do MDL, pois diminui a TIR. No entanto, é importante observar que o preço real da energia acordado durante as assinaturas do CCVE em 2010 (no momento do início da operação do projeto) foi de R\$ 160,00/MWh /16/ /17/. A análise de sensibilidade demonstra as diferenças dos preços negociados nos CCVEs e seu impacto na análise de adicionalidade.

Impostos e depreciação:

Com o apoio de um especialista financeiro independente /98/, a DNV pode confirmar que o projeto é elegível para o regime de lucro presumido, pois a receita da pessoa jurídica associada está abaixo de R\$ 48.000.000,00 /115/. Esse regime está em conformidade com a legislação fiscal brasileira, e inclui 8% das vendas e receita brutas para o imposto de renda, na qual é aplicada uma alíquota final de 25% /117/. Com relação à CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido de Pessoas Jurídicas), a base de tributação (lucro presumido) é determinada pela aplicação de uma alíquota de 12% sobre o lucro líquido a título de contribuição social sobre a receita líquida /118/. A CSLL é cobrada por uma alíquota de 9% sobre o lucro presumido como o valor final da contribuição social /118/. Na legislação brasileira, um imposto estadual de 3% denominado COFINS (Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social) é aplicado para o financiamento da seguridade social



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

mensalmente /119/. Além disso, um imposto federal de 0,65% da receita bruta é direcionado para o PIS/PASEP (Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público), que é obrigatório para todos os tipos de entidades legais, inclusive de entidades legais que incluem fabricantes e organizações sem fins lucrativos, mantidas pelo governo /119/. Foi estabelecida uma depreciação linear de 2,5% para equipamentos de centrais hidrelétricas e de 3,3% para as linhas de transmissão, de acordo com as exigências da ANEEL /120/ /121/. Portanto, como receita no final do período de avaliação obteve-se um valor justo de R\$ 54 371 /4/. No regime de lucro presumido, a depreciação não afeta a TIR. Neste caso, as alíquotas do imposto de renda são calculadas sobre as receitas e não sobre os lucros brutos. Como o projeto está no regime de lucro presumido, a tributação de toda a receita permanecerá sempre fixa; assim, alterações nas despesas ou nos juros a pagar não afetarão a tributação do projeto e, portanto, a TIR.

A DNV fez a verificação cruzada dos valores usados com fontes do governo /115/ /117/ /118/ /119/ /120/ /121/ e confirmou que as normas e os valores dos impostos usados no projeto são os mais recentes disponíveis no momento da decisão de investimento e estão corretos.

Cálculo e conclusão

Os cálculos da TIR foram fornecidos em uma planilha financeira /4/ e verificados pela DNV. As hipóteses e cálculos foram verificados e considerados corretos pela DNV, com o apoio de um especialista financeiro independente /98/. A TIR do projeto é nominal e após os impostos e o período de avaliação é de 20 anos, enquanto que a vida útil operacional de 30 anos é definida de forma válida pela ANEEL para a vida útil e depreciação das turbinas e geradores /121/. Como o período de avaliação é mais curto que a vida útil operacional do projeto /121/, um valor justo foi adicionado corretamente ao final do período /4/, o que está de acordo com o parágrafo 3 das *Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos*, versão 5.0 /73/. A TIR do projeto nominal e após os impostos sem as receitas do MDL é 11,58%. Isso confirma que o projeto, na ausência dos benefícios do MDL e comparado com o benchmark de 15,53%, não é financeiramente atraente /3/.

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 investimentos. Foram verificadas variações razoáveis na geração de eletricidade, tarifa de eletricidade, investimento total do projeto e custos de O&M calculando a variação necessária para atingir o benchmark e depois discutindo a probabilidade de isso ocorrer. Nenhum dos parâmetros na análise de sensibilidade foi considerado como tendo alguma correlação positiva significativa. A DNV confirmou que a TIR do projeto somente atinge o benchmark se os parâmetros acima mencionados apresentarem as alterações descritas abaixo:



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Indicadores-chave	Variação do parâmetro necessária para que a TIR de 11,58% atinja o benchmark de 15,53%
Geração de eletricidade	+ 28,10%
Tarifa de eletricidade	+ 25,10%
Investimento total do projeto	- 22,35%
Custos totais de O&M	- 232,50%

1) Geração de eletricidade: Para atingir o benchmark de 15,53%, é necessário que o fator de capacidade da planta de 63,27% aumente 28,10% com base na energia assegurada de 16,64 MW_{méd.} Como mencionado anteriormente na seção de geração anual de energia, a energia assegurada usada para determinar o fator de capacidade da planta no momento da decisão de investimento se baseou em um relatório denominado “Projeto Básico Otimizado da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina” que a Engevix preparou em agosto de 2006 /112/. Para otimizar o estudo, a Engevix usou a mesma potência instalada aprovada pela ANEEL. De acordo com o decreto da ANEEL sobre a energia assegurada para as PCHs do projeto /80/, a geração anual considerada tem como base 77 anos (de 1931 a 2007) de dados históricos relacionados ao rio do projeto, como dados da vazão do rio, níveis de jusante e montante, indisponibilidade (compulsória e planejada). A ANEEL, ao calcular a energia assegurada de uma seção de um rio, tem a missão de otimizar o uso dos recursos naturais no país. Com base nesse processo, a capacidade líquida instalada usada para determinar o fator de capacidade da planta da PCH Angelina é definida pela ANEEL como 26,30 MW. Em comparação com a energia assegurada real de 16,67 MW_{méd.} que a ANEEL definiu depois de a PCH Angelina entrar em operação /131/, existe somente uma diferença de 0,03 MW_{méd.} entre a energia assegurada estimada durante a decisão de investimento e a energia assegurada real. Essa diferença é mínima, mas o fator de capacidade da planta de 63,27% deve ainda aumentar 28,10% para atingir o benchmark. Portanto, a DNV considera improvável que a eletricidade alimentada na rede tenha esse aumento adicional até atingir o benchmark.

2) Tarifa de eletricidade: Para atingir o benchmark de 15,53%, é necessário que a tarifa de eletricidade de R\$ 134,99/MWh /113/ aumente 25,10% acima da inflação, resultando em uma tarifa de eletricidade de R\$ 168,87 MWh. Em comparação com o preço médio de compra nos leilões de energia que ocorreram de 2007 a 2010 (R\$ 139,12/MWh em 27 de fevereiro de 2007, e R\$ 136,00/MWh em 26 de julho de 2007, R\$ 148,39/MWh em 14 de dezembro de 2009, R\$ 154,40/MWh em 26 de agosto de 2010 e R\$ 104,00/MWh em 15 de dezembro de 2010) /113/, uma tarifa de eletricidade de R\$ 168,87/MWh é maior que esses resultados. Considerando a tendência decrescente dos valores da eletricidade no Brasil, como confirmado pelo preço de R\$ 104,75/MWh alcançado durante o 12º Leilão de Energia Nova em 1 de fevereiro de 2011 e de R\$ 91,20/MWh alcançado durante o 13º Leilão de Energia Nova em 25 de agosto de 2011 /113/, é improvável que os preços da tarifa alcancem R\$ 168,87/MWh. Além dos seis atuais CCVES assinados para a PCH Angelina (entre a Amanco Brasil Ltda.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

em 1 de julho de 2010 a R\$ 115,00/MWh /16/, Tilibra Produtos de Papelaria Ltda. em 1 de dezembro de 2010 a R\$ 160,00/MWh /17/, Rigesa Celulose, Papel e Embalagens Ltda. em 6 de junho de 2011 a R\$ 155,90/MWh /18/, e três CCVEs com a Seara Alimentos S.A. em 3 de novembro de 2008 a R\$ 132,55/MWh /19//20/ /21/), não existem contratos assinados para o excedente de energia gerado. As datas de término dos CCVEs variam de 31 de julho de 2013 a 30 de abril de 2016, e nesse período os preços não podem ser alterados. Os preços somente sofrerão variação de acordo com a inflação durante o período contratado. Portanto, é improvável que os preços da eletricidade aumentem até a faixa necessária para atingir o benchmark. Considerando que o preço real da energia de R\$ 160,00/MWh estabelecido durante o CCVE entre a Lumbrás Energética S.A. e a Tilibra Produtos de Papelaria Ltda. em 1 de dezembro de 2010 /17/ é 18,5% maior que o preço estimado da energia, isso confirma que o patrocinador do projeto considerou um preço da energia menor na análise financeira, que resultou em uma TIR menor em comparação com o preço real da energia. No entanto, um cenário em que a tarifa da eletricidade é R\$ 168,87/MWh é considerado improvável, pois o preço real determinado no CCVE já é R\$ 160,00/MWh e o preço da energia nos leilões em 2011 está na faixa de R\$ 91,20 a R\$ 104,75/MWh /113/ e o preço da eletricidade nos CCVEs mencionados acima está na faixa de R\$ 115,00 a 160,00/MWh.

3) Investimento total: Para atingir o benchmark de 15,53%, o investimento total de R\$ 123 700 000 definido na carta de solicitação de financiamento da Lumbrás Energética S.A. ao BNDES no momento da decisão de investimento /6/ deve diminuir 22,35%, resultando em um investimento de R\$ 96 054 000 /60/. Considerando que a receita total inclui o volume de geração e o preço da eletricidade, e que essas duas variáveis são inversamente relacionadas, uma diminuição de 22,35% na receita total é improvável. Considerando que o investimento total real para o projeto é R\$ 147 063 000 (como indicado na Demonstração financeira de 2010 da Lumbrás Energética S.A. /58/), é inconcebível que o investimento total diminua mais de 22,35%, especialmente se já é 19% maior que o investimento total determinado em torno do momento da decisão de investimento.

4) Custos totais de O&M: Este parâmetro é composto pelos custos associados à O&M das centrais hidrelétricas, arrendamento de água, impostos sobre bens imóveis, seguro associado, despesas ambientais e despesas administrativas, que foram estimados em R\$ 13,52/MWh durante o momento da decisão de investimento /62/. Seria necessária uma redução de 232,50% nos custos de O&M para atingir o benchmark TIR de 15,53%. Como essa redução implica que o total de custos de O&M precisaria cair para bem abaixo de zero, a DNV pode confirmar que é improvável que isso ocorra. Mesmo com o custo real de O&M do projeto de R\$ 14,14/MWh /58/, o custo de O&M teria que cair para bem abaixo de zero; portanto, esse cenário é irrealista.

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

4.9.4 Análise de barreiras

A análise de barreiras não foi aplicada à atividade de projeto proposta para demonstrar a adicionalidade.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

4.9.5 Análise da prática comum

Uma análise da prática comum é realizada em projetos similares considerados como estando na mesma região, sendo de escala similar e que ocorrem em um ambiente comparável com relação ao marco regulatório, clima de investimento, acesso à tecnologia, acesso a financiamento etc. Com base na “*Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade*”, versão 6.0.0 /70/ do CE, os seguintes passos foram considerados:

Passo 1: *Calcular a faixa de geração aplicável como +/-50% da geração de projeto ou capacidade da atividade de projeto proposta.*

Os participantes do projeto analisaram as centrais elétricas interligadas ao Sistema Interligado Nacional com uma capacidade instalada de 13,10 MW a 39,40 MW, que foi corretamente calculado como +/- 50% da capacidade instalada da PCH Angelina. Os resultados foram 336 plantas, constituídas por 32 centrais eólicas, 126 PCHs, 35 centrais hidrelétricas e 143 centrais termelétricas. A DNV fez uma verificação cruzada dos resultados com o banco de dados da ANEEL e considerou essas informações exatas /94/.

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável calculada no Passo 1, que a atividade do projeto proposta, e entraram em operação comercial antes da data de início do projeto. *As atividades de projeto do MDL registradas não devem ser incluídas neste passo.*

O escopo geográfico para a análise da prática comum foi determinado pelos participantes do projeto como o estado de Santa Catarina (onde o projeto está localizado). A justificativa por trás dessa determinação se baseou nos seguintes fatores únicos que distinguem Santa Catarina entre as condições ambientais, econômicas e políticas significativamente diferentes associadas a cada região do Brasil:

- **Variabilidade das condições climáticas:** O Brasil tem 6 regiões climáticas distintas variando entre subtropical, semiárida, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântica (tropical úmida) /134/. Esse fator pode afetar drasticamente a quantidade de geração de energia nas centrais hidrelétricas, pois a precipitação pode variar de 500 a mais de 3 000 mm/ano dependendo do local /135/.
- **Diferenças de submercado:** Com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), são atribuídos valores diferentes de preço para a compra e venda de eletricidade no mercado de curto prazo baseados nos cinco submercados diferentes do Brasil (Norte, Nordeste, Centro-oeste, Sudeste e Sul) /136/.
- **Diferenças de tarifa:** A tarifa TUSD/TUST pode variar significativamente dependendo do estado geográfico onde fica a central elétrica. Como exemplificado pelos participantes do projeto no DCP, versão 3.1, e feito uma verificação cruzada pela DNV, “a tarifa TUSD aplicada na análise de investimentos do projeto Angelina foi de R\$ 2,54/kW /137/ no período da análise de investimentos enquanto no estado do Rio Grande do Sul (localizado na mesma região de Santa Catarina) no mesmo período foi de R\$ 1,80/kW /137/”.
- **Diferenças de política:** Uma agência ambiental específica é designada para cada estado, onde regula os processos administrativos estaduais, as normas regionais e os padrões ou exigências técnicas para obter as licenças ambientais /138/.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Considerando as centrais elétricas interligadas à rede que estão situadas somente no estado de Santa Catarina, “ N_{all} ” foi diminuído de 377 para 7 centrais elétricas.

Passo 3: Nas plantas identificadas no Passo 2, identificar as que aplicam tecnologias diferentes da aplicada na atividade do projeto proposta. Anotar seus números N_{diff} .

“ N_{diff} ” foi calculado como 7 considerando os seguintes fatores distintivos de eliminação:

- 2 das centrais elétricas diferem na fonte de energia/combustível em comparação com o Projeto Angelina (centrais termelétricas Klabin Otacílio Costa e Klabin Correia Pinto)
- 3 das centrais elétricas se beneficiam de um programa de incentivos a projetos de geração de energia denominado Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) (PCHs Flor do Sertão, Ludesha e Santa Laura); enquanto que a PCH Angelina não recebeu o incentivo do PROINFA /94/ /122/
- 2 das centrais elétricas entraram em operação comercial antes de abril de 2004 (centrais hidrelétricas Bracinho e Palmeiras)

Passo 4: Calcular o fator $F=1- N_{diff} /N_{all}$ representando a cota de plantas que usam tecnologia similar àquela usada na atividade de projeto proposta em todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade da atividade de projeto proposta. A atividade de projeto proposta é uma "prática comum" em um setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior que 0,2 e $N_{all}-N_{diff}$ for maior que 3.

O “Fator F ” foi calculado como $F=1-N_{diff}/N_{all}=1-7/7=0$ e $N_{all} - N_{diff} = 7 - 7 = 0$.

Resultado: A atividade de projeto proposta seria uma "prática comum" em um setor na área geográfica aplicável se o fator F fosse maior que 0,2 e $N_{all} - N_{diff}$ fosse maior que 3.

Como demonstrado e verificado acima, a atividade do projeto não representa uma prática comum no Brasil, pois o “Fator F ” não é maior que 0,2 e a diferença entre N_{all} e N_{diff} não é maior que 3. A DNV confirmou as informações usadas na análise da prática comum através do Banco de Informações de Geração da ANEEL /94/.

4.9.6 Adicionalidade - Conclusão

Como conclusão, a avaliação dos argumentos apresentados acima demonstra suficientemente que o projeto é um cenário da linha de base improvável e que as reduções de emissões do projeto são, portanto, adicionais.

4.10 Plano de monitoramento

O projeto aplica a metodologia de monitoramento aprovada ACM0002, “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”, versão 13.0.0 /69/. 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 /132/. O plano de monitoramento dará oportunidade para medições reais das reduções



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

de emissões atingidas. Os impactos ambientais são considerados menores e serão monitorados pela autoridade ambiental local durante a vida útil do projeto.

O plano de monitoramento do projeto está em conformidade com a metodologia de monitoramento ACM0002 “*Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de recursos renováveis*”, versão 13.0.0 /69/. Portanto, o parecer da DNV é que os participantes do projeto são capazes de implementar o plano de monitoramento.

4.10.1 Parâmetros determinados ex-ante

Os seguintes parâmetros-chave relacionados à determinação de reduções de emissões resultantes da atividade do projeto são determinados ex-ante:

- $EF_{grid,OM-adj,y}$ - o fator de emissão de CO_2 da margem de operação simples ajustada no ano y . O valor ex-ante foi determinado como 0,2609 t CO_2 e/MWh, usando o método da OM simples ajustada com base em dados de 2008 a 2010 /52/. A DNV pode confirmar que os dados de 2008 a 2010 eram os mais recentes no momento do envio do DCP;
- $EF_{BM,2010}$ - o fator de emissão de CO_2 da margem de construção no ano y , resultando em 0,1166 t CO_2 e/MWh como a emissão média ponderada (em t CO_2 e/MWh) dos aumentos de capacidade energética recentes da geração do sistema, em que os aumentos de geração (em MWh) são iguais ou maiores que os 20% mais recentes das plantas existentes ou as 5 plantas mais recentes. A DNV pode confirmar que os dados de 2010 eram os mais recentes no momento do envio do DCP /52/;
- $EF_{grid,CM,y}$ - o fator de emissão de CO_2 da margem combinada no ano y é 0,1887 t CO_2 e/MWh, com base na combinação 50:50 dos fatores de emissão da OM de 0,2609 t CO_2 e/MWh e da BM de 0,1166 t CO_2 e/MWh /52/;
- Cap_{BL} - a capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto é zero, pois o projeto é uma nova central hidrelétrica;
- A_{BL} - a área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2), é zero, pois o projeto é uma nova central hidrelétrica.

4.10.2 Parâmetros monitorados ex-post

O plano de monitoramento permite a coleta e o arquivamento dos seguintes parâmetros-chave (medidos *ex-post*) das reduções de emissões resultantes da atividade do projeto:

- $EG_{facility,y}$ - a quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela planta/unidade do projeto à rede no ano y .
- CAP_{PJ} - a capacidade instalada da central hidrelétrica depois da implementação da atividade do projeto. O parâmetro é medido anualmente.
- A_{PJ} - a área do reservatório medida na superfície da água, depois da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio. O parâmetro é medido anualmente.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

Foi identificado durante a visita ao local /140/ que a PCH Angelina compartilha a mesma linha de transmissão de 138 kV com quatro outras PCHs (PCH Santa Ana, Fartura, Coqueiral e Barra Clara), que pertencem à Service Energy S.A. /46/. Esse esquema se baseou em um acordo mútuo que a Lumbrás Energética S.A. e a Service Energy S.A. assinaram em setembro de 2008 /47/. A DNV pode confirmar que essas quatro PCHs não compartilham o mesmo curso d'água da PCH Angelina, pois estão localizadas ao longo do Rio dos Enganos enquanto que a PCH Angelina está localizada perto do Rio Garcia. Essas quatro PCHs anteriormente consideraram o MDL com o mesmo nome de projeto “Pequenas Centrais Hidrelétricas do Rio Engano” de um participante de projeto diferente, a Service Energy Gestão de Energia Ltda. As informações sobre esse projeto podem ser visualizadas no seguinte website: <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/WREGZ8FTNL9TNY0495JARVRJBLTYXM/view.html>. Também é importante observar que cada uma dessas centrais hidrelétricas possui seu próprio par de medidores de eletricidade e estão interligadas à subestação Tijucas, que é definida como o “ponto de conexão” pelas normas do ONS. A eletricidade líquida total gerada nessas PCHs separadas é obtida por um medidor principal Schneider Electric ION 8600 (número de série: PT-0809A475-01) e por um medidor reserva Schneider Electric ION 8600 (número de série: PT-0904A294-01) na subestação Tijucas que coleta os dados medidos por todas as cinco PCHs /46/. A eletricidade líquida total gerada nessas PCHs separadas é examinada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), semanalmente, sendo que a distribuição e o fornecimento da eletricidade líquida gerada seguem os procedimentos de rede do ONS /123/. A DNV confirmou durante a visita ao local /140/ que existem dois medidores separados Schneider Electric ION 8600 na PCH Angelina que medem a eletricidade líquida fornecida pela planta à rede. Um é o medidor principal com número de série PT-0904A621-01 enquanto que o outro é o medidor reserva com número de série PT-0904A621-01. Esses medidores se baseiam na classe de exatidão 0,2 de acordo com as normas técnicas definidas pelo ONS /123/. Os medidores de eletricidade na PCH Angelina são monitorados pela Lumbrás Energética S.A. e serão calibrados a cada dois anos por uma entidade terceirizada acreditada da Rede Brasileira de Calibração (RBC). Isso está de acordo com as normas nacionais e industriais “Procedimentos de Rede” do ONS /124/. Os dados medidos por esses medidores são agregados a cada 15 minutos e a energia exportada e importada do SIN será monitorada continuamente e consolidada mensalmente. Para assegurar que a eletricidade gerada pelas outras PCHs interligadas à subestação Tijucas não seja associada à PCH Angelina, o participante do projeto segue os procedimentos padronizados de configuração de medição e faturamento do ONS para contabilizar com exatidão a eletricidade líquida de cada central hidrelétrica /123/. Os medidores localizados na subestação Tijucas serão usados para faturamento e também para fins de redução de emissões. A verificação das perdas de energia associadas a cada uma dessas PCHs e a comercialização de eletricidade no Brasil se baseiam na Agregação da Medição Contábil (supervisionada pela CCEE) para determinar a quantidade de eletricidade despachada a cada mês /123/. Nesse sistema, a CCEE compara a geração de energia relatada por cada vendedor interligado à rede nacional com o consumo registrado durante o mês em consideração. Após serem feitos os ajustes por causa das perdas de energia que ocorrem no sistema de transmissão, a CCEE emite relatórios oficiais certificando a quantidade de energia gerada por cada vendedor em relatórios



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

disponíveis ao público denominados CB 002. Essas informações serão usadas pelo participante do projeto durante a fase de monitoramento e verificação do MDL para revisar e fazer a verificação cruzada de seus dados.

De acordo com a *Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico*, versão 2.2.1 /71/, o método da OM simples ajustada selecionado para a atividade do projeto será determinado por uma média ponderada pela geração de 3 anos, com base nos dados mais recentes disponíveis no momento do envio do MDL - DCP à EOD para validação. Portanto, o fator de emissão de CO₂ da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$) será monitorado *ex-ante*.

Será feita uma verificação cruzada dos dados com as notas fiscais e o banco de dados da CCEE, que inclui a verificação da razão proporcional da geração de eletricidade entre a PCH Angelina e as PCHs da Service Energy S.A. Em termos de arquivamentos dos dados, os dados monitorados ficarão armazenados em formato eletrônico durante 2 anos após o final do último período de obtenção de créditos ou 2 anos após a última emissão de RCE, o que ocorrer por último. Todo o monitoramento e elaboração de relatórios das informações sobre a geração de eletricidade da PCH Angelina serão de responsabilidade total do proprietário do projeto.

4.10.3 Sistema de gerenciamento e garantia da qualidade

O plano de monitoramento do projeto inclui:

- Dados e parâmetros monitorados
- Uma descrição da instalação de medidores.
- Uma descrição da calibração e da manutenção dos medidores.
- Monitoramento dos dados.
- Controle da qualidade dos dados.
- Sistema de gerenciamento de dados.

Além das descrições dos medidores, dos processos de monitoramento e calibração descritos na seção 4.10.2 do relatório para assegurar que a geração de eletricidade da PCH Angelina seja separada das quatro outras PCHs que compartilham a mesma linha de transmissão para a subestação Tijucas, o sistema de medição na PCH Angelina também inclui uma infraestrutura de comunicação de dados e um sistema de coleta de dados denominado Plataforma Integrada de Medição (PIM). O sistema PIM é um sistema computadorizado que coleta, valida e consolida os dados obtidos da medição para faturamento. Esses dados são medidos em tempo real e enviados à CCEE diariamente, onde relatórios oficiais dos dados medidos são gerados e disponibilizados ao público /123/. Os dados monitorados e exigidos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer por último. A PCH Angelina também é inspecionada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que pode visitar a planta para inspecionar a operação e manutenção das instalações.

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.



RELATÓRIO DE VALIDAÇÃO

4.11 Impactos ambientais

De acordo com a lei ambiental brasileira (Resolução Federal CONAMA 001/86) /76/, para projetos de geração de eletricidade com capacidade instalada maior que 10 MW são exigidos um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) para conceder a Licença Prévia e as subseqüentes Licenças de Instalação e de Operação. O projeto recebeu a Licença de Operação /8/ da Fundação do Meio Ambiente (FATMA), demonstrando que seguiram todos os passos necessários para garantir que as normas ambientais fossem cumpridas com relação ao projeto. Os potenciais impactos ambientais significativos do projeto foram suficientemente identificados, e não se espera nenhum impacto ambiental significativo da atividade do projeto /8/. A DNV confirmou que o projeto recebeu a Licença Ambiental de Operação emitida em 27 de novembro de 2009, que é válida de 27 de novembro de 2009 a 26 de novembro de 2013 /8/.

4.12 Consulta pública local

Os atores locais, como os Governos Municipais e Câmaras Municipais, o Ministério Público federal e estadual, as agências ambientais estaduais e locais, o Fórum Brasileiro de ONGs e as associações comunitárias locais, foram convidados em 2 de agosto de 2011 /9/ a apresentarem seus comentários em relação à Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Angelina. Em 15 de dezembro de 2011, a versão em português do DCP foi disponibilizada no website <http://sites.google.com/site/consultadcp/> para visualização e comentário público, o que está em conformidade com as exigências da Resolução nº 7 (5 de março de 2008) da AND do Brasil /132/. A DNV verificou todas as cartas-convite e os avisos de recebimento das correspondências /9/. Nenhum comentário foi recebido para o projeto proposto. A DNV considera que a consulta pública local foi realizada adequadamente.

- 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. Nenhuma Parte no Anexo I participante foi identificada ainda.
2. O projeto deve assistir as Partes não incluídas no Anexo I no sentido de contribuir com o objetivo principal da UNFCCC.	Protocolo de Quioto Art.12.2	OK.
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	Antes do envio do relatório de validação final ao Conselho Executivo do MDL, a DNV terá que receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, inclusive a confirmação da AND do Brasil de que o projeto ajuda a alcançar o 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	Antes do envio do relatório de validação final ao Conselho Executivo do MDL, a DNV terá que receber a aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, inclusive a confirmação da AND do Brasil de que o projeto ajuda a alcançar o desenvolvimento sustentável.
5. Se o financiamento público das Partes no Anexo I for utilizado para a	Resolução 17/CP.7,	OK. A validação não revelou

Exigência	Referência	Conclusão
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.	Modalidades e procedimentos de MDL Apêndice B, §2	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.
8. A quantidade atribuída da Parte no Anexo I participante deve ter sido calculada e registrada.	Modalidades e procedimentos de MDL §31b	OK. Nenhuma Parte no Anexo I participante foi identificada ainda.
9. A Parte no Anexo I participante 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. Nenhuma Parte no Anexo I participante foi identificada ainda.
Sobre adicionalidade		
10. As reduções de emissões de GEE devem ser adicionais a quaisquer outras que ocorram na ausência da atividade do projeto, ou seja, uma atividade do projeto de MDL é adicional se as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fonte forem reduzidas abaixo das que ocorreriam na ausência da atividade do projeto de MDL registrado.	Protocolo de Quioto Art.12.5c. Modalidades e Procedimentos de MDL §43	OK.
Sobre a previsão de reduções de emissões e os impactos ambientais		
11. As reduções de emissões devem ser reais, mensuráveis e trazer benefícios de longo prazo relacionados à mitigação da mudança do clima.	Protocolo de Quioto Art.12.5b	OK.

Exigência	Referência	Conclusão
Somente para projetos de grande escala		
12. Deve ser enviada documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade do projeto, inclusive dos impactos transfronteiriços e, se esses impactos forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela parte anfitriã, deve ser realizado um estudo de impacto ambiental de acordo com os procedimentos exigidos pela parte anfitriã.	Modalidades e Procedimentos de MDL §37c	OK. As Licenças Ambientais de Operação, exigidas pelas normas brasileiras, 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 para o 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 devem estar de acordo com as modalidades descritas nos Acordos de Marraqueche e com as decisões pertinentes da COP/MOP.	Modalidades e Procedimentos de MDL §37f	OK.

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 (PP § 31, PVV § 62-63)						
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. Conforme definido na seção B.5 do DCP, a premissa da escala do projeto de hidrelétrica ser “pequena” no título da atividade do projeto tem como base o contexto da legislação brasileira, em vez da definição do MDL de um projeto de pequena escala, estipulada no parágrafo 6(c) da decisão 17/CP.7. De acordo com as normas brasileiras, centrais hidrelétricas de pequena escala são definidas como plantas com capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW (com áreas de reservatório de até 3 km).		OK
A.1.2	O DCP está de acordo com as exigências aplicáveis do MDL para preenchimento de DCPs?	/1/ /75/	AD E	☒ Sim O DCP está de acordo com as exigências aplicáveis. Conforme apresentado com clareza na Seção A.2 do DCP (versão 1.2), a atividade do projeto consiste em uma central hidrelétrica; no entanto, posteriormente não está claro na Seção B.5 por que “quando energia eólica potencial é descoberta, qualquer entidade corporativa é capaz de obter a autorização do governo para construir uma central eólica.”	SE-9 SE-15 SE-21 SE-25	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			O nome do participante do projeto, “Brookfield Energia Renovável S.A.” não está coerente nem consistente no DCP (versão 1.2). Além disso, a tabela de informações de contato apresentada no Anexo I do DCP (versão 1.2) contém diversas células vazias. Na seção B.7.2 do DCP (versão 1.2) que descreve o plano de monitoramento da atividade do projeto, o nome do PP, “Lumbrás Energética S.A.”, não está consistente com o nome do PP apresentado no DCP. De acordo com o parágrafo 14 das “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto” (versão 01.0), “o F-CDM-PDD deve ser preenchido em inglês e todos os documentos anexos devem estar em inglês ou conter uma tradução completa para o inglês das seções relevantes.” No entanto, não existe tradução para o inglês da AND brasileira: “Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima” na seção E.1 do DCP (versão 1.2). Além disso, o arquivo do fluxo de caixa contém palavras em português. De acordo com o parágrafo 17 das “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto” (versão 01.0), “se uma seção do F-CDM-PDD não for aplicável, deve-se declarar explicitamente que a seção foi deixada em branco intencionalmente.” Essa regra também se aplica a células vazias em uma tabela, na qual não poderiam estar vazias. No entanto, a tabela de informações de contato apresentada no Anexo I do DCP (versão		

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			1.2) contém diversas células vazias.		
A.2 Descrição da atividade do projeto (PVV § 64-69 e PVV § 150-157 para atividades de projeto de pequena escala, quando aplicável)					
A.2.1 Como foi avaliada a concepção do projeto?	/1/ /140/ /141/	AD	<i>De que tipo é o projeto?</i> ☐ Projeto em instalação existente ou utilizando equipamento(s) existente(s) ☐ O projeto é um projeto de grande escala ou um projeto de pequena escala com reduções de emissões superiores a 15.000 tCO₂e 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 tCO₂e por ano. Neste caso, o número de visitas físicas ao local pode ser definido com base em amostragem, se o tamanho da amostragem for 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		OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				<i>Se uma inspeção física no local não foi realizada, justifique por que a visita ao local não foi feita:</i>		
A.2.2	Se for um projeto totalmente novo, descreva a implementação física do projeto quando a validação foi iniciada.	/1/ /7/	AD VC	O contrato EPC (Engenharia, suprimento e construção) foi assinado em 17 de dezembro de 2007; portanto, a construção do projeto já tinha sido iniciada no momento do início da validação. Foi realizada uma visita ao local em 13 de março de 2012, na qual o auditor, Gabriel Baines, e o assessor em treinamento, Linh Huynh, visitaram o escritório da Brookfield no Rio de Janeiro e a central hidrelétrica Angelina no estado de Santa Catarina, a fim de entrevistar os atores do projeto.		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	Como o projeto Angelina se qualifica como um projeto de MDL de grande escala, o procedimento de amostragem ou análise estatística indicativo de projetos de pequena escala agrupados não é aplicável.		OK
A.2.4	A descrição da atividade de projeto do MDL proposta, 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?	/1/ /96/	AD VC	A descrição da atividade de projeto do MDL proposta abrange de forma suficiente todos os elementos relevantes; no entanto, não indica de maneira clara a origem da geração de eletricidade responsável pela emissão de combustíveis fósseis, que teria ocorrido de outro modo na ausência da atividade do projeto. Além disso, a capacidade instalada de 27,12 MW tem como base incorretamente a soma das turbinas, o que também está aparente na nota de rodapé 3 da Seção A.2. Em relação à fonte dos números das portarias 3.470 e 3.704 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) mencionados na Seção A.2 do DCP (versão 1.2) não podia ser claramente rastreada a	SAC-1 SE-2	OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				partir da nota de rodapé.		
A.2.5	A atividade do projeto envolve a alteração de instalações existentes? Caso afirmativo, as diferenças entre a atividade pré-projeto e pós-projeto foram claramente descritas no DCP?	/1/	AD	Como a atividade do projeto consiste em uma central hidrelétrica nova interligada à rede nacional do Brasil, ela não envolve nenhuma alteração de instalações existentes.		OK
A.2.6	A engenharia de concepção do projeto reflete as boas práticas atuais?	/1/ /12/	AD VC	Sim, a engenharia de concepção do projeto listada no DCP reflete as boas práticas atuais; no entanto, será necessária uma inspeção adicional para fazer a verificação cruzada e verificar a validade dessas práticas durante a visita ao local. De acordo com o DCP, no projeto são usadas turbinas Francis (2 fabricadas pela Voith Siemens e 1 fabricada pela Hacker). Esses modelos de turbina estão entre as turbinas de reação hidráulica mais comumente usadas no Brasil.		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 no Anexo I envolvida?	/1/	AD VC	As turbinas do modelo Francis são dispositivos hidráulicos renomados e confiáveis utilizados não somente no Brasil, mas em outras centrais hidrelétricas em todo o mundo. Nesse caso, a tecnologia utilizada na atividade do projeto não resultaria em um desempenho significativamente melhor do que quaisquer tecnologias normalmente usadas no país anfitrião.		OK
A.3 Participação e autorização (PVV § 38-52)						
A.3.1	Todas as Partes participantes atendem às exigências de participação relacionadas a seguir:	/1/	AD			OK
a) A Parte ratificou o Protocolo de Quioto b) A Parte designou uma Autoridade Nacional Designada c) A quantidade atribuída foi determinada		Brasil (anfitrião) ☒ Sim ☐ Não ☒ Sim ☐ Não ☒ Sim ☐ Não				
A.3.2	As cartas de aprovação atendem às exigências a seguir?	/1/	AD	Antes do envio do relatório de validação final ao		OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
a) A CA confirma que a Parte ratificou o Protocolo de Quioto b) A CA confirma que a participação é voluntária c) A CA confirma que o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião? d) A CA referencia o título preciso da atividade do projeto no DCP e) A CA é incondicional com relação à (a) a (d) acima f) A CA é emitida pela AND da respectiva 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		Brasil (anfitrião) ☐ Sim ☒ Não ☐ Sim ☒ Não ☐ Sim ☒ Não ☐ Sim ☒ Não ☐ Sim ☒ Não ☐ AND ☒ PP	Conselho Executivo do MDL, a DNV terá que receber uma aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, inclusive a confirmação da AND do Brasil de que o projeto contribui para os esforços de desenvolvimento sustentável. Em outras palavras, é necessário um relatório de validação final para que a AND emita uma Carta de Aprovação.		
A.3.3 Todos os participantes do projeto públicos/privados foram autorizados por uma Parte envolvida?	/1/	AD	Antes do envio do relatório de validação final ao Conselho Executivo do MDL, a DNV terá que receber uma aprovação por escrito da participação voluntária da AND do Brasil, inclusive a confirmação da AND do Brasil de que o projeto contribui para os esforços de desenvolvimento		OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			sustentável.		
A.4 Modalidades de comunicação (PVV § 53-61)					
A.4.1 Como a identidade corporativa de todos os participantes do projeto e os pontos focais incluídos nas modalidades de comunicação, bem como as identidades pessoais, incluindo espécime de assinaturas e status de emprego, de seus signatários autorizados, foram validados?		AD VC	☐ Verificando diretamente as evidências de identidade corporativa e pessoal e outros documentos relevantes; ☐ Documentação autenticada; ☐ Confirmação por escrito do participante do projeto ou da entidade coordenadora/gerenciadora que envia a ele a declaração de modalidades de comunicação de que todos os detalhes corporativos e pessoais, inclusive espécime de assinaturas, são válidos e exatos. Se este foi o caso selecionado, a DNV confirmou que: ☐ a declaração de modalidades de comunicação foi recebida de um participante do projeto com quem a DNV tem um relacionamento contratual. ☐ a autoridade que envia a declaração de modalidades de comunicação à EOD e a autoridade que assinou a confirmação por escrito (caso sejam pessoas diferentes) são devidamente autorizadas a fazer isso em nome do respectivo participante do projeto Não está claro se a comprovação da corporação, identidade pessoal, documentação autenticada ou declaração de modalidades de comunicação (MoC) de todos os participantes do projeto está disponível para validação. A DNV solicita o envio dessas informações pelo PP.	SE-3	OK
A.4.2 A declaração de modalidades de comunicação foi preenchida		AD	☐ Foi usada a versão mais recente do formulário	SE-3	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
corretamente e devidamente autorizada? Verifique a conformidade de todas as três exigências listadas na próxima coluna.		VC	F-CDM-MOC; ☐ As informações exigidas pelo F-CDM-MOC, inclusive em seu anexo 1, estão corretamente preenchidas; ☐ Os signatários autorizados do participante do projeto que assinam o F-CDM-MOC correspondem aos signatários autorizados do participante do projeto incluídos no F-CDM-MOC, anexo 1. Consulte A.4.1.		
A.5 Descrição técnica da atividade do projeto (PP § 31, PVV § 64-69)					
A.5.1 A localização do projeto está claramente definida?	/1/ /96/	AD VC E	Sim, o projeto Angelina está situado no estado de Santa Catarina, entre os municípios de Angelina e Major Gercino, com longitude sul de 27° 28' e latitude oeste de 48° 50'. Seu reservatório aproveita o potencial hídrico do rio Garcia. A fonte do número da portaria 3.470 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) referenciada na seção A.4.1.4 do DCP (versão 1.2) não podia ser claramente rastreada a partir da nota de rodapé.	SE-2	OK
A.6 Financiamento público da atividade do projeto (Modalidades e Procedimentos do MDL - Apêndice B § 2)					
A.6.1 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/	AD	O projeto não envolve nenhum financiamento público de uma Parte no Anexo I nem tem como origem um financiamento da Assistência Oficial ao Desenvolvimento (AOD) para o Brasil.		OK
B APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA DE LINHA DE BASE E MONITORAMENTO					

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
B.1 Metodologia aplicada (PVV par. 70-133 e PVV § 150-153 para atividades de projeto de pequena escala, quando aplicável)					
B.1.1 O projeto aplica uma metodologia aprovada e uma versão correta e válida dela?	/1/ /69/	AD	Sim, o projeto aplica a versão correta da seguinte metodologia aprovada: ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 13.0.0)		OK
B.1.2 Se aplicável, foi considerada alguma orientação específica fornecida pelo CE do MDL com relação à metodologia aplicada?	/1/ /69/	AD	Sim, as ferramentas de orientação associadas foram consideradas com relação à metodologia ACM0002 (v. 12.2.0) aplicada: ▪ Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (versão 2.2.1); ▪ Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (versão 6.0.0); Já que não é considerada nenhuma emissão das fugas (como estipulado pela metodologia ACM0002 e atividade do projeto), a “Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis (versão 2.0.0)” não é aplicável. Além disso, a “Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade (versão 4.0.0)” não se aplica, pois os potenciais cenários alternativos listados no DCP podem ser implementados em paralelo com a atividade de projeto proposta.		OK
B.2 Aplicabilidade de metodologia (e ferramentas) (PVV § 73-77)					

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
B.2.1	Como foi validado que o projeto atende aos seguintes critérios de aplicabilidade: A atividade do projeto é a instalação, aumento da capacidade, modernização ou substituição de uma central elétrica/unidade geradora de um dos tipos a seguir: unidade geradora/central hidrelétrica (com um reservatório de fio d'água ou com um reservatório de acumulação), unidade geradora/central eólica, unidade geradora/central geotérmica, unidade geradora/central solar, unidade geradora/central de energia de ondas, unidade geradora/central de energia de marés?	/1/	AD VC	O projeto Angelina é a instalação de uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede; portanto, não envolve aumento de capacidade, modernização ou substituição, o que foi verificado através da autorização de geração de energia da ANEEL para produtor independente de energia.		OK
B.2.2	Como foi validado que o projeto atende aos seguintes critérios de aplicabilidade: No caso de aumentos de capacidade, modernizações ou substituições, a planta existente entrou em operação comercial antes do início de um período histórico mínimo de referência de cinco anos, usado no cálculo das emissões da linha de base e definido na seção sobre emissão da linha de base, e não houve expansão da capacidade ou modernização da planta entre o início desse período histórico mínimo de referência e a implementação da atividade do projeto?	/1/	AD VC	O projeto Angelina é a instalação de uma central hidrelétrica totalmente nova interligada à rede; portanto, não envolve aumento de capacidade, modernização ou substituição, o que foi verificado através da autorização de geração de energia da ANEEL para produtor independente de energia.		OK
B.2.3	A linha de base selecionada está entre as linhas de base descritas na metodologia e, portanto, isso confirma a aplicabilidade da metodologia?	/1/	AD VC	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 dessa rede disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Portanto, considera-se que a metodologia aprovada ACM0002 versão 13.0.0 é aplicável à atividade do projeto.		OK
B.3 Limite do projeto (PVV § 82-87)						
B.3.1	Quais são os limites do sistema do projeto (componentes e instalações usados para mitigar os GEEs)? Eles estão	/1/ /69/	AD	O limite do projeto está claramente de acordo com a metodologia ACM0002, que engloba todas as		OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
claramente definidos e de acordo com a metodologia?		/78		centrais elétricas fisicamente interligadas à rede elétrica nacional do Brasil, incluindo a central hidrelétrica Angelina. A principal fonte de emissão de CO ₂ é a geração de eletricidade nas centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas pela atividade do projeto.		
B.3.2	Quais fontes de GEE são identificadas para o projeto? O limite identificado abrange todas as possíveis fontes ligadas à atividade do projeto? Fornecer referência a documentos considerados para chegar a essa conclusão.	/1/	AD VC	Conforme estipulado no DCP e na Tabela 1 (“Fontes de emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto”) da metodologia ACM0002, a principal fonte de emissão de CO ₂ deriva da geração de eletricidade decorrente de centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas pela atividade do projeto. Nesse caso, essas centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil representam as ligadas à rede elétrica nacional do Brasil. Outra evidência disso é fornecida pelo seguinte recurso da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp		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/ /65/ /69/	AD VC E	Não, o projeto não apresenta fontes de emissão imprevistas que questionem a aplicabilidade da ACM0002, nem os cálculos necessários ou evidência revelam que as emissões de gases de efeito estufa dentro do limite de atividade de projeto do MDL proposta como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL proposta contribuem com mais de 1% do total de reduções de emissões anuais médias esperadas (conforme estipulado pelo Padrão de Validação e Verificação, versão 2.0, parágrafo 87):	SAC-4	OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
B.4 Determinação e descrição do cenário da linha de base (PVV § 88-95 / Identificação de alternativas à atividade do projeto (PVV § 113-116))						
B.4.1	Quais cenários da linha de base foram identificados? A lista de cenários da linha de base está completa? A lista inclui como uma das opções que a atividade do projeto é realizada sem estar registrada como uma atividade de projeto proposta? A lista contém todas as alternativas plausíveis que são meios viáveis de fornecer gerações ou serviços comparáveis aos que devem ser fornecidos pela atividade de projeto proposta?	/1/ /69/	AD	Como a atividade do projeto não modifica nem moderniza nenhuma unidade geradora de eletricidade existente, o cenário da linha de base (descrito pela metodologia ACM0002 e pelo DCP) é determinado como: "A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto [que] teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais elétricas 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". A lista de cenários da linha de base contém todas as alternativas plausíveis, incluindo a atividade de projeto realizada sem estar registrada como atividade de projeto.		OK
B.4.2	Como os outros cenários da linha de base foram eliminados para determinar a linha de base?	/1/ /69/	AD	Como a metodologia ACM0002 prescreve o cenário da linha de base para a instalação de novas centrais elétricas renováveis interligadas à rede, como a central hidrelétrica Angelina, a determinação ou eliminação de outros cenários da linha de base não é aplicável.		OK
B.4.3	Qual é o cenário da linha de base?	/1/	AD	Para o cenário da linha de base, consulte a entrada "Avaliação pela DNV" associada à 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/ /69/	AD	Sim, a determinação da linha de base está de acordo com a metodologia ACM0002, que prescreve o cenário da linha de base para a instalação de novas centrais elétricas renováveis interligadas à rede (como exemplificado na entrada "Avaliação pela DNV" associada à Seção B.4.1) .		OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
B.4.5	O cenário da linha de base foi determinado utilizando hipóteses conservadoras sempre que possível?	/1/	AD	Não se aplica, pois o cenário da linha de base é determinado pela metodologia ACM0002.		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? O cenário da linha de base está em conformidade com todas as leis aplicáveis e obrigatórias?	/1/	AD	Não se aplica, pois o cenário da linha de base é determinado pela metodologia ACM0002.		OK
B.4.7	A determinação do cenário da linha de base é compatível com os dados disponíveis e toda a literatura e fontes são claramente referenciadas?	/1/	AD	Não se aplica, pois o cenário da linha de base é determinado pela metodologia ACM0002.		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 relevantes são consideradas e estão listadas no DCP. - A metodologia foi corretamente aplicada para identificar o que teria ocorrido na ausência da atividade de projeto do MDL proposta	/1/ /69/	AD	Sim, a determinação da linha de base está adequadamente documentada no DCP. - Não se aplica, pois o cenário da linha de base é determinado pela metodologia ACM0002. Não se aplica, pois o cenário da linha de base é determinado pela metodologia ACM0002. - A metodologia foi corretamente aplicada para identificar o que teria ocorrido na ausência da atividade de projeto do MDL proposta		OK
B.5 Determinação da adicionalidade (PVV § 101-129 e PVV § 158-161 para atividades de projeto de pequena escala, quando aplicável)						
B.5.1	Que abordagem/ferramenta o projeto usa para avaliar a adicionalidade? Isso está de acordo com a metodologia?	/1/ /69/	AD	Conforme exigido pela metodologia ACM0002, a adicionalidade da atividade do projeto é demonstrada pela aplicação da “Ferramenta para		OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
		/70/		<i>demonstrar e avaliar a adicionalidade</i> ”, versão 6.0.0.		
B.5.2	As exigências regulatórias foram corretamente consideradas para avaliar a atividade do projeto e as alternativas?	/1/	AD VC E	O DCP afirma que a atividade do projeto e as alternativas estão em conformidade com as seguintes leis e normas obrigatórias; no entanto, serão necessárias outras evidências ou explicações a fim de esclarecer se essas normas são cumpridas. ▪ Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); ▪ Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); ▪ Ministério de Minas e Energia (MME); ▪ Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); ▪ Agência ambiental de Santa Catarina - Fundação do Meio Ambiente (FATMA); ▪ Conselho Executivo do MDL.	SE-10	OK
B.5.3	A evidência fornecida é suficiente para apoiar a relevância dos argumentos apresentados?	/1/ /7/ /75/	AD VC E	Sim, é fornecida evidência suficiente para apoiar a relevância dos argumentos apresentados; no entanto, a emissão da Licença de Instalação, a versão totalmente assinada do formulário EPC (Engenharia, suprimento e construção), o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) assinado, o contrato financeiro assinado, a planilha de comissionamento, a evidência das operações comerciais para todas as unidades geradoras listadas na linha do tempo do projeto (Tabela 5) da Seção B.5 do DCP (versão 1.2) não foram fornecidos.	SE-4 SE-5 SE-6	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			Embora seja claramente afirmado e evidenciado na Seção B.5 do DCP (versão 1.2) que o contrato EPC foi assinado em 17 de dezembro de 2007, não existe indicação de quando o projeto começou a ser construído. De acordo com o parágrafo 13 das “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto” (versão 01.0), as “Informações usadas para: (a) demonstrar adicionalidade; (b) descrever a aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s); e (c) apoiar o estudo de impacto ambiental; não são consideradas exclusivas nem confidenciais. Os dados, valores e fórmulas incluídos em planilhas eletrônicas fornecidas devem ser acessíveis e verificáveis.” A DNV também busca outros esclarecimentos sobre se a emissão da licença de operação realmente ocorreu após a data de início da operação comercial (de todas as unidades geradoras). Na Tabela 5 da Seção B.5, o DCP coloca a data de operação comercial (30 de setembro de 2010) antes da data de emissão da Licença de Operação (27 de novembro de 2009), embora a data da última ação preceda a anterior.		
B.5.4 Em que se baseia principalmente a adicionalidade do projeto (análise de investimentos ou análise de barreiras)?	/1/	AD	A adicionalidade tem como base a análise de investimentos.		OK
Consideração anterior do MDL (PVV § 105-112)					
B.5.5 A data de início do projeto é anterior a 2 de agosto de 2008 ou é em ou após 2 de agosto de 2008?	/1/ /72/	AD VC	☐ Em ou após 2 de agosto de 2008; ☒ Anterior a 2 de agosto de 2008; <i>Consulte a validação da data de início do projeto em C.1.1.</i> A principal evidência de consideração anterior do		OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			MDL é apresentada na Tabela 6 do DCP, que inclui um histórico completo do processo passado do MDL para a atividade do projeto Angelina. A sequência de eventos incluiu: ▪ Aceitação da proposta de serviços de validação do MDL emitida pela SGS (01 de novembro de 2007) ▪ Processo de comentário público internacional do projeto considerando a ACM0002, versão 6 (1 de novembro de 2007 a 1 de dezembro de 2007) ▪ Visita de validação do MDL (7 de janeiro de 2008) ▪ Processo de comentário público internacional do projeto considerando a revisão da ACM0002, versão 7 (16 de fevereiro de 2008 a 16 de março de 2008) ▪ Emissão do relatório de validação do MDL final pela SGS, que contém um parecer positivo (7 de janeiro de 2008) ▪ Emissão da CA da AND brasileira, afirmando que o projeto Angelina contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião (27 de janeiro de 2009) ▪ Envio da solicitação de registro do projeto Angelina (9 de fevereiro de 2009) ▪ Recebimento da solicitação de revisão pelo CE do MDL (28 de maio de 2009) ▪ Emissão do Relatório de Validação do MDL revisado pela EOD contendo um parecer positivo (4 de junho de 2009) ▪ Disponibilização da documentação de apoio à EOD (5 de junho de 2009)		

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			▪ Recebimento de uma solicitação de esclarecimento durante o status “em revisão” pelo CE do MDL (24 de julho de 2009) ▪ Disponibilização da documentação de apoio à EOD (01 de agosto de 2009) ▪ Emissão do Relatório de Validação do MDL revisado pela EOD contendo um parecer negativo (3 de agosto de 2009) Isso consequentemente levou à retirada do registro do projeto em 3 de agosto de 2009 pela SGS. A evidência do status de retirada pode ser acessada no banco de dados de projetos da UNFCCC: http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1233915448.65/view. Em relação a isso, o participante do projeto indicou ciência do MDL antes da data de início da atividade de projeto. No entanto, quando a versão anterior do DCP passou por seu segundo período de consulta pública internacional, de 16 de fevereiro de 2008 a 16 de março de 2008, a fim de considerar a versão 7 da metodologia ACM0002, foi indicado na página 15 do DCP atual (versão 01, datado de 15 de dezembro de 2011) que esse período ocorreu antes da data de início do projeto de 17 de dezembro de 2007. Com base na linha do tempo da atividade do projeto, a DNV entende que o primeiro período de consulta pública internacional ocorreu antes da data de início, mas solicita esclarecimento sobre por que o participante do projeto considera que as duas consultas públicas internacionais ocorreram antes da	SE-8	

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				data de início do projeto.		
B.5.6	Se a data de início ocorreu em ou após 02 de agosto de 2008 e antes da consulta pública internacional (ou de uma nova metodologia proposta ou da solicitação de revisão de uma metodologia aprovada), a AND e a UNFCCC confirmaram que os participantes do projeto informaram por escrito a intenção do projeto de buscar o status de MDL no prazo de 180 dias a contar da data de início da atividade do projeto?	/1/ /7/	AD VC	Não se aplica, pois a data de início da atividade do projeto é 17 de dezembro de 2007 (quando o contrato EPC foi assinado), que é antes de 2 de agosto de 2008.		OK
B.5.7	Se além do acima, o DCP não foi publicado para consulta pública internacional (ou existir uma nova metodologia proposta ou solicitação de revisão de uma metodologia aprovada) em até dois anos após a notificação inicial, os participantes do projeto informaram ao Secretariado da UNFCCC sobre o progresso da atividade do projeto a cada dois anos subsequentes após a notificação inicial?	/1/	AD	Não se aplica, pois o DCP foi publicado para consulta pública internacional em até dois anos após a notificação inicial.		OK
Esforços contínuos para assegurar o status de MDL (deve ser preenchido apenas se a data de início for anterior a 2 de agosto de 2008)						
B.5.8	Quais foram as iniciativas feitas 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/ /7/	AD VC	Desde a data de início de 17 de dezembro de 2007, quando o contrato EPC foi assinado até o início da validação, o participante do projeto		OK
B.5.9	Quando foi iniciada a construção da atividade do projeto?	/1/	AD E	Não há indicação ou evidência da data de início da construção no DCP.	SE-5	OK
B.5.10	Quando o projeto foi comissionado?	/1/ /23/	AD	O comissionamento do projeto ocorreu em 28 de setembro de 2009, Despacho ANEEL nº 3.610 emitido em 23 de setembro de 2009 e acessível para referência em http://www.aneel.gov.br/		
B.5.11	A linha do tempo do projeto confirma que foram tomadas ações contínuas em paralelo com a implementação para assegurar o status de MDL?	/1/ /70/	AD E	A linha do tempo do projeto no DCP confirma que foi realizada uma ação contínua em paralelo com a implementação a fim de assegurar o status de MDL	SE-7	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			até 3 de março de 2009. No entanto, não foram apresentadas indicações ou evidência no DCP para demonstrar que existiu consideração contínua do MDL no período de 3 de agosto de 2009 (quando o registro do projeto foi retirado) a 27 de maio de 2011 (quando a proposta de serviços de validação do MDL foi emitida para a Lumbrás Energética pela DNV). Como afirmado nas “Diretrizes para demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL”, versão 4.0.0, para projetos com data de início antes de 2 de agosto de 2012, deve ser apresentada indicação e evidência de ações contínuas e reais para assegurar o status de MDL para o projeto em paralelo com sua implementação.		
Análise de investimentos (PVV § 117-123)					
B.5.12 A atividade do projeto ou alguma das alternativas restantes gera receitas além do MDL? Isso se reflete no DCP?	/1/	AD	Sim, fica refletido no DCP que a atividade do projeto gera receitas além da renda relacionada ao MDL através da venda de eletricidade; portanto, foi selecionada uma análise de benchmark para realizar a análise de investimentos.		OK
B.5.13 Existem alternativas à atividade do projeto que envolvem investimento? Isso se reflete no DCP?	/1/	AD	Não, as demais alternativas à atividade do projeto não envolvem investimentos. Essa indicação se reflete no DCP.		OK
B.5.14 A escolha da análise de benchmark, análise comparativa de investimentos ou análise de custo simples está correta?	/1/ /73/	AD VC E	Sim, a decisão de implementar a análise de benchmark está correta, pois a atividade do projeto gera benefícios financeiros e econômicos além da renda relacionada ao MDL através das vendas de eletricidade. Isso elimina a opção de prosseguir com uma análise de custo simples. Além disso, não	SAC-6	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			existem outras opções de investimento, da perspectiva do proprietário do projeto, que implicariam uma análise comparativa de investimentos. Nesse caso, o benchmark do setor elétrico (em conformidade com o parágrafo 12, Anexo 5, EB62) é o custo médio ponderado do capital (CMPC), que é comparado com a taxa interna de retorno (TIR) do projeto. Com base no parágrafo 12 das “Diretrizes para avaliação da análise de investimentos”, versão 5.0, os “custos médios ponderados do capital (CMPC) são benchmarks apropriados para uma TIR de projeto.” O benchmark selecionado é calculado com base nas taxas de títulos usando a seguinte fórmula (com um resultado de 15,36%): CMPC = $W_d \times K_d + W_e \times K_e$ No entanto, o valor de 50% utilizado para W_d e W_e (respectivamente, o valor ponderado da dívida e o valor ponderado do capital próprio) é inconsistente ou incorreto em comparação com a taxa histórica de financiamento identificada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES).		
B.5.15 A taxa de desconto/benchmark era a mais recente disponível no momento da decisão?	/1/ /73/	AD E	De acordo com as “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos,” versão 5, os valores de entrada em toda a análise de investimentos devem ser válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento tomada pelo participante do projeto. O DCP indica que o benchmark/taxa de desconto ou os cálculos do CMPC tiveram como base julho de 2007; no entanto, não há nenhuma indicação de	SE-11	OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				julho de 2007 como o momento da decisão. A DNV solicita esclarecimentos e evidências adicionais sobre esse assunto.		
B.5.16	Qual é o indicador financeiro? Ele tem como base o capital próprio/projeto? Antes/após os impostos? O indicador financeiro tem correspondência com o benchmark?	/1/	AD E	O DCP afirma que o indicador financeiro é uma TIR do projeto de 10,12%. No entanto, não há nenhuma indicação clara ou evidência de como esse valor foi obtido, se é calculado antes ou após os impostos, ou se tem correspondência com o benchmark. É observado no DCP que a planilha para esse indicador financeiro está disponível com o PP e que será disponibilizada para a EOD durante a validação. A DNV precisará analisar a planilha utilizada para calcular a TIR do projeto e determinar sua validade no contexto da atividade do projeto e da análise de investimentos.	SE-12	OK
B.5.17	As hipóteses subjacentes são adequadas, por exemplo, o que são considerados resíduos na linha de base são considerados como tendo valor zero?	/1/	AD	Veja a “Avaliação pela DNV” nas seções B.5.13, B.5.14, B.5.15 e B.5.25.	SAC-5 SE-11 SE-12	OK
B.5.18	O cálculo do imposto de renda considera a depreciação? O ano da depreciação está de acordo com a prática contábil normal no país anfitrião?	/1/ /115/	AD	Não, o cálculo do imposto de renda não leva em conta a depreciação; no entanto, como os impostos de renda têm como base o sistema de lucro presumido, a depreciação não terá impacto no indicador financeiro ou benchmark. O projeto Angelina se qualifica para esse sistema, pois suas receitas de pessoa jurídica estão abaixo de 48 milhões de reais por ano. Conforme determinado pelo lucro presumido, os impostos de regulação são calculados sobre as receitas brutas e não sobre os		OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			lucros brutos de cada ano. Portanto, uma entidade corporativa que opte pelo esquema de lucro presumido paga a mesma alíquota de imposto de renda e contribuição social, quaisquer que sejam seus custos, despesas, outros itens monetários, como juros a pagar, e itens não monetários, como depreciação, porque esses elementos não são dedutíveis nesse sistema. Nesse sentido, a depreciação e, conseqüentemente, o valor justo não são considerados na planilha (parágrafos 4 e 5 do Anexo 5, EB62).		
B.5.19 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/ /73/ /115/	AD	Não, o DCP não declara explicitamente o período de tempo do investimento e o tempo de operação do projeto. Como indicado pelas “Diretrizes para avaliação da análise de investimentos,” versão 5.0, “os valores de entrada usados em toda a análise de investimentos devem ser válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento tomada pelo participante do projeto.” Além disso, a “TIR do projeto deve, de preferência, refletir o período de operação esperada da atividade do projeto subjacente (vida útil técnica) ou, se for escolhido um período menor, incluir o valor justo dos ativos da atividade do projeto no final do período de avaliação. Em geral, um período mínimo de 10 anos e máximo de 20 anos será apropriado”. Com base na planilha de análise financeira do projeto, foi utilizado um período médio de 5 anos, de julho de 2002 a junho de 2007, para a análise de investimentos do projeto Angelina. O valor residual e o capital de giro não foram considerados no DCP ou na análise de	SAC-5 SE-13	OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				investimentos. Não está claro se isso se deve ao sistema do lucro presumido, para o qual a atividade do projeto é elegível. É necessário apresentar mais esclarecimentos e justificativas a fim de determinar se essa exclusão é válida. Se a central hidrelétrica Angelina for retirada de operação ou vendida, o participante do projeto se beneficiará de um valor residual (valor de revenda dos ativos) ou irá recuperar uma determinada porcentagem do preço de aquisição?		
B.5.20	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 que o período de tempo entre a finalização do REV e a decisão de investimento é adequado?	/1/	AD	Não, atualmente, a DNV não pode confirmar que os valores utilizados no DCP estão totalmente consistentes com o relatório do estudo de viabilidade (REV) ou com outra documentação aprovada de forma similar. Veja detalhes relacionados à legitimidade do período de investimento na “Avaliação pela DNV” da seção B.5.18. A DNV solicita visualizar e avaliar o relatório do estudo de viabilidade ou outra evidência equivalente aprovada pelo governo brasileiro.	SE-12	OK
B.5.21	Como foi avaliada a quantidade de geração (por exemplo, vendas de eletricidade)? Lembre-se de incluir todas as fontes de dados usadas e listar todos os projetos que foram usados para verificação cruzada de acordo com o MVV parágrafo 95.	/1/ /69/ /71/	AD VC E	☒ O fator de capacidade 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 capacidade da planta determinado por uma terceira parte contratada pelos participantes do projeto (por exemplo, uma empresa de engenharia) ☐ Outra abordagem.	SE-12	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			<i>Fornecer detalhes sobre como o fator de capacidade foi validado:</i> De acordo com o DCP, a eletricidade líquida anual alimentada na rede é de cerca de 146.029 MWh/ano. Esse valor foi obtido pela multiplicação da quantidade estimada de geração de eletricidade líquida fornecida à rede (16,67 MW) da planta Angelina pelas horas de operação em um ano (8.760 horas), onde a fonte de 16,67 MW é obtida da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pode ser acessada em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp. Depois de avaliar e comparar os valores de entrada utilizados para esse cálculo na planilha “Estimated CER” e DCP, a DNV pode confirmar que os resultados são consistentes e legítimos. Além disso, esse cálculo está de acordo com a declaração $EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$ indicada na versão 13.0.0 da metodologia ACM0002.		
B.5.22 Como foi avaliado o preço de geração (por exemplo, o preço da eletricidade)? Os dados estavam disponíveis e eram válidos no momento da decisão? Lembre-se de incluir todas as fontes de dados usadas e listar todos os projetos que foram usados para verificação cruzada de acordo com o MVV parágrafo 95.	/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 <i>Fornecer detalhes sobre como o preço de geração foi validado:</i> Os dados e fontes de dados associados ao(s)	SE-12	OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				preço(s) de geração não foram apresentados, referenciados ou evidenciados no DCP.		
B.5.23	Como foram avaliados os custos de investimento? Os dados estavam disponíveis e eram válidos no momento da decisão? Lembre-se de incluir todas as fontes de dados usadas e listar todos os projetos que foram usados para verificação cruzada de acordo com o MVV parágrafo 95.	/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 <i>Fornecer detalhes sobre como os custos de investimento foram validados:</i> Os custos de investimento, dados e fontes de dados associados não foram apresentados, referenciados ou evidenciados no DCP.	SE-12	OK
B.5.24	Como foram avaliados os custos de O&M? Os dados estavam disponíveis e eram válidos no momento da decisão? Lembre-se de incluir todas as fontes de dados usadas e listar todos os projetos que foram usados para verificação cruzada de acordo com o MVV parágrafo 95.	/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 <i>Fornecer detalhes sobre como os custos de O&M foram validados:</i> Os custos de O&M e os dados e fontes associados não foram apresentados, referenciados ou evidenciados na análise de investimentos do DCP.	SE-12	OK
B.5.25	Descrever a avaliação dos outros parâmetros de entrada. Os dados estavam disponíveis e eram válidos no momento da decisão? Lembre-se de incluir todas as fontes de dados usadas e listar todos os projetos que foram usados para verificação cruzada de acordo com o MVV parágrafo 95.	/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	SE-12	OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				ao projeto e aos participantes do projeto Fornecer detalhes sobre como outros parâmetros de entrada foram validados: Além dos parâmetros de entrada apresentados para as estimativas de CMPC e RCE, não foram indicados outros parâmetros de entrada nem fontes de dados associados no DCP.		
B.5.26	A planilha de cálculo financeiro foi verificada e considerada correta?	/1/	AD	Consulte B.5.15.	SE-12	OK
B.5.27	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/ /73/	AD	Os seguintes parâmetros-chave foram identificados no DCP: ▪ Aumento na receita do projeto ○ Preço da energia ○ Fator de capacidade da planta (FCP)/energia assegurada ▪ Redução dos custos de operação ○ Custos de funcionamento/operação ○ Investimentos no projeto No entanto, não há nenhuma indicação clara ou evidência apresentada no DCP que confirme se esses parâmetros-chave contribuem com mais de 20% da receita/custos durante a operação ou a implementação ou de quais fatores compõem esses parâmetros. A DNV solicita mais esclarecimentos sobre esse assunto. Também é incerto quais fatores constituem esses parâmetros. Por exemplo, os parâmetros são afetados pelo preço de liquidação das diferenças, que é usado para o preço de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo? E pela tarifa de uso do sistema de distribuição? A DNV solicita esclarecimentos e	SAC-7 SE-14	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			evidências adicionais sobre essas questões, além do envio da planilha associada usada para calcular as variações dos parâmetros, a fim de fazer uma avaliação mais aprofundada. De acordo com as “Diretrizes sobre a análise de investimentos”, versão 5.0, é necessário avaliar se os resultados podem ser reproduzidos e se há variações abaixo de 20% da receita/custos durante o período de operação. Também não está claro na análise de sensibilidade se a conclusão em relação à atratividade financeira/econômica é sólida com relação a variações razoáveis nas hipóteses críticas. A análise de investimentos apresenta um argumento válido em favor da adicionalidade somente se ela apoiar de forma consistente (em uma faixa realista de hipóteses) a conclusão de que improvável que a atividade do projeto seja a mais atraente do ponto de vista financeiro/econômico. Com base nessa premissa, não foi <i>totalmente</i> demonstrado que a atividade do projeto é adicional, pois os valores atuais ou os custos reais do projeto não foram comparados com os resultados da sensibilidade desde a data de início de 17 de dezembro de 2007.		
B.5.28 Análise de sensibilidade: A faixa de variação é razoável no contexto do projeto?	/1/ /73/	AD	Com base no parágrafo 21 das “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos”, versão 5.0, o DCP afirma que foi usada uma faixa de +10% e -10% durante a análise de sensibilidade. Embora esse seja o ponto geral de partida indicado na diretriz, não está claro se essa é a faixa mais razoável, dado o contexto do projeto. É necessária maior	SAC-8	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			transparência e acessibilidade nas planilhas de cálculo para a análise de sensibilidade a fim de avaliar a variação. Em relação a isso, a DNV solicita também acesso à planilha de cálculo da TIR, conforme indicado em B.5.17, pois a obtenção da TIR também não está clara e não pode ser reproduzida.		
B.5.29 Foi feita a variação dos parâmetros-chave para atingir o benchmark e a possibilidade de que isso aconteça foi justificada como sendo pequena?	/1/ /73/	AD	Não, não há nenhuma indicação, evidência ou justificativa de que houve variação nos parâmetros para atingir o benchmark, nem foi incluída qualquer cobertura em relação à probabilidade de os parâmetros atingirem o benchmark. A DNV precisará avaliar essa questão, calculando a variação necessária para atingir o benchmark e pedindo esclarecimentos e evidências adicionais ao PP sobre a probabilidade de cada cenário. Conforme estipulado pelo parágrafo 21 das “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos”, versão 5.0, esses assuntos precisam estar documentados no DCP como o objetivo principal da análise de sensibilidade. O seguinte resultado apresentado na Seção B.5 do DCP (versão 1.2) para a análise de sensibilidade também é listado duas vezes: "A TIR da atividade do projeto sem estar registrada como um projeto de MDL fica abaixo do benchmark, evidenciando que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor. O conhecimento dos benefícios do registro do MDL foi o ponto chave na tomada de decisão de implementar a atividade do projeto."	SAC-8 SE-16	OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
Análise de barreiras (PVV § 124-127)						
B.5.30	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 se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK
B.5.31	Como foi avaliado se as <u>barreiras para investimentos</u> eram reais? As barreiras para investimentos são comprovadas por uma fonte independente dos participantes do projeto?	/1/	AD	Não se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK
B.5.32	Como o MDL diminui as barreiras para investimentos?	/1/	AD	Não se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK
B.5.33	A atividade do projeto é evitada pelas barreiras para investimentos e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade do projeto é viável nas mesmas circunstâncias?	/1/	AD	Não se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK
B.5.34	Como as <u>barreiras tecnológicas</u> foram avaliadas como sendo reais? As barreiras tecnológicas são comprovadas por uma fonte independente dos participantes do projeto?	/1/	AD	Não se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK
B.5.35	Como o MDL diminui as barreiras tecnológicas?	/1/	AD	Não se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK
B.5.36	A atividade do projeto é evitada pelas barreiras tecnológicas e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade do projeto é viável nas mesmas circunstâncias?	/1/	AD	Não se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK
B.5.37	Como foi avaliado se as <u>barreiras devidas à prática vigente</u> eram reais? As barreiras devidas à prática vigente são comprovadas por uma fonte independente dos participantes do projeto?	/1/	AD	Não se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK
B.5.38	Como o MDL diminui as barreiras devidas à prática vigente?	/1/	AD	Não se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK
B.5.39	A atividade do projeto é evitada 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 se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
B.5.40	Como as <u>outras barreiras</u> foram avaliadas como sendo reais? As outras barreiras são comprovadas por uma fonte independente dos participantes do projeto?	/1/	AD	Não se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK
B.5.41	Como o MDL diminui as outras barreiras?	/1/	AD	Não se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK
B.5.42	A atividade do projeto é evitada pelas outras barreiras e pelo menos uma das alternativas possíveis à atividade do projeto é viável nas mesmas circunstâncias?	/1/	AD	Não se aplica: a análise de barreiras não foi aplicada à atividade do projeto.		OK
Análise da prática comum (PVV § 128-130)						
B.5.43	Qual é o escopo geográfico da análise da prática comum? Está justificado?	/1/ /5/ /70/	AD	De acordo com a “<i>Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade</i>,” versão 6.0, a análise da prática comum é realizada em projetos similares 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. Como a central hidrelétrica Angelina fornece eletricidade ao Sistema Interligado Nacional do Brasil (rede), o país anfitrião inteiro foi adequadamente considerado como o escopo geográfico. Em relação à medida utilizada na análise da prática comum, o projeto Angelina foi classificado como uma medida de "substituição de combustível", pois desloca a geração de eletricidade de centrais elétricas interligadas à rede operadas com combustível fóssil; no entanto, não está claro por que o DCP afirma que a "substituição de combustível" não pode ser considerada como uma	SE-17	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			medida específica do local, pois está interligada à rede, especialmente por que o DCP declarou a geração como a eletricidade renovável gerada por centrais elétricas interligadas à rede.		
B.5.44 Qual é o escopo da tecnologia e o tamanho (por exemplo, a capacidade da central elétrica) para a análise da prática comum e como isso foi justificado?	/1/ /5/ /78	AD VC	O escopo da tecnologia tem como base o tamanho da central hidrelétrica, em que foi usada uma potência instalada de 1 MW a 30 MW (e um reservatório com uma área não superior a 3 km). De acordo com o DCP, essa faixa parece ter como base algumas normas ou padrões brasileiros que definem as especificações do que constitui uma “pequena” central hidrelétrica. Assim, o PP baseou a análise da prática comum na definição do Brasil de uma pequena central hidrelétrica, em vez de na definição de um projeto de MDL de pequena escala estabelecida pelo CE. Dado o contexto da atividade do projeto, isso faz sentido. No entanto, não está claro quais normas brasileiras foram seguidas.	SE-18	OK
B.5.45 Qual(is) é(são) a(s) fonte(s) de dados usada(s) para a análise da prática comum?	/1/ /5/ /122/	AD VC	As seguintes fontes de dados no DCP foram definidas para a análise da prática comum: Políticas promocionais ou incentivos: ▪ PROINFA: O <i>Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica</i>, estabelecido pela Lei 10 438, de 26 de abril de 2002. Parte dos motivos dessa iniciativa foi aumentar as fontes de energia renovável compartilhadas no mercado de eletricidade. O DCP indica que "Para alcançar essas metas, o governo brasileiro designou a		OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			empresa de energia elétrica estatal federal Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) para atuar como principal offtaker da energia elétrica gerada por instalações de energia alternativa no Brasil, celebrando contratos de compra e venda de energia elétrica de longo prazo com produtores de energia alternativa, com preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrada dos consumidores finais. Além disso, o Decreto nº 5 025 datado de 30 de março de 2004, que regula a Lei nº 10 438, determina que o PROINFA visa reduzir os gases de efeito estufa conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) nos termos do Protocolo de Quioto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política do “Tipo E-”. Normas legais: ▪ Empresa de Pesquisa Energética (EPE): uma instituição responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico, com o papel de avaliar a segurança do fornecimento de energia elétrica. ▪ Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): uma instituição responsável pela gestão da comercialização de energia elétrica dentro do sistema interligado. Como esse novo marco regulatório foi aprovado em março de 2004,		

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			o PP optou por considerar apenas projetos que estavam operacionais após março 2004. - Preço de Liquidação das Diferenças (PLD): um sistema localizado usado para o preço de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo com base em 4 regiões do Brasil (sul, sudeste/centro-oeste, nordeste e norte). - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): um sistema estabelecido pela ANEEL para determinar a tarifa aplicada à distribuição de eletricidade com base nas 4 regiões do Brasil.		
B.5.46 Quantos projetos não de MDL similares existem na região dentro do escopo?	/1/ /5/	AD	Com base na análise da prática comum realizada no DCP, indica-se que não existem projetos que não sejam do âmbito do MDL similares na região. No entanto, a premissa para excluir projetos similares com base na comparação financeira não está clara.	SE-19	OK
B.5.47 Como foram avaliadas possíveis distinções essenciais entre a atividade do projeto e atividades similares?	/1/ /5/ /70/	AD	Com base na “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”, versão 6.0, as distinções essenciais entre a atividade do projeto e atividades similares foram tratadas através do processo de comparação e eliminação, pela identificação de centrais hidrelétricas relevantes dentro do escopo geográfico, escopo de tecnologia, capacidade da central elétrica e práticas legislativas e regionais comuns. O PP tomou a decisão de não excluir a comparação financeira de outros projetos similares, pois afirma que essa informação financeira não estava acessível.	SE-19	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			Assim, o DCP indica que "como a informação financeira de projetos similares não é acessível para os PPs, esses projetos devem ser excluídos da análise seguindo a ferramenta de adicionalidade". Com base nessa premissa, a DNV solicita esclarecimentos sobre como foi possível determinar quais projetos deveriam ser excluídos se não havia informação financeira que pudesse ser obtida?		
B.5.48 Qual é a conclusão da análise da prática comum?	/1/ /5/	AD	A conclusão da análise da prática comum será confirmada depois da abordagem completa da solução das questões levantadas durante o processo de validação.	SE 17 SE 18 SE 19	OK
Conclusão					
B.5.49 Qual é a conclusão com relação à adicionalidade da atividade do projeto?	/1/	AD	A adicionalidade do projeto será confirmada após a solução das questões levantadas durante o processo de validação.	SAC 3 SAC 4 SAC 5 SAC 6 SAC 7 SE 4 SE 6 SE 7 SE 8 SE 10 SE 11 SE 12 SE 13 SE 14 SE 16 SE 17	OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
					SE-18 SE-19	
B.6 Algoritmos e/ou fórmulas usadas para determinar as reduções de emissões (PVV § 96-100)						
Dados e parâmetros disponíveis na validação e que não são monitorados						
B.6.1	Como foi verificada a capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade de projeto (Cap_{BL}) disponível na validação?	/1/ /69/	AD	De acordo com a ACM0002 “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 13.0.0), a capacidade instalada de uma nova central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto é zero MW. A DNV confirmou essa afirmação na visita ao local que foi realizada na central hidrelétrica de Angelina em 13 de março de 2012.		OK
B.6.2	Como foi verificada a área dos reservatórios únicos ou múltiplos na superfície da água antes da implementação da atividade do projeto (A_{BL}) disponível na validação?	/1/ /69/	AD	De acordo com a “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” ACM0002 (versão 13.0.0), a área dos reservatórios únicos ou múltiplos na superfície da água antes da implementação da atividade do projeto é 0 m ² . A DNV confirmou essa afirmação durante a visita ao local, que foi realizada na central hidrelétrica de Angelina em 13 de março de 2012.		OK
Emissões da linha de base						
B.6.3	Os cálculos estão documentados de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente?	/1/ /69/ /71/	AD	Não, os cálculos documentados no DCP não estão inteiramente transparentes. Durante o cálculo do fator de emissão da margem de construção (BM) no Passo 5 da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, versão 2.2.1, o DCP afirma que a “margem de construção foi	SAC-10 SAC-11	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			calculada seguindo a mesma abordagem descrita acima no passo 4), que é a equação para o fator de emissão de CO₂ da margem de operação simples ajustada no ano y ($EF_{grid,OM-adj,y}$), em vez do fator de emissão de CO₂ da margem de construção apropriado no ano y ($EF_{grid,BM-adj,y}$). A equação e os dados utilizados para calcular o fator de emissão da margem de construção na planilha de RCE estão inativos e fazem referência a uma planilha diferente (“BR EF ex ante 2008 to 2010 - default of factors.xls”), que não está disponível para análise. A DNV solicita a obtenção dessa planilha para avaliação adicional. Além disso, os resultados do FE e as seleções de equação nas Seções A.4.4., B.6.1, B.6.2 e B.6.4 do DCP (versão 1.2) têm como base a opção simples ajustada. Assim, a estimativa anual (37.717 toneladas de CO₂e) e a estimativa total (264.020 toneladas de CO₂e) de reduções de emissões da linha de base e as reduções de emissão totais não estão em conformidade com o método dos dados despachados usado pela AND brasileira, pois, em vez disso, seguem a abordagem ajustada simples. Ao determinar a quantidade de geração de eletricidade líquida que é produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL ($EG_{PJ,y}$), são utilizados os 16,67 MW de energia assegurada autorizados pela ANEEL no DCP (versão 1.2); no entanto, esse valor é diferente do valor utilizado na análise de		

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				investimentos (15,18 MW).		
B.6.4	Foram usadas hipóteses conservadoras no cálculo das emissões da linha de base?	/1/	AD	Sim, foram usadas hipóteses conservadoras no cálculo das emissões da linha de base. Os fatores de emissão médios para a rede interligada nacional foram obtidos pelo PP de relatórios diários (datados de 1 de janeiro de 2008 a 13 de dezembro de 2010), que são emitidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O ONS é a instituição responsável pela operação e gerenciamento de todo o sistema elétrico interligado no Brasil.		OK
B.6.5	As incertezas nas estimativas da emissão da linha de base foram adequadamente abordadas?	/1/	AD	Não, as incertezas nas estimativas da emissão da linha de base não foram adequadamente abordadas. Veja B.6.3.	SAC-2 SAC-9 SAC-10	OK
Emissões do projeto						
B.6.6	Os cálculos estão documentados de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente?	/1/ /2/ /65/ /71/	AD	De acordo com a metodologia ACM0002, os novos projetos de hidrelétricas com reservatórios foram considerados para suas emissões de projeto com base na densidade de potência. A equação da densidade de potência foi devidamente aplicada no DCP; no entanto, o DCP não apresenta cálculos que evidenciem que o projeto Angelina não revelou outras emissões de gases do efeito estufa ocorrendo dentro do limite da atividade de projeto do MDL proposta como resultado da implementação da atividade de projeto proposta, que deve contribuir com mais de 1% da média total de redução de emissões anual esperada. Além disso, a capacidade instalada $Cap_{PJ} = 27,12$ MW usada na equação da densidade de potência se baseou erroneamente na soma das turbinas. Para obter mais detalhes, veja A.2.4.	SAC-1 SAC-2	OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				Em uma nota relacionada, os resultados do FE e as seleções de equação nas Seções A.4.4., B.6.1, B.6.2 e B.6.4 do DCP (versão 1.2) tem erroneamente como base a opção ajustada simples. Assim, a estimativa anual (37.717 toneladas de CO ₂ e) e a estimativa total (264.020 toneladas de CO ₂ e) em reduções de emissões da linha de base e reduções de emissões totais não estão em conformidade com o método dos dados de despacho usado pela AND brasileira. Além disso, os valores calculados na planilha de RCE para os fatores de emissão fazem referência a uma fonte (BR EF ex ante 2008 to 2010 – default ef factors.xls) que não foi fornecida à EOD.		
B.6.7	Foram usadas hipóteses conservadoras para calcular as emissões do projeto?	/1/ /2/	AD	Sim, foram usadas hipóteses conservadoras no cálculo das emissões da linha de base. Os fatores de emissão médios para a rede interligada nacional foram obtidos pelo PP de relatórios diários (datados de 1 de janeiro de 2008 a 13 de dezembro de 2010), que são emitidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O ONS é a instituição responsável pela operação e gerenciamento de todo o sistema elétrico interligado no Brasil.		OK
B.6.8	As incertezas nas estimativas de emissão do projeto foram adequadamente abordadas?	/1/	AD	Não, as incertezas nas estimativas da emissão do projeto não foram devidamente abordadas. Consulte B.6.6.	SAC 1 SAC 2 SAC 3	OK
Fugas						
B.6.9	Os cálculos das fugas estão documentados de acordo com a metodologia aprovada e de maneira completa e transparente?	/1/ /69/	AD	Não se aplica. De acordo com a ACM0002, versão 13.0.0, nenhuma fuga foi considerada na atividade		OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				do projeto.		
B.6.10	Foram usadas hipóteses conservadoras para calcular as emissões das fugas?	/1/ /69/	AD	Não se aplica. De acordo com a ACM0002, versão 13.0.0, nenhuma fuga foi considerada na atividade do projeto.		OK
B.6.11	As incertezas nas estimativas das emissões das fugas são adequadamente abordadas?	/1/ /69/	AD	Não se aplica. De acordo com a ACM0002, versão 13.0.0, nenhuma fuga foi considerada na atividade do projeto.		OK
Reduções de emissões						
B.6.12	Algoritmos e/ou fórmulas usados para determinar as reduções de emissões: - Todas as hipóteses e dados usados pelos participantes do projeto estão listados no DCP e nos documentos relacionados enviados para registro. Os dados estão referenciados adequadamente - Toda a documentação está corretamente citada e interpretada. - Todos os valores usados podem ser considerados razoáveis no contexto da atividade do projeto - A metodologia foi aplicada corretamente para calcular as reduções de emissões e isso pode ser reproduzido pelos dados fornecidos no DCP e pelos arquivos de apoio a serem enviados para registro.	/1/ /68/	AD	De acordo com o “<i>Glossário de termos do MDL</i>”, versão 06.0, o período de obtenção de créditos é definido como "o período em que as reduções de emissões de GEE ou remoções por sumidouros verificadas e certificadas atribuíveis a uma atividade de projeto do MDL ou CPA, conforme o caso, podem resultar na emissão de RCEs, RCEIs ou RCEts, conforme o caso, da atividade de projeto do MDL ou CPA". Nas Seções A.4.4, B.6.4 e C.2.1.1 do DCP (versão 1.2), o ano de 2012 <i>inteiro</i> está informado como o início do período de obtenção de créditos, o que não é possível, dado que o DCP foi redigido em 1 de fevereiro de 2012 e está atualmente em validação. Consulte também B.6.1 – B.6.10.	SAC 1 SAC 2 SAC 3 SAC 10 SE 12	OK
B.7 Plano de monitoramento (VVS § 131-133)						
Dados e parâmetros monitorados						
B.7.1	Os meios de monitoramento descritos no plano atendem às exigências da metodologia?	/1/ /69/ /71/	AD	De acordo com a metodologia ACM002, versão 13.0.0, "os participantes do projeto devem elaborar, como parte do MDL - DCP, uma estimativa das prováveis reduções de emissões para o período de obtenção de créditos proposto. Essa estimativa deve,	SAC 9	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			em princípio, empregar a mesma metodologia selecionada acima. Nos casos em que o fator de emissão da rede ($EF_{CM,grid,y}$) é determinado <i>ex-post</i> durante o monitoramento, os participantes do projeto podem usar modelos ou outras ferramentas para estimar as reduções de emissões antes da validação.” O DCP não apresenta nenhuma indicação ou evidência desse parâmetro.		
B.7.2 O plano de monitoramento contém todos os parâmetros necessários e eles são claramente descritos?	/1/	AD	Veja o tópico B.7.1. Além disso, a capacidade instalada de 27,12 MW indicada na fonte de dados para o parâmetro Cap_{PJ} na Seção B.7.1 tem erroneamente como base a soma das turbinas, o que também está aparente na nota de rodapé 3 da Seção A.2.	SAC-1 SAC-9	OK
B.7.3 Caso os parâmetros sejam medidos, os equipamentos de medição estão descritos? Descrever todos os parâmetros pertinentes.	/1/	AD	Dois medidores de energia especificados pela CCEE são amplamente mencionados no DCP; no entanto, os equipamentos reais não estão descritos em detalhes.	SE-20	OK
B.7.4 Caso os parâmetros sejam medidos, a exatidão das medições é abordada e considerada adequada? Descrever todos os parâmetros pertinentes.	/1/	AD VC	Os seguintes parâmetros que são medidos foram apresentados no DCP: ▪ Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede (EG_y). Um medidor de energia ou controle interno do patrocinador do projeto e recibo de compra de eletricidade ou evidências da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foram indicados como a fonte de dados; no entanto, não está claro por que os procedimentos de medição foram	SE-21	OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				considerados como não aplicáveis. A frequência de monitoramento do medidor deve ser contínua e registrada mensalmente. Os dados serão arquivados em formato eletrônico. A capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (CAP_{PJ}) será monitorada anualmente e os dados também serão arquivados em formato eletrônico e em papel. O DCP declara, de modo geral, a abordagem que planejam usar para monitoramento desses dados, que "se baseia em padrões reconhecidos". São necessários esclarecimentos adicionais sobre esses padrões reconhecidos.		
B.7.5	Caso os parâmetros sejam medidos, as exigências para manutenção e calibração dos equipamentos de medição estão descritas e são consideradas adequadas? Descrever todos os parâmetros pertinentes.	/1/	AD	O DCP menciona de maneira breve e ampla que são necessárias a calibração e a manutenção dos equipamentos de monitoramento; no entanto, não há mais nenhum detalhe a respeito.	SE-20	OK
B.7.6	A frequência de monitoramento é adequada para todos os parâmetros de monitoramento? Descrever todos os parâmetros.	/1/	AD	Consulte B.7.4.	SE-21	OK
B.7.7	A frequência de registro é adequada para todos os parâmetros de monitoramento? Descrever todos os parâmetros.	/1/	AD	Consulte B.7.4.	SE-21	OK
Capacidade dos participantes do projeto de implementar o plano de monitoramento						
B.7.8	Como foi avaliado se as medidas de monitoramento descritas no plano de monitoramento são viáveis no contexto da concepção do projeto?	/1/ /69/	AD	O projeto aplica a metodologia de monitoramento aprovada "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede	SAC-13	OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				a partir de fontes renováveis" ACM0002, versão 13.0.0. No entanto, durante a visita à pequena central hidrelétrica de Angelina, que ocorreu em 13 de março de 2012, foi determinado que a eletricidade gerada pela SE Service Energy passa pela mesma linha de transmissão que a da central hidrelétrica Angelina. Os detalhes exatos referentes a esse esquema não são apresentados no DCP (versão 1.2), nem são fornecidos detalhes sobre como a energia elétrica entre as duas linhas é diferenciada ou dividida durante o processo de monitoramento.		
B.7.9	Estão identificados procedimentos para o manuseio diário dos registros (inclusive quais registros devem ser mantidos, a área de armazenamento dos registros e como processar a documentação do desempenho)?	/1/		Não foi identificado nenhum procedimento para o manuseio diário dos registros, além dos detalhes apresentados em B.7.4.	SE-24	OK
B.7.10	O gerenciamento dos dados e os procedimentos de garantia de qualidade e controle de qualidade são suficientes para assegurar que as reduções de emissões obtidas pelo projeto ou resultantes do projeto possam ser relatadas ex-post e verificadas?	/1/	AD	Não, consulte B.7.1.	SAC-9	OK
B.7.11	Todos os dados monitorados exigidos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou a última emissão de RCEs, para esta atividade do projeto, o que ocorrer por último?	/1/	AD	Sim, o DCP indica que todos os dados monitorados exigidos para a verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o término do período de obtenção de créditos ou a última emissão de RCEs (o que ocorrer por último).		OK
Monitoramento dos indicadores de desenvolvimento sustentável / impactos ambientais						
B.7.12	O monitoramento dos indicadores de desenvolvimento sustentável / impactos ambientais é garantido pela legislação do país anfitrião?	/1/ /8/	AD	Sim, o monitoramento dos indicadores de desenvolvimento sustentável/impactos ambientais é garantido pela legislação brasileira.		OK
B.7.13	O plano de monitoramento abrange a coleta e arquivamento	/1/	AD	Sim, a coleta e o arquivamento de dados relevantes,		OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
dos dados relevantes relativos aos impactos ambientais, sociais e econômicos?			referentes a impactos ambientais, sociais e econômicos, estão claramente documentados e comprovados no DCP; entretanto, estão nas Seções D.1, D.2 e E.1.		
B.7.14 Os indicadores de desenvolvimento sustentável estão alinhados com as prioridades nacionais estabelecidas no país anfitrião?	/1/ /8/	AD	Sim, os indicadores de desenvolvimento sustentável estão alinhados com as prioridades nacionais estabelecidas no país anfitrião.		OK
C DURAÇÃO DA ATIVIDADE DO PROJETO / PERÍODO DE OBTENÇÃO DE CRÉDITOS					
C.1.1 Data de início da atividade do projeto (VVS § 106 & 112, PS § 57-62)					
C.1.2 Como foi determinada a data de início da atividade do projeto? Quais são as datas dos primeiros contratos para a atividade do projeto? Quando ocorreu a primeira atividade de construção?	/1/ /7/ /68/	AD VC	A data de início da atividade do projeto foi declarada como sendo 17 de dezembro de 2007, quando o contrato EPC foi assinado. Isso está em conformidade com a definição de data de início do MDL, como definido no “ <i>Glossário de termos do MDL</i> ”, versão 6.0 onde a data de início é a primeira data na qual o participante do projeto se comprometeu a arcar com despesas relacionadas à implementação ou à construção da atividade do projeto. Entretanto, esta data difere das versões anteriores do DCP.	SAC-12	OK
C.1.3 A vida útil operacional esperada declarada da atividade do projeto é razoável?	/1/	AD	Não. Veja a seção C.1.2.	SAC-12	
C.1.4 A data de início, o tipo (renovável/fixo) e a extensão do período de obtenção de créditos estão claramente definidos e são razoáveis?	/1/	AD	Não. Veja a seção C.1.2.	SAC-12	OK
D IMPACTOS AMBIENTAIS (PVV § 134-137)					
D.1.1 Existe alguma exigência do país anfitrião para um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e, caso afirmativo, existe um EIA aprovado? A aprovação contém alguma condição que	/1/ /76/	AD VC	Sim, existe uma resolução federal: <i>Resolução CONAMA nº 001</i> , de 23 de janeiro de 1986, sobre o Estudo de Impacto Ambiental. Um Estudo de		OK

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
necessita de monitoramento?				Impacto Ambiental (EIA) foi realizado de acordo com as leis e normas brasileiras. A DNV pôde verificar que a atividade do projeto obteve todas as Licenças Ambientais aplicáveis exigidas pela agência ambiental estadual (INEA).		
D.1.2	O projeto atende à legislação ambiental do país anfitrião?	/1/ /8/	AD VC	Sim, o projeto atende à legislação ambiental brasileira. A DNV verificou que as centrais hidrelétricas obtiveram a Licença Ambiental de Operação emitida pela FATMA e são válidas .		OK
D.1.3	O projeto vai gerar efeitos ambientais adversos?	/1/ /8/	AD VC	Não, o projeto não vai gerar efeitos ambientais significativos ou adversos. A DNV verificou que as centrais hidrelétricas obtiveram a Licença Ambiental de Operação emitida pela FATMA e são válidas .		OK
D.1.4	Os impactos ambientais identificados foram abordados na concepção do projeto?	/1//	AD VC	Os participantes do projeto indicam que não existem impactos ambientais associados com a concepção do projeto. Após fazer uma verificação cruzada das informações com a Licença de Operação emitida pela FATMA, a DNV pode confirmar que essa afirmação é válida.		OK
D.1.5	Uma análise dos impactos ambientais da atividade do projeto foi descrita de forma suficiente?	/1/ /8/ /76//	AD VC	Sim, existe uma resolução federal: <i>Resolução CONAMA nº 001</i> , de 23 de janeiro de 1986, sobre o Estudo de Impacto Ambiental. Um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) foi realizado de acordo com as leis e normas brasileiras. A DNV pôde verificar que a atividade do projeto obteve todas as Licenças Ambientais aplicáveis exigidas pela agência ambiental estadual (INEA).		OK
D.1.6	Os impactos ambientais transfronteiriços foram considerados na análise?	/1/ /8/	AD VC	O projeto não apresenta impactos ambientais transfronteiriços negativos significativos, caso contrário, a Licença de Operação emitida pela FATMA nunca teria sido emitida.		OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
E CONSULTA PÚBLICA LOCAL (VVS § 138-140)					
E.1.1 Os atores pertinentes foram consultados?	/1/ /9/	AD VC	Sim, todos os atores pertinentes para a atividade do projeto foram consultados. Nesse caso, as cartas-convite para comentário dos atores foram enviadas aos seguintes agentes, sem que qualquer comentário tenha sido recebido como retorno. ▪ <i>Prefeitura de Angelina e Major Gercino</i> ▪ <i>Câmara Municipal de Angelina e Major Gercino</i> ▪ <i>(Assembleia Municipal de Angelina e Major Gercino)</i> ▪ <i>Secretaria do Meio Ambiente de Angelina e Major Gercino</i> ▪ <i>(Fundação do Meio Ambiente de Angelina e Major Gercino)</i> ▪ <i>Associação de Moradores do Garcia</i> ▪ <i>(Associação Comunitária dos Moradores de Angelina)</i> ▪ <i>Associação dos Moradores de Major Gercino</i> ▪ <i>(Associação Comunitária dos Moradores de Major Gercino)</i> ▪ <i>FEMA – Fundação Estadual do Meio Ambiente de Santa Catarina</i> ▪ <i>(Agência ambiental de Santa Catarina)</i> ▪ <i>Ministério Público de Santa Catarina</i>	SE 23	OK

Questão da lista de verificação	Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
			▪ (Procurador Público para o Interesse Público do Estado de Santa Catarina) ▪ <i>Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente</i> No entanto, não está claro quando as cartas-convite foram enviadas aos agentes supracitados, pois não foi fornecida a data. Além disso, não está claro se o website para consulta do DCP está em português. De 3 de fevereiro de 2012 a 3 de março de 2012, o projeto proposto recebeu dois comentários e eles estão disponíveis na página de publicação do DCP. A DNV verificou que os mesmos comentários foram enviados para outros projetos do MDL propostos, e considera que os comentários não estão relacionados especificamente ao projeto em questão, mas representam questões gerais que devem ser validadas para projetos do MDL propostos. Algumas questões também claramente não são aplicáveis ao projeto em questão, como a questão 3 sobre "Os contratos bilaterais, CCVE com a Índia são os documentos, a EOD deve verificar cuidadosamente", que não é um critério pertinente para esta atividade do projeto específica. As questões levantadas foram suficientemente cobertas no processo de validação. Por exemplo, a questão 6 "Fator de emissão do estado não é calculado e deve ser disponibilizado à EOD para validar claramente esse valor..." é abordada na seção B.6 do DCP hospedado na Web, versão 1.2, datado de 1º de		

Questão da lista de verificação		Ref	MoV	Avaliação da DNV	Concl. Prov.	Concl. Final
				fevereiro de 2012, que demonstra claramente como o fator de emissão foi calculado. Portanto, o parecer da DNV é que todas as questões levantadas foram suficientemente cobertas no processo de validação, como ilustrado pelos dois exemplos acima, e foram abordadas durante o processo de validação como refletido neste relatório de validação e protocolo de validação.		
E.1.2	Os meios de comunicação adequados foram utilizados para solicitar comentários dos atores locais?	/1/	AD	Veja a seção E.1.1.		OK
E.1.3	Se um processo de consulta pública é exigido pelas normas/legislação do país anfitrião, o processo de consulta pública foi realizado de acordo com essas normas/legislação?	/1/	AD	Veja a seção E.1.1.		OK
E.1.4	Foi fornecida uma síntese dos comentários dos atores?	/1/	AD	A ser solicitada durante a validação.		OK
E.1.5	Os comentários recebidos dos atores foram devidamente considerados?	/1/ /9/	AD	Nenhum comentário foi recebido durante o período de consulta pública local. Por outro lado, os dois comentários recebidos durante o período da consulta pública internacional não dizem respeito especificamente à atividade do projeto. Veja a seção E.1.1 para obter mais detalhes.		OK

Tabela 3 Solução das solicitações de ação corretiva e das solicitações de esclarecimento

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
SAC 1 Como estipulado na metodologia ACM0002 “<i>Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis</i>” (versão 13.0.0), a definição da capacidade instalada é “A capacidade instalada de geração de energia de uma unidade geradora é a capacidade expressa em Watts ou em um de seus múltiplos, para a qual a unidade geradora foi projetada para operar em condições nominais. A capacidade instalada de geração de energia de uma unidade geradora é a soma das capacidades instaladas de geração de energia de suas unidades geradoras.” Nas seções A.2, B.6.3 e B.7.1 do DCP (versão 1.2), a capacidade instalada de 27,12 MW está baseada incorretamente na soma das turbinas, o que também é evidente na nota de rodapé 3 da Seção A.2 e na fonte dos dados do parâmetro Cap_{PJ} na Seção B.7.1.	A.2.4 B.6.6 B.6.8 B.6.12 B.7.2	Como exigido pelos comentários da EOD, os participantes do projeto (PPs) revisaram a capacidade instalada da PCH Angelina de 27,12 MW (soma das turbinas instaladas) para 26,30 MW (soma dos geradores). Consulte as seções A.2, B.6.3, B.7.1 e o rodapé da seção A.2 da versão revisada do DCP. Além disso, os PPs revisaram o DCP para considerar a versão mais recente da ACM0002 (versão 13.0.0) e a “Ferramenta combinada para identificar o cenário da linha de base e demonstrar a adicionalidade (comumente denominada ‘Ferramenta combinada’)” (versão 4.0.0). A justificativa para a não utilização da “Ferramenta combinada” e da “Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” foi incluída na nova versão do DCP. A equação 1 e a Tabela 4 do DCP também foram revisadas conforme a última versão da ACM0002.	A DNV avaliou o valor da capacidade instalada de 26,30 MW e considerou os cálculos reproduzíveis e corretos. O valor atualizado agora consiste na soma dos geradores, em vez da soma das turbinas instaladas. Essa revisão agora está refletida em toda a versão revisada do DCP /1/ nas Seções A.2, A.4, B.6.3, B.7.1 e na parte de geração de energia da planilha de RCE atualizada/revisada /2/. A DNV também pode confirmar que a versão revisada do DCP /1/ foi adequadamente atualizada de modo a seguir a versão mais recente da metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) /69/. Portanto, esta SAC foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
SAC 2 Com base na Resolução nº 8, de 26 de maio de 2008, emitida pela Autoridade Nacional Designada (AND) do Brasil e pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (que adota, para fins da atividade de projeto do MDL, um único sistema como definição do sistema elétrico do projeto no Sistema Interligado Nacional (SIN)), os fatores de emissão (FE) regulares em tCO₂ / MWh são calculados para o único sistema e estão disponíveis por mês, dia e hora no website da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima. Isso corresponde à seguinte opção na ferramenta metodológica “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 02.2.1), na qual o “fator de emissão da OM da análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades geradoras da rede que são efetivamente despachadas na margem a cada hora h em que o projeto está deslocando eletricidade da rede.” Por outro lado, os resultados de FE e as seleções de equação nas Seções A.4.4., B.6.1, B.6.2 e B.6.4 do DCP (versão 1.2) se baseiam na opção simples ajustada.	B.6.3. B.6.5 B.6.6 B.6.8 B.6.12	Como apresentado na primeira versão do DCP, o fator de emissão de CO₂ da rede ($EF_{grid,CM,y}$) calculado e considerado pelos PPs está de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1). A “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” afirma: <i>“Se a AND do país anfitrião publicou um delineamento do sistema elétrico do projeto e dos sistemas elétricos interligados, esses delineamentos devem ser usados”.</i> Na realidade, a AND brasileira disponibilizou o delineamento do SIN (Sistema Interligado Nacional) através da publicação da Resolução nº 8, datada de 26 de maio de 2008. Como o projeto Angelina está interligado ao SIN, o delineamento da AND brasileira foi usado pelos PPs e o fator de emissão de CO₂ da rede foi calculado com base nas informações do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) (fonte oficial do dado). Portanto, o fator de emissão de CO₂ da rede usado pelos PPs está de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. As resoluções da AND brasileira estão disponíveis em:	A DNV verificou o delineamento do SIN (Sistema Interligado Nacional) através da publicação da Resolução nº 8, datada de 26 de maio de 2008 /77/. Além disso, a DNV também examinou os dados relevantes fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) /123/. Com base nessa avaliação a DNV pode confirmar que os dados de origem usados nos cálculos do fator de emissão de CO₂ da rede são válidos. A versão revisada do DCP /1/ também foi atualizada de forma clara para especificar que o participante de projeto selecionou a opção Simples ajustada <i>ex-ante</i> para calcular o fator de emissão da OM; portanto, o método da OM da análise dos dados de despacho com base nos dados de despacho da AND brasileira não é aplicável, pois é monitorado <i>ex-post</i>. Isso reforça ainda mais a justificativa da seleção do método da OM simples ajustada para o cálculo da OM, de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1) /71/. Todos os cálculos associados aos fatores de emissão da rede interligada nacional na planilha de RCE, que anteriormente continha referências de equações a uma

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
Assim, a estimativa anual (37.717 toneladas de CO ₂ e) e a estimativa total (264.020 toneladas de CO ₂ e) nas reduções de emissões da linha de base e reduções de emissões totais não estão de acordo com o método usado pela AND brasileira. Além disso, os valores calculados na planilha de RCE para os fatores de emissão fazem referência a uma fonte (BR EF ex ante 2008 to 2010 – default ef factors.xls) que não foi fornecida à EOD.		<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14797.html>. É importante mencionar que os dados fornecidos pela AND brasileira estão baseados no método da OM da análise dos dados de despacho (opção C da ferramenta). Portanto, este número exige o monitoramento anual (período de dados <i>ex-post</i>). Como não existe um método preferencialmente estabelecido na ferramenta, os PPs optaram pelo método de OM simples ajustada com base no período de dados <i>ex-ante</i>. A planilha que contém todos os dados e cálculos de $EF_{grid,CM,y}$ está anexada a esta resposta. Consulte o arquivo "<i>Emission factor of the grid.rar</i>".	fonte que não existia na unidade do computador do PP, estão agora disponíveis para avaliação na forma de uma planilha separada "<i>BR EF ex ante 2008 to 2010-def EF tool 2.2-2011.10.06.xls</i>" /52/. Após avaliar todos esses fatores, a DNV também pode confirmar que a opção simples ajustada para os cálculos do fator de emissão na versão revisada do DCP /1/ assim como a planilha recém-revisada BR EF ex ante 2008 to 2010-def EF tool 2.2-2011.10.06.xls" são válidas /52/. Portanto, esta SAC foi encerrada .
SAC 3 De acordo com o "Glossário de termos do MDL" (versão 06.0), o período de obtenção de créditos é definido como "O período em que as reduções de emissões de GEE verificadas e certificadas por sumidouros atribuíveis a uma atividade de projeto do MDL ou CPA, conforme aplicável, podem resultar na emissão de RCEs, RCEIs ou RCEts, conforme aplicável, decorrentes dessa atividade de projeto do MDL ou CPA". Nas Seções	B.5.49 B.6.8 B.6.12	Os PPs revisaram a data de início do período de obtenção de créditos e alteraram para 1º de janeiro de 2013 (a data prevista de registro do projeto no âmbito do MDL). Consulte a versão revisada do DCP.	Com base na avaliação da data de início do período de obtenção de créditos revisada de 1 de janeiro de 2013 (ou data de registro; o que ocorrer por último), a DNV pode agora confirmar que a versão revisada do DCP /1/ não tem mais uma data de início de créditos que seja anterior à data original em que o DCP foi redigido (1 de fevereiro de 2012). A data revisada de 1 de janeiro de 2013 também permite um período completo e válido de 12 meses durante o primeiro ano do

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
A.4.4, B.6.4 e C.2.1.1 do DCP (versão 1.2), o ano de 2012 <i>inteiro</i> está informado como o início do período de obtenção de créditos, o que não é possível, dado que o DCP foi redigido em 1 de fevereiro de 2012 e está atualmente em validação.			período de obtenção de créditos. Portanto, esta SAC foi encerrada.
SAC 4 Como estipulado no parágrafo 7 do Padrão de Validação e Verificação (versão 2.0), as informações sobre emissões de gases de efeito estufa que ocorrem dentro do limite da atividade de projeto do MDL proposta como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL proposta, das quais se espera mais de 1% de contribuição na média anual das reduções de emissões totais esperadas, não são abordadas. Não está claro se as emissões de gases de efeito estufa que ocorrem na atividade do projeto Angelina, resultantes da média anual esperada de redução de emissões contribuem para mais de 1% da média anual de reduções de emissões. Dependendo dos resultados, a exclusão do uso da “Ferramenta para calcular as emissões de CO ₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” (versão 2.0.1) nas seções B.1,	B.3.3 B.5.49	Os participantes do projeto esclarecem que haverá dois geradores a diesel localizados na PCH Angelina. Para demonstrar que as emissões decorrentes da operação dos geradores a diesel não ultrapassarão 1% da média geral esperada das reduções de emissões, considerou-se a eletricidade anual máxima gerada pelos geradores, de acordo com a potência nominal especificada na etiqueta dos equipamentos, como verificado durante a visita ao local e no documento fornecido pelos participantes do projeto. A emissão total relacionada aos geradores a diesel é de 262 tCO ₂ ao ano, o que corresponde a 0,95% da média anual geral esperada de reduções de emissões. Portanto, ela não será levada em consideração e o uso da “Ferramenta para calcular as emissões de CO ₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis” permanece não aplicável a esta atividade do projeto.	A DNV examinou a planilha de emissões do gerador preparada pelos PPs e confirmou todos os cálculos /53/ com as fontes e documentos associados “Perkins_25_750kVA_low.pdf” /54/ e “PROPOSTA LUMBRAS PCH ANGELINA.pdf” /55/. Com base nessa avaliação, a DNV pode confirmar que o total de emissões de GEE dos geradores a diesel com capacidade de 0,112 MW (e em operação 8 760 horas por ano) na PCH Angelina é de 264 toneladas de CO ₂ , que não ultrapassa 1% do total médio anual esperado de reduções de emissões /53/. Portanto, esta SAC foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
B.6.1 e B.6.2. pode ser incorreta.		Todos os documentos e cálculos das emissões esperadas dos três geradores são apresentados no arquivo “ <i>Diesel generators.rar</i> ” anexo a esta resposta.	
SAC 5 Como estipulado pelas “<i>Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos</i>” (versão 05), os cálculos do “Valor Presente Líquido (VPL) ou da Taxa Interna de Retorno (TIR) são projetados para calcular o retorno sobre o custo de investimento, nos casos em que as despesas de capital não foram totalmente desvalorizadas isso deve ser refletido como uma entrada de caixa. Não aplicar um valor residual significa que o projeto deve repagar o valor total das despesas de capital antes de o valor dessa despesa ser consumido.” Como indicado na seção B.5 do DCP (versão 1.2), o imposto de renda usado no cálculo do CMPC não leva em consideração a depreciação, pois se baseia no sistema de lucro presumido. Todavia, nenhuma indicação de depreciação, valor residual ou capital de giro foi levada em consideração para a atividade do projeto no final do período de avaliação. Não se sabe se o valor residual será zero no final da atividade do projeto ou se todos os fatores	B.5.17 B.5.19 B.5.49	De acordo com as “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” parágrafo 3, “<i>o período de avaliação não deve ser limitado ao período de obtenção de créditos proposto da atividade de projeto do MDL. (...) os cálculos (...) da TIR do projeto devem, de preferência, refletir o período de operação esperada da atividade do projeto subjacente (vida útil técnica) ou, se for escolhido um período menor, incluir o valor justo dos ativos da atividade do projeto no final do período de avaliação. Em geral, um período mínimo de 10 anos e máximo de 20 anos será apropriado</i>”. Considerando as informações disponíveis nas <i>Diretrizes</i>, os participantes do projeto optaram por escolher uma avaliação de período de 20 anos da atividade do projeto. Portanto, o valor justo dos ativos da atividade do projeto foi incluído no final do fluxo de caixa do projeto. Consulte a versão revisada da planilha de fluxo de caixa anexada a esta resposta.	A DNV avaliou a planilha revisada de fluxo de caixa /4/ com o auxílio de um especialista financeiro independente /98/ e pode confirmar que o valor justo dos ativos foi incluído no final do período de avaliação como uma entrada de caixa e também foi calculado corretamente de acordo com as normas contábeis locais brasileiras (IN SRF no. 162, datada de 31 de dezembro de 1998) /128/. O valor justo no final do período de avaliação também inclui a taxa de depreciação das turbinas (2,5%), linha de transmissão (3,3%), que se baseiam legitimamente na Resolução ANEEL nº 002, de 24 de dezembro de 1997 /129/. Para ser mais conservador, o CAPEX não foi incluído na análise de investimentos. Portanto, esta SAC foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
supracitados foram considerados nos cálculos da TIR.			
SAC 6 A equação do CMPC na seção B.5 do DCP (versão 1.2) usa corretamente a equação, $CMPC = Wd \times Kd + We \times Ke$ de acordo com as “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” (versão 05). No entanto, o valor de 50% usado para Wd e We (respectivamente, o valor ponderado da dívida e o valor ponderado do capital próprio) é inconsistente ou está incorreto, comparado a taxa de financiamento histórica identificada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).	B.5.14 B.5.49	Como identificado pelos participantes do projeto, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) apresenta as informações relacionadas à estrutura financeira típica de dívida/capital próprio aplicável a itens financiáveis. Em geral, para projetos de geração de energia alternativa, o BNDES financia até 80% dos itens financiáveis. Considerando o investimento total necessário para construir uma planta, é possível considerar que aproximadamente 70% do projeto são financiados. Portanto, essa porcentagem de 70% corresponde à razão Dívida/Capital Próprio inicial das empresas de geração de energia, que é a porção desembolsada pelo banco para o investidor e paga no início do projeto. No entanto, para o cálculo do CMPC deve ser considerada a estrutura de Dívida/Capital Próprio de longo prazo, que considera não somente a razão dívida/capital próprio no início do projeto, mas também como essa estrutura deve variar durante o projeto. Como consequência do uso da estrutura de dívida/capital próprio de longo prazo, a	Com o auxílio de um especialista financeiro independente /100/, a DNV avaliou a planilha do CMPC (versão 2.0) /3/ e confirmou que o cálculo do CMPC e CAPM segue os princípios contábeis padrão com base em hipóteses razoáveis e conservadoras /57/. As verificações cruzadas das informações com o Relatório Anual do BNDES de 2006 (os dados mais recentes disponíveis no momento do investimento) confirmam que a dívida específica (Wd) de 63,74% e capital próprio específico (We) de 36,26% estão corretos, em vez da estrutura de dívida/capital próprio de longo prazo anterior de 50%. Como o projeto está no regime de lucro presumido, a tributação de toda a receita permanecerá sempre fixa; assim, alterações nas despesas ou nos juros a pagar não afetarão a tributação do projeto e, portanto, a TIR. Portanto, esta SAC foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
		proporção de 70% diminui com a duração do projeto. Em geral, o investidor tem um período de carência antes de começar a pagar a amortização e, ao mesmo tempo, recebe todo o financiamento do <i>BNDES</i> no início do projeto. Pelo tempo restante, o investidor não recebe financiamento adicional (a proporção de dívida diminui), ao mesmo tempo o investidor começa a pagar a amortização do financiamento com seu capital próprio (a proporção de capital próprio aumenta), aumentando a razão entre Capital Próprio/Dívida, até que não haja nenhuma dívida no 16º ano do período de financiamento do <i>BNDES</i>. Essa explicação é ilustrada usando um exemplo hipotético apresentado no arquivo anexo “50_50_table.xls”. Apesar da explicação fornecida acima, essas informações não estão prontamente disponíveis para projetos similares em desenvolvimento no Brasil. A estrutura financeira típica de dívida/capital próprio, como relatada pelo <i>BNDES</i> e aplicada pelos participantes do projeto foi considerada como sendo de 63,74/36,26, como declarado no Relatório Anual do <i>BNDES</i> com base nos dados de 2006. Além disso, as “Diretrizes para a	

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
		<i>avaliação da análise de investimentos</i> ” em seu parágrafo 18 afirmam que “(...) a estrutura financeira típica de dívida/capital próprio observada no setor do país deve ser usada (...) se a informação estiver prontamente disponível (...)” Portanto, considerando as informações acima, os participantes do projeto revisaram o cálculo do CMPC. Consulte a versão revisada da planilha do CMPC.	
SAC 7 De acordo com as “Diretrizes para a análise de investimentos” (versão 05), é necessário avaliar se os resultados podem ser reproduzidos e se existem variáveis abaixo de 20% das receitas/custos durante o período de operação.” Além disso, também afirmam que “o objetivo inicial de uma análise de sensibilidade é determinar em que cenários a atividade do projeto ultrapassa o benchmark ou fica mais favorável que a alternativa”. Não há indicação clara ou evidência apresentada no DCP que confirme que esses parâmetros-chave contribuem com mais de 20% das receitas/custos durante a operação ou implementação e quais fatores compõem esses parâmetros.	B.5.27 B.5.49	A análise de sensibilidade realizada pelos PPs e apresentada no DCP foi aplicada para a variação do investimento total, total de custos operacionais, preço da energia e fator de capacidade da planta/geração de eletricidade, independentemente de esses parâmetros representarem mais de 20% das receitas/custos do projeto. Portanto, no entendimento dos PPs, a análise de sensibilidade realizada no DCP foi muito conservadora.	A DNV avaliou o DCP revisado /1/ e está claramente afirmado que os parâmetros escolhidos para a análise de sensibilidade contribuem com mais de 20% das receitas e/ou custos do projeto. Portanto, esta SAC foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
SAC 8 Com base no parágrafo 21 das “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos”, (versão 05), o DCP afirma que uma faixa entre +10% e -10% foi usada durante a análise de sensibilidade. Embora este seja o ponto de partida geral citado na diretriz, não está claro se essa é a faixa mais razoável considerando o contexto do projeto. Com relação a esse assunto, as “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” (versão 05) também afirmam que “nos casos em que um cenário resultar na atividade do projeto ultrapassando o benchmark ou se tornando a alternativa mais atraente do ponto de vista financeiro, a EOD deverá fornecer uma avaliação da probabilidade da ocorrência desse cenário, em comparação com a probabilidade das hipóteses na análise de investimentos apresentada, levando em conta as correlações entre as variáveis, assim como o contexto socioeconômico e político específico da atividade do projeto”. Não há qualquer indicação, evidência ou justificativa de que houve variação dos parâmetros de forma a atingir o benchmark ou da inclusão de	B.5.28 B.5.29	No entendimento dos PPs, não há orientação, diretriz, procedimento ou norma que exija a avaliação da análise de sensibilidade por meio da variação das principais receitas/custos do projeto até a TIR atingir ou ultrapassar o benchmark. Como apresentado na primeira versão do DCP, foi considerada uma variação de +/- 10% na análise de sensibilidade, conforme exigido pelas “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” (parágrafo 21). Embora não exista nenhuma exigência de realização de uma análise de sensibilidade até a TIR atingir ou ultrapassar o benchmark e a variação de 10% nas receitas/custos do projeto já ter sido considerada no DCP, os PPs incluíram uma análise variando os parâmetros até a TIR atingir o benchmark. Além disso, a probabilidade de ocorrência desses cenários também foi discutida e incluída no DCP. Consulte a versão revisada do DCP.	O DCP revisado /1/ agora reflete os resultados da análise de sensibilidade, na qual houve a variação dos seguintes parâmetros para atingir o benchmark (15,53%) e uma análise de probabilidade desses cenários foi explicada em detalhes: • Aumento na geração de eletricidade • Aumento na tarifa de eletricidade • Redução dos custos operacionais • Redução do investimento do projeto A DNV avaliou estas atualizações no DCP revisado /1/ e pode confirmar que as justificativas são válidas. O DCP também foi atualizado de forma clara para especificar que o participante de projeto selecionou a opção simples ajustada <i>ex-ante</i> para calcular o fator de emissão da OM; portanto, o método da OM da análise dos dados de despacho com base nos dados de despacho da AND brasileira não é aplicável, pois é monitorado <i>ex-post</i>. Isso reforça ainda mais a justificativa da seleção do método da OM simples ajustada para o cálculo da OM, de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1) /73/.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
qualquer cobertura com relação à probabilidade de os parâmetros atingirem o benchmark.			Portanto, esta SAC foi encerrada.
SAC 9 De acordo com a metodologia ACM0002 “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 13.0.0), “os participantes do projeto devem preparar como parte do MDL - DCP uma estimativa das reduções de emissões prováveis para o período de obtenção de créditos proposto. Quando o fator de emissão da rede ($EF_{CM,grid,y}$) é determinado <i>ex-post</i> durante o monitoramento, os participantes do projeto podem usar modelos ou outras ferramentas para estimar as reduções de emissões antes da validação.” Na seção B.6 do DCP (versão 1.2), a seguinte afirmação foi escrita para determinar a margem de operação (OM): “A análise dos dados de despacho é uma opção disponível para o cálculo da margem de operação, entretanto, é aplicável somente ao período <i>ex-post</i>.” Com base na SAC 2, essa afirmação está incorreta, pois o fator de emissão (FE) do projeto Angelina será monitorado anualmente	B.7.1 B.7.2 B.7.10	Consulte a resposta dos PPs na SAC 2. Os PPs esclarecem que a opção aplicada para calcular o fator de emissão ($EF_{CM,grid,y}$) é o período de dados <i>ex-ante</i>. Portanto, a afirmação “a análise dos dados de despacho é uma opção disponível para o cálculo da margem de operação, entretanto, é aplicável somente ao período <i>ex-post</i>” está correta. Além disso, os PPs incluíram na Seção B.6.2 - “Dados e parâmetros disponíveis na validação” o fator de emissão de CO₂ da margem de operação ($EF_{grid,OM-adj,y}$), o fator de emissão de CO₂ da margem de construção ($EF_{BM,2010}$) e o fator de emissão de CO₂ da margem combinada ($EF_{CM,grid,y}$). Consulte a versão revisada do DCP.	O DCP revisado foi atualizado de forma clara para especificar que o participante de projeto selecionou a opção simples ajustada <i>ex-ante</i> para calcular o fator de emissão da OM; portanto, o método da OM da análise dos dados de despacho com base nos dados de despacho da AND brasileira não é aplicável, pois é monitorado <i>ex-post</i>. Isso reforça ainda mais a justificativa da seleção do método da OM simples ajustada para o cálculo da OM, de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 2.2.1) /73/. Portanto, esta SAC foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
com base nos dados de despacho obtidos do Sistema Interligado Nacional (SIN). Não está claro se os fatores de emissão serão monitorados ex-ante ou ex-post. Essa questão também não está refletida na tabela B.6.2 sobre dados e parâmetros disponíveis na validação e na tabela B.7.1 sobre dados e parâmetros monitorados.			
SAC 10 Como afirmado na “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ” (versão 2.2.1), o Passo 4 da determinação da linha de base consiste no cálculo do fator de emissão da margem de operação. Enquanto isso, o Passo 5 envolve o cálculo do fator de emissão da margem de construção (BM). Os cálculos da margem de construção documentados na seção B.6.1 do DCP (versão 1.2) usam incorretamente a mesma abordagem para o Passo 4 no Passo 5 com base na seguinte afirmação: “a margem de construção foi calculada seguindo a mesma abordagem descrita acima no passo 4”, que é o método usado para o fator de emissão de CO ₂ da margem de operação simples ajustada no ano y ($EF_{grid,OM-adj,y}$) em vez do fator de emissão de CO ₂ da margem de	B.6.3. B.6.5 B.6.12	O DCP foi revisado e a descrição detalhada do cálculo do fator de emissão de CO ₂ da margem de construção foi incluída na Seção B.6.3. Consulte a versão revisada do DCP.	A DNV avaliou a descrição e o cálculo <i>ex-ante</i> do fator de emissão de CO ₂ da BM foi adicionado ao DCP revisado /1/. O passo 5 da Seção B.6.3 agora inclui referências adequadas à abordagem correta para a determinação do fator de emissão da BM, usando um grupo de amostra de cinco unidades geradoras, a partir das informações consolidadas mais recentes, construídas no momento do envio à EOD da solicitação de renovação do período de obtenção de créditos, de acordo com a “ <i>Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico</i> ” (versão 2.2.1) /73/. Isso também está refletido de forma consistente na versão revisada da planilha de RCEs /2/. Portanto, esta SAC foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
construção apropriado no ano y ($EF_{grid,BM-adj,y}$).			
SAC 11 Na seção B.6.1 do DCP (versão 1.2), o valor de 16,67 MW de energia assegurada, autorizado pela ANEEL, é usado no cálculo das RCEs; entretanto, esse valor difere do usado na análise de investimentos (15,18 MW).	B.6.3.	Resolução ANEEL nº 447 de 2 de setembro de 2003 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003447.pdf) estabelece 15,18 MW_{méd} de energia assegurada do projeto, considerando a capacidade instalada de 25 MW do projeto Angelina. Entretanto, o layout do projeto foi revisado considerando a capacidade instalada de 26,30 MW e 16,64 MW_{méd} de energia assegurada, como apresentado no <i>Projeto Básico Otimizado</i> (revisado), preparado pela Engevix em agosto de 2006 (veja o arquivo anexo “<i>Angelina_Projeto Básico.doc</i>”). Esse novo layout foi enviado à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e aprovado pelo Despacho ANEEL nº 3.470, de 23 de novembro de 2007. (http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20073470.pdf). A data da decisão de investimento/data de início do projeto é 17 de dezembro de 2007, o patrocinador do projeto aplicou a energia assegurada apresentada no Projeto Básico Otimizado, ou seja, 16,64 MW_{méd}. Portanto, o cálculo da TIR foi revisado considerando 16,64 MW_{méd} de energia	A DNV avaliou os 16,64 MW_{méd} de energia assegurada, usados para calcular a energia gerada pela planta e pode confirmar que o valor está consistentemente refletido na análise de investimentos. A verificação cruzada do Projeto Básico Otimizado (revisado) preparado pela Engevix em agosto de 2006 /113/ e do Despacho da ANEEL nº 3 470 de 23 de novembro de 2007 /10/ confirmam que o valor de 16,64 MW_{méd} de energia assegurada é válido. Também foi claramente observado que o valor real de 16,67 MW_{méd} de energia assegurada identificado no website da ANEEL foi aplicado nos cálculos da RCE /52/ /2/ e da análise de sensibilidade /60/ da atividade do projeto, enquanto que o valor de 16,64 MW_{méd} de energia assegurada considerado no momento da decisão de investimento foi usado no cálculo da TIR. Portanto, esta SAC foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
		assegurada. Os 16.67 MW _{méd} de energia assegurada especificados no website da ANEEL foram aplicados no cálculo das RCEs e na análise de sensibilidade da atividade do projeto. Consulte a versão revisada da planilha de fluxo de caixa de <i>Angelina</i> e o fluxo de caixa na Análise de Sensibilidade para ter acesso às informações fornecidas.	
SAC 12 Como definido pelo “Glossário de termos do MDL” (versão 06.0) a data de início de uma atividade de projeto é definida como “a primeira data em que tem início a implementação ou construção ou medida real de uma atividade de projeto do MDL ou PoA”. Nas Seções B.5 e C.1.1 do DCP (versão 1.2), 17/12/2007 foi indicada como a data de início, pois foi a data de assinatura do contrato EPC. Entretanto, nas duas versões anteriores dos DCPs publicados, as datas de início são diferentes e estão inconsistentes. A data de início do DCP redigido em 19/10/2007 indica uma data de início de 01/09/2007; enquanto o DCP redigido em 12/02/2008 indica uma data de início de 20/09/2007. Não foi fornecida nenhuma explicação nem esclarecimento	C.1.2 C.1.3 C.1.4	Os PPs esclarecem que o contrato EPC foi assinado em 17 de dezembro de 2007, como verificado no arquivo anexo “<i>EPC Contract.pdf</i>”. Na verdade, as duas versões do DCP datadas de 19/10/2007 (considerando a ACM0002 versão 6) e 12/02/2008 (considerando a ACM0002 versão 7) apresentam datas diferentes de início do projeto/decisão de investimento. Entretanto, os PPs chamam a atenção para o fato de que, nesse momento, essas versões do DCP não tinham sido validadas. A versão mais recente do DCP enviada ao CE, datada de 24/11/2008, durante a primeira solicitação de registro do projeto, apresenta a data correta de início do projeto/decisão de investimento de <i>Angelina</i>, ou seja, 17/12/2007. Este DCP está disponível em: http://cdm.unfccc.int/filestorage/L/V/W/LVW7SJGM1UNO20B8XTIERDZCYQKF	A DNV analisou em detalhes as duas versões do DCP, datadas de 19 de outubro de 2007 e 2 de dezembro de 2008, e reconhece que elas nunca foram submetidas ao processo de validação do MDL e que são separadas do DCP que foi publicado duas vezes no website e finalmente retirado pela SGS. Portanto, essas datas diferentes para data de início da atividade do projeto podem ser ignoradas. A DNV avaliou o DCP anterior, datado de 24 de novembro de 2008, que foi enviado ao CE e o DCP revisado /1/ juntamente com o contrato EPC /7/ e pode considerar que a data de início de 17 de dezembro de 2007 é válida. Portanto, esta SAC foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
sobre essas diferenças.		65/PDD%20Version%203.1?t=cXd8bTFjdWd3fDCjme0FuvMF_yu2FgIolWYZ.	
SAC 13 Durante a visita ao local da pequena central hidrelétrica de Angelina, que ocorreu em 13 de março de 2012, foi determinado que a eletricidade gerada da Service Energy S.A. passa pela mesma linha de transmissão da central hidrelétrica de Angelina. Os detalhes exatos desse esquema não são apresentados no DCP (versão 1.2), nem são fornecidos detalhes sobre como a energia entre as duas linhas é diferenciada ou dividida.	B.7.8	Foram incluídas no DCP as informações referentes ao compartilhamento da linha de transmissão entre a <i>Lumbrás Energética</i> e a <i>Service Energy</i> e a como a eletricidade é dividida entre as empresas. Consulte a versão revisada do DCP. E também, anexos a esta resposta, estão os arquivos “ <i>Documentos monitoramento.rar</i> ” e “ <i>Termo de Compartilhamento LT.pdf</i> ” que apresentam informações adicionais relacionadas à PCH <i>Angelina</i> .	A DNV pode confirmar que a indicação e detalhes pertinentes à linha de transmissão compartilhada entre a Lumbrás Energética e a Service Energy agora estão incluídos no DCP revisado /1/. As informações sobre como a eletricidade gerada é dividida entre as duas empresas também foram descritas pelo participante do projeto, com o apoio adicional de evidências complementares do “Termo de Acordo para o uso compartilhado da linha de transmissão e baia de conexão” entre a Lumbrás Energética e a Service Energy /61/ e do diagrama de transmissão da Service Energy / Angelina /46/. Além das descrições dos medidores, dos processos de monitoramento e calibração descritos na seção 4.10.2 do relatório para assegurar que a geração de eletricidade da PCH Angelina seja separada das quatro outras PCHs que compartilham a mesma linha de transmissão para a subestação Tijucas, o sistema de medição na PCH Angelina também inclui uma infraestrutura de comunicação de dados e um sistema de coleta de dados denominado Plataforma Integrada de

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
			Medição (PIM). O sistema PIM é um sistema computadorizado que coleta, valida e consolida os dados obtidos da medição para faturamento. Esses dados são medidos em tempo real e enviados à CCEE diariamente, onde relatórios oficiais dos dados medidos são gerados e disponibilizados ao público /123/. Portanto, esta SAC foi encerrada.
SE 1 De acordo com as “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto” (versão 01.0) do CE, uma breve descrição da seguinte exigência deve ser incluída na atividade do projeto: “O cenário existente antes da implementação da atividade do projeto incluindo, onde aplicável, o tipo de instalação em que a atividade do projeto ocorrerá ou que substituirá (p.ex., usina de açúcar, suinocultura, fundição de ferro etc.).” Embora seja mencionado na Seção A.2 do DCP (versão 1.2) que o cenário da linha de base é o cenário sem a atividade do projeto, ela não afirma claramente a origem da geração de eletricidade responsável pelas emissões de combustíveis fósseis que teriam ocorrido de outro modo na ausência da	A.2.4	A seção A.2 foi revisada de acordo com as exigências das “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto”. Consulte a versão revisada do DCP.	A DNV avaliou o DCP revisado /1/ e pode confirmar que o cenário em que não havia uma pequena central hidrelétrica em operação antes da implementação do projeto agora foi incluído, de acordo com as “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto” (versão 01.0) /75/. Portanto, esta SE foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
atividade do projeto.			
SE 2 A fonte das portarias 3.470 e 3.704 emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) citadas nas Seções A.2 e A.4.1.4 do DCP (versão 1.2) não eram claramente rastreáveis a partir da nota de rodapé.	A.2.4 A.5.1	Os PPs revisaram a referência apresentada na nota de rodapé das seções A.2 e A.4.1.4. Consulte a segunda versão do DCP. Além disso, a portaria no. 3.704 foi erroneamente citada na nota de rodapé da seção A.2 como o início de operação da PCH <i>Angelina</i> . A nota de rodapé foi revisada e a portaria correta foi incluída na versão revisada do DCP.	A DNV avaliou a referência revisada da Portaria ANEEL nº 3.704 /31/ e pode confirmar que agora ela está citada corretamente no DCP /1/. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 3 Não está claro se a comprovação da corporação, identidade pessoal, documentação autenticada ou declaração de modalidades de comunicação (MoC) de todos os participantes do projeto está disponível para validação. A DNV solicita o envio dessas informações pelo PP.	A.4.1 A.4.2	A MoC assinada pelos participantes do projeto <i>Angelina</i> foi enviada.	A DNV realizou uma auditoria na declaração de Modalidades de Comunicação (MoC) enviada pelos participantes do projeto de acordo com o parágrafo 54 do PVV. A DNV pôde confirmar as informações contidas na MoC e que a MoC está de acordo com todos os formulários e exigências relevantes. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 4 A emissão da Licença de Construção, versão devidamente assinada do formulário de Engenharia, Suprimento e Construção (EPC), Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) assinado, contrato financeiro assinado, planilha de comissionamento, evidência	B.5.3 B.5.48	Como solicitado os participantes do projeto apresentaram a documentação mencionada na seção B.5 do DCP. Consulte o arquivo “CL4.rar” para acessar todos os documentos.	O participante do projeto forneceu a documentação solicitada para a licença de instalação /24/, EPC /7/, CCVEs /16/ /17/ /18/ /19/ /20/ /21/, contrato financeiro /22/ e comissionamento /23/ da central hidrelétrica de <i>Angelina</i> , confirmando a validade das datas listadas na Seção B.5 da versão revisada do DCP

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
das operações comerciais de todas as unidades geradoras relacionadas na linha do tempo do projeto (Tabela 5) da Seção B.5 do DCP (versão 1.2) não foram fornecidas.			/1/. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 5 Embora seja claramente afirmado e evidenciado na Seção B.5 do DCP (versão 1.2) que o contrato EPC foi assinado em 17 de dezembro de 2007, não existe indicação de quando o projeto começou a ser construído. De acordo com o parágrafo 13 das “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto” (versão 01.0), as “Informações usadas para: (a) demonstrar adicionalidade; (b) descrever a aplicação da(s) metodologia(s) selecionada(s); e (c) apoiar o estudo de impacto ambiental; não são consideradas exclusivas nem confidenciais. Os dados, valores e fórmulas incluídos em planilhas eletrônicas fornecidas devem ser acessíveis e verificáveis.”	B.5.3	De fato, todos os dados considerados para a aplicação da metodologia selecionada, demonstração da adicionalidade e os impactos ambientais do projeto Angelina são acessíveis e verificáveis. Todas as evidências documentadas relacionadas às questões acima mencionadas e relacionadas às informações apresentadas no DCP foram apresentadas à EOD durante a visita ao local ou estão anexadas a esta resposta. Com relação à data de início da construção da PCH <i>Angelina</i> , os participantes do projeto apresentaram o cronograma desenvolvido pela ANEEL, que informa que a construção da PCH <i>Angelina</i> iniciou em 1º de agosto de 2008. Consulte o arquivo “Cronograma PCHs_ANEEL_Construction starting date.xls” na planilha “PCH spreadsheet” para acessar as informações referentes ao início da construção do projeto <i>Angelina</i> .	A DNV avaliou o DCP revisado /1/ e evidências complementares que consistem na seguinte documentação fornecida pelo participante do projeto: “Monitoramento de pequenas centrais hidrelétricas com Licença de Instalação” /25/ e “Licença Ambiental de Construção/Instalação” /24/. Com base nessas informações, a DNV pode confirmar que a data de início de construção de 1 de agosto de 2008 é válida e está suficientemente documentada no DCP revisado /58/. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 6 A linha do tempo do projeto (Tabela 5) na Seção B.5 do DCP (versão 1.2)	B.5.3 B.5.8 B.5.48	Na verdade, a emissão da Licença de Operação (27 de novembro de 2009) ocorreu antes do início da operação do	A DNV avaliou a Seção B.5 do DCP revisado /1/ e pode confirmar que a data de emissão da Licença de Operação (27

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
apresenta a data da operação comercial (30 de setembro de 2010) antes da data de emissão da Licença de Operação (27 de novembro de 2009), embora a data desta última ação seja anterior à primeira. Portanto, não está claro se a emissão da licença de operação ocorreu realmente após a data de início da operação comercial (todas as unidades geradoras).		projeto (30 de setembro de 2010). A primeira, segunda e terceira unidades geradoras entraram em operação comercial em 16/03/2010, 02/03/2010 e 30/09/2010, respectivamente. Consulte a versão revisada do DCP e o arquivo anexo “ <i>Angelina_Operação Comercial.rar</i> ” para verificar o início da operação comercial da PCH <i>Angelina</i> .	de novembro de 2009) agora antecede corretamente a data de operação comercial (30 de setembro de 2010). A validade da sequência em que a licença de operação ocorreu após a operação comercial de todas as unidades geradoras foi verificada por meio da avaliação das portarias da ANEEL da operação comercial dos três geradores na PCH <i>Angelina</i> . Portaria ANEEL nº 633 emitida em 15 de março de 2010 para a unidade geradora 1 /13/, Portaria ANEEL nº 485 emitida em 1º de março de 2010 para a unidade geradora 2 /14/, Portaria ANEEL nº 2 868 emitida em 29 de setembro de 2010 para a unidade geradora 3 /15/. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 7 Como afirmado nas “Diretrizes para a demonstração e avaliação da consideração anterior do MDL” versão 4.0.0 para projetos com data de início anterior a 02 de agosto de 2012, é preciso apresentar a indicação e evidência de ações <i>contínuas</i> e reais para assegurar o status de MDL para o projeto em paralelo com sua implementação. A Tabela 6 apresentou evidência válida e completa – “Histórico do processo de	B.5.10 B.5.48	Considerando os comentários da EOD, os PPs incluíram na Seção B.5 (tabela 6), as informações sobre a ação contínua e real para garantir o status de MDL da atividade de projeto proposta entre 3 de agosto de 2009 e 15 de fevereiro de 2012. Consulte a tabela 6 da versão revisada do DCP. Além disso, encontra-se anexo o arquivo “ <i>Continuous action.rar</i> ” que apresenta as evidências mencionadas no DCP.	A DNV avaliou a Seção B.5 do DCP revisado /1/ juntamente com a evidência complementar fornecida no arquivo “ Continuous action.rar ” /28/ /29/ /30/ /32/ /33/ /34/ /35/ /36/ /37/ /38/ /39/ /40/ /41/ /42/ /43/ /44/ e pode confirmar que detalhes válidos e suficientes foram claramente apresentados para demonstrar a consideração contínua do MDL no período de 3 de agosto de 2009 (quando o registro do projeto foi retirado) a 27 de maio de 2011 (quando a proposta de

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
MDL da atividade do projeto de Angelina” da Seção B.5 do DCP (versão 1.2) com relação à consideração anterior do MDL; entretanto, a linha do tempo não confirma que foi adotada uma ação <i>contínua</i> em paralelo com a implementação para assegurar o status de MDL depois de 03/08/2009. Não foram apresentadas indicações ou evidências para demonstrar a consideração contínua do MDL no período de 3 de agosto de 2009 (quando o registro do projeto foi retirado) a 27 de maio de 2011 (quando a proposta de serviços de validação do MDL foi emitida pela DNV para a Lumbrás Energética).			serviços de validação do MDL foi emitida pela DNV para a Lumbrás Energética). Os detalhes pertinentes a essas ações contínuas podem ser referenciados na Seção 4.6.1 do relatório de validação final. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 8 Na Seção B.5 do DCP (versão 1.2), é afirmado que “o DCP do projeto foi publicado para consulta pública internacional no período de 2 de novembro de 2007 a 1 de dezembro de 2007, considerando a ACM0002 (versão 6) e, depois, de 16 de fevereiro de 2008 a 16 de março de 2008 considerando a ACM0002 (versão 7). Portanto, a publicação do DCP para o processo de comentário público internacional é anterior à data de início do projeto.”	B.5.5 B.5.48	Os PPs esclarecem que, no momento da primeira consulta pública internacional, que ocorreu em 2 de novembro de 2007, as regras do MDL não deixavam claro se o processo de comentário público internacional deveria ser reiniciado quando a metodologia aplicada apresentasse uma versão atualizada. Portanto, a EOD responsável pelo primeiro processo de validação publicou novamente o DCP no website da UNFCCC e foi realizado um segundo processo de comentário público internacional.	A DNV considera legítimo o esclarecimento fornecido pelo participante do projeto, pois agora fica entendido que a seguinte sentença na Seção B.5 do DCP /1/ é referente ao primeiro período de consulta pública internacional em vez do segundo período: "a publicação do DCP para o processo de comentário público internacional é anterior à data de início do projeto". Portanto, esta SE foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
Entretanto, não está claro por que o participante do projeto considera o segundo período da consulta pública internacional como tendo ocorrido <i>antes</i> da data de início do projeto de 17 de dezembro de 2007.			
SE 9 O nome do participante do projeto, “Brookfield Energia Renovável S/A” não está coerente nem consistente no DCP (versão 1.2)	A.1.2	Os participantes do projeto revisaram o nome do participante do projeto no DCP. Consulte a versão revisada da planilha do documento revisado.	A DNV avaliou o DCP revisado /1/ e pode confirmar que o nome do participante do projeto agora aparece consistentemente como “Brookfield Energia Renovável S.A.” em todo o documento. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 10 O DCP afirma que a atividade do projeto e as alternativas estão em conformidade com as seguintes leis e normas obrigatórias; no entanto, serão necessárias outras evidências ou explicações a fim de esclarecer se essas normas são cumpridas. ▪ Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); ▪ Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); ▪ Ministério de Minas e Energia (MME); ▪ Câmara de Comercialização	B.5.2. B.5.48	Os participantes do projeto esclarecem que a atividade de projeto proposta está de acordo com as leis e normas brasileiras do setor elétrico e com as exigências ambientais. Portanto, as Seções B.7.2 (Descrição do plano de monitoramento) e D.1 (Documentação da análise dos impactos ambientais, incluindo os impactos transfronteiriços) foram revisadas e as exigências regulatórias que a atividade de projeto proposta satisfaz foram incluídas. Consulte a versão revisada do DCP.	A DNV avaliou o DCP revisado /1/ e pode confirmar que a atividade do projeto e alternativas estão em conformidade com as leis e normas brasileiras do setor elétrico e com as exigências ambientais. As explicações sobre a conformidade com as normas foram documentadas nas Seções B.7.2 e D.1 do DCP /1/. Portanto, esta SE foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
de Energia Elétrica (CCEE); ▪ Agência ambiental de Santa Catarina - Fundação do Meio Ambiente (FATMA); ▪ .			
SE 11 De acordo com as " <i>Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos</i> " (versão 05), os valores de entrada usados na análise de investimentos devem ser válidos e aplicáveis no momento da decisão de investimento tomada pelo participante do projeto. O DCP (versão 1.2) não afirma explicitamente o período de tempo do investimento e o tempo de operação do projeto. Existe indicação de que o benchmark/taxa de desconto ou os cálculos do CMPC se basearam em julho de 2007 na Seção B.5; no entanto, não existe indicação de que julho de 2007 foi o momento da decisão.	B.5.14 B.5.48	Os participantes do projeto indicaram na Seção B.5 do DCP o momento da decisão de investimento, que é considerado como sendo a data de assinatura do Contrato EPC, em 17 de dezembro de 2007. Além disso, todos os valores de entrada aplicados na análise de investimentos se referem ao período da assinatura do Contrato EPC, como considerado pelas " <i>Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos</i> ". Consulte a versão revisada do DCP para verificar as informações revisadas.	A DNV avaliou o DCP revisado (versão 3.1) /1/ e pode confirmar que o participante do projeto agora indica claramente que o CMPC foi calculado com base no ano de 2007 /3/, que é considerado o momento da decisão de investimento, pois é o ano da assinatura do Contrato EPC /7/. Isso corresponde aos cálculos de CMPC extraídos dos dados de julho de 2007, que foram usados na versão revisada da planilha de análise financeira /3/. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 12 Com base no parágrafo 8 das " <i>Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos</i> " (versão 05), o "Parágrafo 6 do Passo 2 da Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade (versão 4) exige que a análise de	B.5.15 B.5.16 B.5.19 B.5.20 B.5.21 B.5.22 B.5.23	Os participantes do projeto incluíram na versão revisada do DCP todos os parâmetros aplicados para calcular a análise de investimentos, a justificativa de seu uso e forneceram todas as evidências documentadas dos valores de entrada no momento da decisão de investimento do	A DNV avaliou o DCP revisado /1/ e a planilha revisada do CMPC /3/, a planilha revisada do fluxo de caixa /4/ e a planilha da análise de sensibilidade /60/, e pode confirmar que agora a análise de investimentos é claramente apresentada com transparência, justificativas e

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
investimentos seja apresentada de maneira transparente, de modo que o leitor possa reproduzir os resultados”. Em relação à SE 10, não está claro se os valores usados durante a análise de investimentos são válidos no <i>momento da decisão de investimento</i> , pois eles não estão claramente documentados no DCP (versão 1.2) nem foram fornecidas ou justificadas evidências associadas das fontes de dados (ou seja, custos de investimento, impostos, Capex, taxas de operação e manutenção, preço de geração/eletricidade etc.). Por exemplo, o DCP (versão 1.2) afirma que o indicador financeiro é a TIR do projeto de 10,12%. No entanto, não há uma indicação clara de como esse valor foi obtido, se ele foi calculado antes ou depois dos impostos, ou se está em correspondência com o benchmark. A mesma SE se aplica a todas as hipóteses subjacentes observadas no DCP (versão 1.2).	B.5.24 B.5.25 B.5.48 B.6.12	projeto, que é determinado pela assinatura do Contrato EPC, 17 de dezembro de 2007. Além disso, foi realizada uma análise de sensibilidade considerando os dados atuais do projeto, para demonstrar que as alterações nos parâmetros de entrada não afetam a adicionalidade do projeto. Consulte a versão revisada do DCP.	evidências suficientes para todos os parâmetros. Em relação à resposta da DNV à SE 10, o participante do projeto também deixou claro que a decisão de investimento ocorreu durante o ano de 2007, que corresponde ao ano de assinatura do contrato EPC /7/. Isso se correlaciona aos dados que foram usados para a análise de investimentos. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 13 De acordo com as “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” (versão 5) a “TIR do projeto deve, de preferência, refletir o período de operação esperado da atividade do	B.5.18 B.5.48	Os participantes do projeto revisaram o fluxo de caixa da análise de investimentos de acordo com as “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” e aplicaram um período de avaliação de 20 anos para o projeto da PCH Angelina,	A DNV avaliou o DCP atualizado/1/ e a planilha financeira revisada de fluxo de caixa (versão 2.0) /4/ associada à análise de investimentos e pode confirmar que foi aplicado à atividade do projeto um período de avaliação de 20 anos. Em

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
projeto subjacente (vida útil técnica) ou, se for escolhido um período menor, incluir o valor justo dos ativos da atividade do projeto no final do período de avaliação. Em geral, um período mínimo de 10 anos e máximo de 20 anos será apropriado”. Entretanto, um período de avaliação de 23 anos foi usado para a atividade do projeto. Além disso, um período médio de 5 anos - de julho de 2002 a junho de 2007 - foi usado para determinar os cálculos do CMPC.		como explicado na SAC 5 acima. Levando em consideração a taxa de depreciação dos equipamentos, linha de transmissão, obras civis, reservatório e serviços ambientais dados pela Resolução ANEEL nº 002, datada de 24 de dezembro de 1997¹, os ativos do valor justo foram incluídos no final do período avaliado no fluxo de caixa. Além disso, o cálculo do CMPC é determinado considerando parâmetros diferentes. Os parâmetros são descritos no DCP (seção B.5) e aplicam períodos diferentes de cálculo, como detalhado abaixo: - O custo financeiro (a) é usado para calcular o Custo da Dívida (Kd) e é representado pela Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP). A “TJLP” avalia a taxa da dívida que deve ser aplicada à parte média que toma empréstimo do BNDES. Um período de 5 anos foi usado para calcular uma média da “TJLP”. Para os participantes do projeto, o período de 5 anos é considerado um período razoável para observar a variação da “TJLP” por causa da volatilidade	conjunto com a resposta da DNV à SAC 5, o valor justo dos ativos da atividade do projeto também foi considerado no final do período de avaliação, incluindo a taxa de depreciação dos equipamentos, linha de transmissão, obras civis, reservatório e serviços ambientais /4/. A DNV reconhece que o CMPC usa corretamente o período médio de 5 anos para determinar os cálculos do CMPC com base em dados válidos durante o momento da decisão de investimento. Portanto, esta SE foi encerrada.

¹ Resolução ANEEL nº 002, de 24 de dezembro de 1999, que estabelece as taxas anuais de depreciação de equipamentos no setor elétrico no Brasil. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1997002.pdf>.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
		econômica brasileira; - O prêmio pelo risco país (Rc) estimado é aplicado para calcular o Ke e é dado pelo Índice dos Títulos da Dívida de Mercados Emergentes (EMBI+). Ele representa o risco econômico brasileiro em comparação com a economia norte-americana. Como afirmado acima para a hipótese da “TJLP”, os participantes do projeto consideram razoável adotar um período de 5 anos para observar a variação do EMBI+ devido à volatilidade econômica brasileira; Além disso, é importante observar que todos os parâmetros mencionados acima aplicaram as informações até 17 de dezembro de 2007, que é considerada a decisão de investimento do projeto. Consulte a versão revisada do fluxo de caixa do projeto <i>Angelina</i> e a planilha de cálculo de CMPC para ter acesso às informações revisadas.	
SE 14 No parágrafo 35 da ferramenta metodológica “<i>Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade</i>” (versão 06.0.0), é afirmado que o DCP deve “incluir uma análise de sensibilidade que mostre se a conclusão	B.5.26 B.5.48	Como afirmado na SE 11, os participantes do projeto incluíram no DCP uma análise de sensibilidade considerando os valores atuais e custos reais da atividade do projeto <i>Angelina</i>. De acordo com essa análise de sensibilidade, foi verificado que o projeto continua sendo adicional.	A DNV avaliou a planilha da análise de sensibilidade /60/ e o DCP revisado /1/ e pode confirmar que os custos reais do projeto no momento da decisão de investimento (2007) foram usados na análise de sensibilidade. Com base nos resultados e na execução correta da

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
referente à atratividade financeira/econômica é robusta com relação a variações razoáveis nas hipóteses críticas. A análise de investimentos apresenta um argumento válido a favor da adicionalidade somente se ela apoiar consistentemente (para uma faixa realista de hipóteses) a conclusão de que a atividade do projeto provavelmente não será uma das alternativas mais atraentes financeira/economicamente”. Com base nessa premissa, não ficou totalmente demonstrado que a atividade do projeto é adicional pois os valores atuais ou custos reais do projeto não foram comparados com os resultados da sensibilidade desde a data de início de 17 de dezembro de 2007.		Consulte a versão revisada do DCP e a planilha anexada “ <i>Sensitivity Analysis.xls</i> ” para ter acesso às informações completas.	análise de sensibilidade, de acordo com a ferramenta metodológica “ <i>Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade</i> ” (versão 06.0.0) /70/, é possível confirmar claramente que a atividade do projeto não é financeiramente atraente, e portanto, adicional. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 15 Conforme apresentado com clareza na Seção A.2 do DCP (versão 1.2), a atividade do projeto consiste em uma central hidrelétrica; no entanto, posteriormente não está claro na Seção B.5 por que “quando energia eólica potencial é descoberta, qualquer entidade corporativa é capaz de obter a autorização do governo para construir uma central eólica.”	A.1.2	Os participantes do projeto revisaram adequadamente a seção B.5 do DCP. Consulte a versão revisada da planilha do documento revisado.	A DNV avaliou a Seção B.5 do DCP revisado /1/ e pode confirmar que não existe mais referência a uma energia eólica potencial, e sim uma referência a uma central hidrelétrica. Portanto, esta SE foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
SE 16 O resultado mencionado na Seção B.5 do DCP (versão 1.2) para a análise de sensibilidade está listado duas vezes. Considerando os resultados apresentados na SAC 8, esse resultado pode estar incorreto ou ser diferente.	B.5.28 B.5.48	Como considerado, os participantes do projeto revisaram o DCP e removeram o resultado da análise de sensibilidade listado pela segunda vez. Consulte a versão revisada do DCP.	A DNV revisou a Seção B.5 do DCP revisado /1/ e pode confirmar que não existe mais uma entrada duplicada do resultado da análise de sensibilidade. Considerando que as revisões associadas com a SAC 8 não alteraram o resultado anterior da análise de sensibilidade, esta SE agora está encerrada.
SE 17 Na seção B.5 do DCP (versão 1.2), quando a medida da atividade do projeto está sendo determinada, o PP afirma que <i>“Considerando as medidas apresentadas acima, o projeto Angelina pode ser classificado como uma medida de “substituição de combustível”, pois desloca a geração de eletricidade de centrais elétricas interligadas à rede operadas com combustível fóssil, o que fica refletido no fator de emissão da margem combinada. Como o projeto Angelina está interligado ao Sistema Interligado Nacional, a “substituição de combustível fóssil” não pode ser considerada uma medida específica do local do projeto. Portanto, essa “substituição de combustível” não afeta a aplicabilidade da metodologia ACM0002”</i> . Com base nessa afirmação, não está claro por que a “substituição de	B.5.42 B.5.48	Na realidade, na primeira versão do DCP, os PPs consideraram a opção (a) “substituição de combustível e matéria-prima” como a medida aplicada pelo projeto Angelina. Entretanto, ao analisar o Anexo 8 do EB 62, os PPs observaram que o projeto Angelina aplica a opção (b) das medidas listadas no §6 da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (Ferramenta de adicionalidade). No <i>Exemplo 1</i> apresentado na página 6 do Anexo 8, EB 62, é apresentado um exemplo de substituição de tecnologia (medida b), que inclui a geração de eletricidade com tecnologia hidrelétrica para deslocar eletricidade da rede. Este exemplo é similar à proposta de implementação da atividade do projeto <i>Angelina</i> . Sendo assim, os PPs revisaram o DCP para considerar a opção (b) das medidas apresentadas no §6 da Ferramenta de adicionalidade.	A DNV avaliou o DCP revisado /1/ e a planilha de análise da prática comum /5/ e pode confirmar que ambos foram atualizados para refletir claramente a Opção B no Passo 4 da análise da prática comum. Isso classifica a atividade do projeto como uma substituição de tecnologia com ou sem alteração da fonte de energia (incluindo melhorias da eficiência energética, assim como o uso de energias renováveis). A DNV considera essas revisões válidas, de acordo com a <i>“Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”</i> (versão 06.0.0) /70/. Portanto, esta SE foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
combustível” não pode ser considerada uma medida específica do local, pois está interligada à rede, especialmente porque o DCP declarou a geração como a eletricidade renovável gerada pelas centrais elétricas interligadas à rede.		Além disso, a prática comum do DCP foi revisada considerando a seguinte afirmação da Ferramenta de adicionalidade: <i>“A não ser que o tipo do projeto proposto tenha demonstrado ser o “primeiro do seu tipo” (de acordo com o Subpasso 3a) e, para medidas diferentes das listadas no parágrafo 6, os testes de adicionalidade genéricos acima devem ser complementados por uma análise da extensão em que o tipo do projeto proposto (por exemplo, tecnologia ou prática) já foi difundido no setor e região pertinentes”.</i> Portanto, o teste de adicionalidade apresentado no parágrafo 47 da ferramenta de adicionalidade foi aplicado para demonstrar se a atividade de projeto proposta é considerada ou não uma “prática comum” na área geográfica aplicável. Consulte a versão revisada do DCP e a planilha da prática comum.	
SE 18 Durante a determinação da capacidade energética (ou tamanho da instalação) da análise da prática comum na Seção B.5 do DCP (versão 1.2), o PP afirma que “de acordo com as normas brasileiras, centrais hidrelétricas de pequena escala são definidas como plantas com	B.5.43 B.5.48	Como solicitado, os participantes do projeto revisaram a referência da informação apresentada na análise da prática comum e na nota de rodapé. Consulte a versão revisada do DCP.	A DNV avaliou o DCP revisado /1/ e pode confirmar que a referência à norma brasileira sobre o que consiste uma PCH (com base na capacidade instalada) agora está claramente documentada e referenciada na seção de notas de rodapé. Portanto, esta SE foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW e área de reservatório não superior a 3 km ²³⁶ , a nota de rodapé que parece referenciar as normas brasileiras está apresentada de maneira não clara, que pode ser interpretada como uma referência incorreta ou unidade incorreta da área do reservatório.			
SE 19 Durante a determinação do clima de investimento da análise da prática comum na Seção B.5 do DCP (versão 1.2), os PPs afirmam que “considerando que essas diferenças técnicas têm claramente influência no investimento/financiamento de um projeto e que os patrocinadores do projeto têm diferentes capacidades de investimento, as informações financeiras devem ser consideradas ao analisar projetos de pequenas hidrelétricas. Como os PPs não têm acesso às informações financeiras de projetos similares, esses projetos devem ser excluídos dessa análise seguindo a ferramenta de adicionalidade.” Com base nessa afirmação, fica implícito que todos os projetos similares serão excluídos porque não foi possível obter informações financeiras sobre esses projetos. No	B.5.45 B.5.48	Os participantes do projeto revisaram a análise da prática comum e a afirmação relacionada a informações financeiras de projetos similares foi excluída. Consulte a versão revisada do DCP, na qual a análise da prática comum foi realizada levando em consideração outras hipóteses apresentadas na ferramenta de adicionalidade.	A DNV avaliou o DCP revisado /1/ e pode confirmar que a afirmação relacionada a informações financeiras de outros projetos similares foi removida, pois não representava um fator real que exigia a exclusão dos projetos similares na análise da prática comum. A DNV pode confirmar que o DCP revisado /58/ foi atualizado para considerar claramente todas as hipóteses necessárias para realizar adequadamente a análise da prática comum, de acordo com a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (versão 06.0.0) /70/. Portanto, esta SE foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
entanto, não fica claro se esse é o caso, ou como a determinação de projetos similares é excluída se não existem informações financeiras disponíveis.			
SE 20 Nas “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto” (versão 01.0) do CE está indicado que, na Seção B.7.1, os dados e parâmetros a serem monitorados devem incluir: "Métodos e procedimentos de medição: Nos quais os dados ou parâmetros a serem monitorados especificam os métodos e procedimentos, padrões de medição a serem aplicados, a exatidão das medições, a pessoa/entidade responsável pelas medições e, no caso de medições periódicas, os intervalos de medição." Embora esses detalhes sejam cobertos na Seção B.7.2 do DCP (versão 1.2), esses detalhes não estão claramente indicados para os medidores de energia listados no parâmetro EG_y (a eletricidade fornecida à rede pela atividade do projeto). O DCP não apresenta detalhes sobre onde esse medidor estará localizado, se ele irá medir a Eletricidade total gerada (TEG_y) ou a Eletricidade alimentada na rede (EG_y), e se existe um medidor para a	B.7.3 B.7.5	Como solicitado, os participantes do projeto incluíram na seção B.7.1 (parâmetro EG_y) informações relacionadas aos detalhes dos medidores de eletricidade também mencionadas na Seção B.7.2. Como explicado na Seção B.7.2, os medidores localizados na subestação <i>Tijucas</i> são responsáveis pela medição da eletricidade líquida (EG_y) gerada pela PCH <i>Angelina</i> que é alimentada na rede e os medidores localizados na PCH <i>Angelina</i> medem a eletricidade total gerada (TEG_y) pela PCH. Entretanto, considerando que a atividade do projeto não apresenta emissões do projeto decorrentes de reservatórios, o parâmetro TEG_y não é citado na Seção B.7.1 como um parâmetro monitorado. Além disso, os procedimentos de calibração relacionados aos medidores de eletricidade usados para medir o parâmetro EG_y foram incluídos na Seção B.7.2. Consulte a versão revisada do DCP.	A DNV avaliou o DCP revisado /1/ e pode confirmar que detalhes claros sobre os métodos e procedimentos de medição do parâmetro EG_y (a eletricidade fornecida à rede pela atividade do projeto) estão incluídos agora. Portanto, esta SE foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
energia consumida. Além disso, as “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto” (versão 01.0) do CE também afirmam que os procedimentos de Garantia de Qualidade (GQ)/Controle de Qualidade (CQ) incluem os "procedimentos de calibração, onde aplicáveis". Isso não está claramente indicado para o parâmetro E _{Gy} na Seção B.7.2 do DCP (versão 1.2).			
SE 21 Na Seção B.7.2 do DCP (versão 1.2), que descreve o plano de monitoramento da atividade do projeto, o nome do PP, “Lumbrás Energética S/A” não está consistente com o nome do PP apresentado no DCP.	A.1.2	Como solicitado, o nome do participante do projeto “Lumbrás Energética S.A.” foi revisado. Consulte a Seção B.7.2 da versão revisada do DCP.	A DNV verificou o nome do participante do projeto em todo o DCP /1/ e pode confirmar que o nome do PP está refletido de maneira consistente e correta, “ Lumbrás Energética S.A. ”. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 22 Embora os dados de monitoramento sejam mencionados na Seção B.7.2 do DCP (versão 1.2), não foram identificados procedimentos para o manuseio diário dos registros (incluindo os registros que devem ser mantidos, a área de armazenamento dos registros e como processar a documentação do desempenho). Além disso, não há	B.7.4 B.7.6 B.7.7 B.7.9	Considerando os comentários da EOD, os PPs revisaram as seções B.7.1 e B.7.2 para incluir informações detalhadas relacionadas ao monitoramento do projeto. Como incluído na seção B.7.2, os parâmetros a serem monitorados durante o período de obtenção de créditos do projeto são a eletricidade despachada para a rede pelo projeto, a capacidade instalada e a área do reservatório. As especificações dos	A DNV analisou as Seções B.1.2 e B.7.2 do DCP /1/ de acordo com os seguintes documentos complementares. • <i>PCH Angelina-comiss-SMF-usina.pdf</i> /50/ • <i>Certificado de Calibração - PCH Angelina.pdf</i> /48/ • <i>Processo de acompanhamento da geração de energia da PCH</i>

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
detalhes suficientes sobre os procedimentos de gerenciamento de dados, garantia de qualidade e controle de qualidade para assegurar que as reduções de emissões obtidas pelo projeto ou resultantes do projeto possam ser relatadas ex-post e verificadas.		medidores de energia bruta e líquida (principal e reserva) podem ser verificadas nos arquivos “PCH Angelina-comiss-SMF-usina.pdf” e “Certificado de Calibração - PCH Angelina.pdf”. O monitoramento da eletricidade gerada pelo projeto pode ser verificado no documento “Processo de acompanhamento da geração de energia da PCH Angelina.doc”. O contrato entre a Lumbrás Energética e a Service Energy (a empresa que compartilha a linha de transmissão com o proprietário do projeto Angelina) também está anexado a esta resposta (arquivo “Termo de Compartilhamento LT.pdf”). É importante mencionar que a Brookfield possui um procedimento interno para os créditos de carbono gerados pelos projetos do MDL registrados da empresa: Passo do Meio, Salto Natal, Pedrinho I, Granada, Ponte, Salto Corgão, Cachoeira Encoberta, Triunfo, Palestina, Nova Sinceridade e Riachão (anteriormente conhecido como Santa Edwiges I). Consulte o arquivo “NPE 016_Crédito Carbono_V2.pdf”. Assim que o projeto Angelina for registrado no MDL, o patrocinador do projeto revisará o procedimento interno para incluir o projeto Angelina.	<i>Angelina.doc</i> /51/ • <i>Termo de Compartilhamento LT.pdf</i> /61/ • <i>NPE 016_Crédito Carbono_V2.pdf</i> /49/ Com base nessa avaliação, a DNV pode confirmar que existem informações suficientes sobre o manuseio diário de registros (incluindo a coleta de dados, armazenamento de dados e documentação do desempenho do processo) e procedimentos estabelecidos de gerenciamento de dados, garantia de qualidade e controle de qualidade. Portanto, esta SE foi encerrada.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
SE 23 De acordo com o parágrafo 14 das “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto” (versão 01.0) “O F-CDM-PDD deve ser preenchido em inglês e todos os documentos anexos devem estar em inglês ou conter uma tradução completa em inglês das seções relevantes”. No entanto, não existe tradução para o inglês da AND brasileira: “Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima” na seção E.1 do DCP (versão 1.2). Além disso, o arquivo do fluxo de caixa contém palavras em português.	A.1.2	De acordo com o parágrafo 14 das “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto”, os participantes do projeto traduziram o nome da AND brasileira “Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima” como “Interministerial Commission on Global Climate Change”. Consulte a Seção E.1 da versão revisada do DCP. Além disso, o fluxo de caixa da análise de investimentos foi revisado e as palavras traduzidas para o inglês. Consulte a versão revisada da planilha do fluxo de caixa.	A DNV avaliou o DCP revisado /1/ e a planilha revisada do fluxo de caixa correspondente /4/ e pode confirmar que todas as traduções em inglês necessárias estão presentes. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 24 Na seção E.1 do DCP (versão 1.2), não foi fornecida nenhuma data de "Envio das cartas-convite aos seguintes agentes". Além disso, não está claro se o local para consulta do DCP está em português.	E.1.1	Como considerado pela EOD, a data de envio das cartas-convite aos atores foi incluída no DCP. Os participantes do projeto também incluíram informações referentes ao website onde o DCP foi publicado para consulta pública. Consulte a Seção E.1 da versão revisada do DCP.	A DNV avaliou o DCP revisado /1/ e confirmou que a data (2 de agosto de 2011) em que as cartas-convite foram enviadas aos atores locais /9/ está corretamente incluída no DCP. O website em que foi publicada a versão em português do DCP em 15 de dezembro de 2011 para consulta pública local também foi claramente indicado no DCP revisado /1/. Portanto, esta SE foi encerrada.
SE 25 De acordo com o parágrafo 17 das “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção	A.1.2	O Anexo I do DCP foi revisado de acordo com as exigências das “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto”.	A DNV avaliou a tabela de informações de contato revisada apresentada no Anexo I do DCP /1/ e pode confirmar que não existem mais células vazias.

Solicitações de Ação Corretiva e/ou Solicitações de Esclarecimento	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
<i>do projeto</i> ” (versão 01.0) “Se uma seção do F-CDM-PDD não for aplicável, deverá ser mencionado claramente que a seção foi deixada em branco intencionalmente.” Essa regra também se aplica a células vazias em uma tabela, na qual não poderiam estar vazias. No entanto, a tabela de informações de contato apresentada no Anexo I do DCP (versão 1.2) contém diversas células vazias.		Consulte a versão revisada do DCP.	Portanto, esta SE foi encerrada.

Tabela 4 Solicitações de Ação Futura

Solicitação de ação futura	Referência à Tabela 2	Resposta dos participantes do projeto	Conclusão da validação
N/A	-	-	-

- o0o -

APÊNDICE B

CURRÍCULOS DOS MEMBROS DA EQUIPE DE VALIDAÇÃO

Gabriel Baines

Gabriel Baines é graduado em Engenharia Ambiental. Possui experiência de trabalho total de 6 anos. Antes de ingressar na DNV, teve uma experiência de dois anos e meio no setor de alumínio, abrangendo as áreas de produção e meio ambiente. Sua experiência abrange também os campos de gestão ambiental e sistemas de gestão como ISO 14001.

Tem experiência de aproximadamente dois anos em validação e verificação de diversos projetos do MDL na DNV, tanto no Brasil quanto no exterior.

Sua qualificação e experiência em MDL demonstram competência setorial suficiente em energias renováveis e dejetos de suínos.

Linh Huynh

Linh Huynh é formada em Ciências Ambientais, com experiência total de oito anos no setor ambiental. Antes de seu ingresso na DNV, ela trabalhou como pesquisadora ecológica para estudar a fitorremediação e estabelecer métodos experimentais para testar o transporte biológico e mecanismos de tolerância em contaminantes e metais pesados. Conta com quase quatro anos de experiência no setor eólico, incluindo verificação de qualidade de dados meteorológicos, geração de sínteses de avaliação de recursos eólicos e gerenciamento de projetos.

Em dezembro de 2011, ingressou na unidade de Climate Change and Environmental Services da DNV como Assessora de GEE, onde atualmente está envolvida no processo de validação e verificação de MDL.

Frederico Rosas

Frederico é graduado em Gestão e tem especialização em Administração de Empresas.

É professor da Fundação Getúlio Vargas, onde leciona financiamento, gestão de custos, gestão de preços, análise de investimentos e controladoria.

Acumula uma experiência de trabalho de mais de 15 anos em empresas de áreas como finanças, mineração e cosméticos.

Denise Lai Siew Sit

Denise Lai Siew Sit tem graduação em Administração de Empresas e é especializada em assuntos secretariais da empresa. Possui uma experiência total de aproximadamente 14 anos. Antes de ingressar na DNV teve um ano de experiência no setor de impressão abrangendo

assuntos de custo e operação. Nos últimos 13 anos com a DNV, ela obteve uma experiência diversificada, inclusive na auditoria e treinamento do sistema de gestão de qualidade por um período de 2 anos.

Ela está envolvida na validação do MDL desde 2007 e tem ampla experiência na validação e verificação de vários projetos do MDL.

Sua qualificação, experiência no setor e experiência em MDL demonstram sua suficiente competência setorial em projetos renováveis.